

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) программы «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой


_____ Н.В. Савина
« 14 » 06 _____ 20 21 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Инновационное развитие электрических сетей 110 кВ г. Благовещенск с центром питания Благовещенская ТЭЦ в связи с ростом электрических нагрузок

Исполнитель
студент группы 942-ом


_____ 18.06.21
подпись, дата Э.С. Таран

Руководитель
профессор, канд.техн.наук


_____ 18.06.21
подпись, дата Ю.В. Мясоедов

Руководитель
магистерской программы
профессор, докт.техн.наук


_____ 18.06.21
подпись, дата Н.В. Савина

Нормоконтроль
ассистент


_____ 18.06.21
подпись, дата И.А. Лисогурский

Рецензент


_____ 21.06.21
подпись, дата А.К. Сериев

Благовещенск 2021

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.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Тарана Эдуарда Сидоровича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Инновационное развитие электрических сетей 110кВ г. Благовещенск с учетом питания
Благовещенская РЭС в связи с ростом электрических нагрузок
(утверждено приказом от 20.02.2021 № 378-УЧ)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 01.06.2021

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Схема нормального режима
режима эл. соединений Амурских эл. сетей за 2020г.; Схема потокораспределения
Амурских эл. сетей за 2020г.; Нормальная схема эл. соедин. объектов Амурского РЭС.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке
вопросов): Современное состояние предмета исследования; Анализ современного состоя-
ния схемно-решимой ситуации в выбранном объекте сети; Варианты решения

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем,
программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.)
Лист 1: Вариант развития электрической сети; Лист 2: Расчет режимов электричес-
кой сети; Лист 3: Однолинейная схема ПС Хунда; Таблиц - 56 шт.;
Рисунков - 29; Приложений - 7.

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

7. Дата выдачи задания 20.02.2021 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: профессор, канд. техн. наук
Мисогуев Н.В.
(фамилия, имя, отчество, должность, место работы, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 130 стр., 29 рисунков, 56 таблиц, 7 приложений, 35 источников.

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

В данной магистерской диссертации была рассмотрена задача инновационного развития электрических сетей 110 кВ г. Благовещенск с центром питания Благовещенская ТЭЦ в связи с ростом электрических нагрузок. Развитие электрической сети будет достигнуто строительством ПС Хунда. Для решения данной задачи было предложено несколько вариантов решения ее подключения к действующей сети.

Определен эквивалент рассматриваемого участка сети. Осуществлен 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 надежности электроснабжения потребителей центрального энергорайона Амурской области использованием инновационного оборудования. Проведена техническая проработка предложенных вариантов. Выполнен выбор оптимального варианта подключения на основании расчёта экономической эффективности.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Современное состояние предмета исследования	10
1.1 Актуальность поставленной проблемы	10
1.1.1 Определение потребностей	11
1.1.2 Разработка бюджета	12
1.1.3 Финансирование	12
1.1.4 Традиционные и инновационные конструкции подстанции	13
1.2 Электрические подстанции: перспективы развития	14
1.2.1 Цифровизация в тренде	16
1.2.2 Первые наработки. Первые выводы	18
1.2.3 На этапе проектирования	19
1.2.4 На этапе проведения строительно-монтажных работ	20
1.2.5 На этапе эксплуатации	20
1.2.6 Важные шаги на пути к цифровизации	24
1.2.7 Задел для инноваций	29
1.2.8 Системное проектирование	32
1.3 Выбор метода исследования для магистерской диссертации	33
2 Анализ современного состояния схемно-режимной ситуации в выбранном эквиваленте сети	38
2.1 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети	38
2.2 Климатогеографические характеристики Амурской области	39
2.3 Структурный анализ электроэнергетической системы района	40
2.3.1 Характеристика источников питания	41
2.3.2 Структурный анализ ЛЭП	44
2.3.3 Структурный анализ ПС	45
2.4 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети	47
2.4.1 Моделирование существующего участка электрической сети в ПВК «RastrWin 3»	51

3	Варианты решения поставленной проблемы	63
3.1	Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе	63
3.2	Техническая проработка вариантов развития электрической сети	66
3.2.1	Вариант №1 развития электрической сети при подключении ПС Хунда к сетям на напряжение 110 кВ	66
3.2.2	Вариант №2 развития электрической сети при подключении ПС Хунда к ПС Благовещенская на напряжение 110 кВ	74
3.2.3	Вариант №3 развития электрической сети при подключении ПС Хунда к существующим сетям на напряжение 110 кВ	81
3.2.4	Вариант №4 развития электрической сети при подключении ПС Хунда к ПС Благовещенская на напряжение 35 кВ	88
4	Оценка экономической эффективности и целесообразности	97
4.1	Капиталовложения	97
4.2	Расчет эксплуатационных издержек	100
4.3	Определение среднегодовых эксплуатационных затрат	101
4.4	Оценка экономической эффективности проекта	102
4.4.1	Оценка экономической эффективности варианта №1	103
4.4.2	Оценка экономической эффективности варианта №2	106
4.4.3	Оценка экономической эффективности варианта №3	108
4.4.4	Оценка экономической эффективности варианта №4	109
5	Выбор и проверка оборудования ПС	110
5.1	Инновационное оборудование, использованное в проекте	110
5.2	Проверка КРУ 110 и 10 кВ	111
5.3	Выбор оборудования КРУ 110 кВ	116
5.4	Выбор оборудования КРУ 10 кВ	121
	Заключение	126
	Библиографический список	127
	Приложение А Граф рассматриваемого эквивалента сети	131
	Приложение Б Расчёт в программе Mathcad	132

Приложение В Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима	165
Приложение Г Расчёт в программе RastWin 3 варианта №1	171
Приложение Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта №2	175
Приложение Е Расчёт в программе RastWin 3 варианта №3	179
Приложение Ж Расчёт в программе RastWin 3 варианта №4	185

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

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;

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;

ПУЭ – правила устройств электроустановок;

РПН – регулирование под нагрузкой;

РУ – распределительное устройство;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

Электрическая энергия представляет собой главный ресурс, необходимый для осуществления деятельности предприятий. Промышленное технологическое оборудование, применяемое в различных отраслях производства, имеет электрический привод. Создание нормальных бытовых условий также невозможно без электричества.

Перерывы в обеспечении потребителей электрической энергии приводят к остановке деятельности предприятий и организаций различного профиля, прекращению работы транспортных средств на электрической тяге, неработоспособности систем регулирования движения автотранспорта, вызывающей коллапс на автодорогах.

Отключения электричества у потребителей бытового сектора вызывают дискомфорт населения, лишая его освещения, а нередко и возможности обогреть жильё и приготовить пищу.

Аварийное отключение электроприёмника может приводить к различным последствиям в зависимости от характера отключаемого объекта. Причём эти последствия могут быть необратимыми.

Совершенно очевидно, что подходы к обеспечению надёжности снабжения потребителей электрической энергией должны быть связаны с потенциальной опасностью, возникающей при их аварийном отключении.

В данной магистерской диссертации разработан проект развития электрических сетей 110 кВ г. Благовещенск с центром питания Благовещенская ТЭЦ в связи с подключением ПС Хунда.

Необходимость этого возникла вследствие увеличения потребления основным потребителем электрической энергии города Благовещенска, данным потребителем является коммунально – бытовая нагрузка. В настоящее время данный район является избыточным, поскольку в этом районе функционирует Благовещенская ТЭЦ.

Электрические нагрузки подстанций принимаются по данным контрольного замера 2020 года.

Целью строительства ПС Хунда является разработка такой системы, которая в условиях эксплуатации обеспечит надежное и бесперебойное электроснабжение потребителей электроэнергией требуемого качества, а также принесет максимальную прибыль в условиях эксплуатации.

Для достижения указанной цели необходимо решить следующие задачи:

- 1) разработка и анализ возможных вариантов подключения ПС Хунда;
- 2) выбор конкурентно-способных вариантов;
- 3) расчёт и анализ нормальных и ремонтных режимов сети;
- 4) выбор оптимального варианта повышение эффективности и надежности электроснабжения, при котором будут минимальные капиталовложения.

Магистерская диссертация предусматривает проектирование оптимального варианта подключения ПС Хунда с применением инновационного оборудования.

При выполнении данной магистерской диссертации были использованы следующие лицензионные средства программного обеспечения:

- Операционная система MS Windows 10 Pro;
- Microsoft Office Word 2013г., Microsoft Office Visio 2013 г, Microsoft Office Excel 2013г;
- MathType 6.1 Equation;
- Mathcad 14.0;
- ПВК RastrWin3;
- Автоматизированная информационная библиотечная система «ИРБИС 64».

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 рассмотрены 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. 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 Разработка бюджета

Определив технические условия для новой станции – такие как напряжение, мощность, количество фидеров и т.п. – необходимо решить вопросы финансирования. Бюджетный процесс начинается, как правило, с исследования доступности и местонахождения земельного участка, так как размер и местонахождение может существенно повлиять на стоимость объекта. Также на данном этапе проводится оценка стоимости необходимого оборудования, для определения предварительной сметы затрат и подготовки обоснования (защиты) бюджета на корпоративном уровне.

Необходимо предварительно спрогнозировать потребность в трудовых ресурсах во всех сферах, привлеченных к проектированию и строительству подстанции, включая определение характера и объема любой работы, которая может понадобиться для реализации проекта.

Составление бюджета включает оценку стоимости проекта с учетом корпоративных приоритетов и дает общее представление о затратах и потребностях в других ресурсах. Обратите внимание, что этот процесс может проводиться ежегодно. Любые проекты, в которых денежные средства не использованы до конца данного бюджетного года, как правило, переоцениваются в течение каждого следующего бюджетного цикла.

1.1.3 Финансирование

Как только наступает время начала реализации проекта, необходимо начинать процесс получения финансирования. Для качественной оценки хода

реализации проекта необходима предварительная его детализация. Чтобы определить точные затраты и разработать реалистичный график реализации проекта необходима координация между всеми подразделениями. Определение точных затрат потребует детализации потребности в трудовых ресурсах в разных сферах. Информация о необходимых ресурсах должна быть представлена в презентационной форме для представления проекта на всех уровнях управления и утверждением бюджета руководством.

Иногда это может быть необходимо для получения большего финансирования, чем предусмотрено сметой капиталовложений. Это может случиться, когда предварительно определенные затраты выходят за рамки обычного ведомственного бюджета, или, если планируется внедрение новых, не применяемых ранее технологий.

Это может также случиться при реализации крупномасштабных проектов, или когда уже подписаны контракты на выполнение основных работ. Или необходимо провести частичную предоплату в случаях, когда необходимо приобретение дорогостоящего оборудования с длительным сроком поставки, например, трансформаторов большой мощности.

1.1.4 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), 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.

Именно энергетические компании, наряду с предприятиями оборонного комплекса, атомной промышленности и Гидрометцентра в середине минувшего века одними из первых начали использовать электронно-вычислительные машины в своей работе.

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.

Трансформация на базе «цифры» — это ключевое условие для конкурентоспособности российской экономики на глобальном уровне. Начало процесса было положено в декабре 2016 года. Точкой отсчета эксперты называют несколько строк в ежегодном Послании Президента России к Федеральному Собранию. Тогда В.В. Путин предложил «запустить масштабную системную программу развития экономики нового технологического поколения, так называемой цифровой экономики».

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 Первые наработки. Первые выводы

Сегодня практически каждая крупная энергокомпания имеет в своем арсенале собственные технологические наработки, созданные в рамках концепции цифровизации электроэнергетической отрасли. Каждое из этих решений имеет ярко выраженные преимущества. Однако для создания системного эффекта отрасль нуждается в формировании прозрачного и гибкого регулирования, создании стимулов для реализации высокотехнологичных проектов и обеспечении безопасности каждого внедряемого решения.

Например, Системный оператор ЕЭС России на протяжении 15 лет использует и развивает математическое моделирование электроэнергетических режимов единой национальной электрической сети на этапах планирования и управления работой энергосистемы.

В настоящее время ПАО «Федеральная сетевая компания» реализует инновационную программу «Цифровая подстанция». Под этим термином понимается электрическая подстанция, созданная с применением интегрированных цифровых систем измерения, РЗУ, оптических трансформаторов тока (напряжения) и цифровых схем управления, интегрированных в коммутационную аппаратуру.

Все компоненты работают на едином стандартном протоколе обмена информацией МЭК 61850 «Сети и системы связи на подстанциях». Стандарт регламентирует форматы потоков данных, виды информации, правила описания элементов энергообъекта и содержит свод правил для организации событийного протокола передачи данных.

По данным ФСК ЕЭС, внедрение в энергосистему России цифровых подстанций позволяет вывести на качественно новый уровень управление и контроль над режимами работы энергообъектов. К числу их основных преимуществ относят следующие факты на разных этапах проектирования:

1.2.3 На этапе проектирования

- более простой процесс разработки проекта кабельных систем связи;
- передача данных происходит без каких-либо искажений на практически неограниченное по продолжительности расстояние;
- минимизация количества единиц оборудования;
- возможность передавать данные неограниченному количеству пользователей (получателей). Распределение информации происходит с помощью сетей Ethernet. На сегодняшний день это наиболее распространенная технология организации локальных сетей. Стандарты описывают реализацию двух первых уровней модели OSI – проводные соединения и электрические сигналы (физический уровень), а также форматы блоков данных и протоколы управления доступом к сети (канальный уровень). По строго техническому определению протокол Ethernet относится к семейству протоколов стандарта IEEE 802.3. Использование этой технологии позволяет передавать данные от одного источника на любое устройство, установленное на территории электрической подстанции или за ее пределами;
- сокращение периода времени, которое расходуется на взаимоувязку отдельных подсистем. Это происходит за счет высокой степени стандартизации;
- снижение трудоемкости метрологических разделов проекта;
- возможность создавать типовые решения для объектов, отличающихся по топологической конфигурации и протяженности;
- возможность обеспечивать единство изменений, которые выполняются единым высокоточным измерительным прибором. За счет этого все пользователи получают одинаковые данные из одного источника. Измерительные приборы включаются в единую систему синхронизации тактирования;
- возможность предварительно смоделировать систему с целью определения нестыковок в разных режимах работы и других проблемных мест;

- снижение трудоемкости перепроектирования в случае исправления выявленных ошибок, а также при необходимости внесения корректировок и дополнений в проект.

1.2.4 На этапе проведения строительно-монтажных работ

- сокращение наиболее трудоемких и нетехнологичных видов монтажных и пусконаладочных работ, которые связаны с необходимостью прокладки и тестирования вторичных цепей;

- возможность более глубокого и всестороннего тестирования системы. Как правило, это обеспечивается за счет моделирования всевозможных поведенческих сценариев в цифровом виде;

- сокращение расходов, связанных с непроизводительным перемещением работников. Снижения расходной части бюджета удастся достичь благодаря возможности централизованной настройки и контроля параметров работ;

- минимизация себестоимости кабельных систем. Цифровые вторичные цепи позволяют выполнять мультиплексирование сигналов. Это предполагает двухстороннюю передачу с помощью одного кабеля огромного количества сигналов, поступающих от разных устройств. Достаточно, чтобы специалисты проложили к распределительным устройствам один оптический магистральный кабель вместо множества аналоговых медных цепей.

1.2.5 На этапе эксплуатации

- глобальная система диагностики охватывает как интеллектуальные устройства, так и пассивные преобразователи с их вторичными цепями. Эта особенность позволяет в сжатые сроки установить место отказа, определить его причину и даже выявить предотказное состояние;

- цифровая линия постоянно мониторится. Контроль осуществляется даже в те моменты, когда по ней не передается важная информация, что обеспечивает целостность линии;

– при монтаже цифровых линий связи используются волоконно–оптические кабели, которые обеспечивают полную защиту от электромагнитных помех в каналах передачи данных;

– цифровые подстанции просты в эксплуатации и обслуживании. Процесс перекоммутации цифровых цепей происходит намного проще, чем перекоммутирование аналоговых цепей;

– на отечественном рынке электротехники представлен широкий ассортимент цифрового оборудования, изготовленного разными производителями. Эти устройства функционально совмещаются между собой. Благодаря открытым интерфейсам они способны к взаимодействию, эффективно функционируют с другими продуктами или системами без каких–либо ограничений доступа и реализации;

– обеспечивается возможность перехода на безлюдные технологии и событийный метод обслуживания электрооборудования. Это стало возможным за счет технологических процессов, отличающихся высокой степенью наблюдаемости, что позволяет минимизировать сумму эксплуатационных затрат;

– поддержка проектных (расчетных) параметров и характеристик в ходе эксплуатации нуждается в меньших затратах;

– доработка и модернизация систем автоматизации требует меньших капиталовложений (неограниченность в количестве приемников информации), чем при реализации традиционных подходов.

На сегодняшний день в зоне операционной деятельности ПАО «ФСК ЕЭС» действует несколько сетевых объектов, в которых реализован комплекс цифровых технологий. В качестве примера может послужить цифровая подстанция 110 кВ «Медведевская» (г. Москва), предназначенная для электроснабжения объектов инновационного центра «Сколково». Ввод переключательного пункта в эксплуатацию обеспечил выдачу центру 60 МВт мощности и создал задел для электроснабжения близлежащих девелоперских

объектов. «Медведевская» была запущена в эксплуатацию 4 июня 2018 года. Она уникальна тем, что стала первой цифровой подстанцией в московском регионе. Также это первый за последние годы энергообъект, полностью укомплектованный оборудованием российского производства.

Здесь установлено первое отечественное КРУЭ 110 кВ, произведенное на заводе «Электроаппарат» в Санкт-Петербурге. Системы диагностики трансформаторов, газовая система пожаротушения, оборудование релейного зала – все изготовлено российскими специалистами.

В частности, на ЦПС установлены:

- два силовых трансформатора мощностью по 80 МВА каждый (производитель ООО «Тольяттинский Трансформатор»);

- четырехсекционное распределительное устройство 20 кВ с вакуумными выключателями, рассчитанное на 20 линейных ячеек (производитель Завод АО «Самарский трансформатор»);

- комплекс РЗА и АСУ ТП, выполненные на базе микропроцессорных терминалов, изготовленных специалистами ООО НПП «ЭКРА».

Управление ЦПС не требует присутствия персонала. Возможности цифровых технологий позволяют контролировать работу электрооборудования в режиме онлайн. Таким образом, исключена необходимость в материальных и трудовых затратах, связанных с проведением планово-предупредительных ремонтов. Каждая неполадка (и даже возможный сбой в работе системы) устраняются по факту обнаружения.

Измерение электрических и технологических параметров первичного оборудования, мониторинг его состояния, управление рабочими режимами осуществляются с использованием цифровых технологий в соответствии с международным стандартом IEC 61850. Это повышает надежность работы ЦПС и уменьшает объем суммарных затрат на эксплуатацию объекта.

«В соответствии с программой цифровой трансформации ПАО «МОЭСК» все новые электрические подстанции еще на этапе проведения строительно-монтажных работ будут оснащены инновационным оборудованием, которое

позволяет применять «цифру» при сборе и обработке данных. Помимо этого, в процессе модернизации уже действующих подстанций также будет устанавливаться современное электрооборудование, обеспечивающее подключение ПС к общей цифровой энергосети», – комментирует трансформации и делится планами ПАО «МОЭСК» заместитель главного инженера по инновациям и проектной деятельности компании Геннадий Сиденко.

ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» внедряет цифровые технологии по стандарту МЭК 61850 начиная с 2006 года. За это время энергетиками частично цифровизировано около 200 энергообъектов. Модернизация оборудования позволила сократить объемы профилактического обслуживания электрооборудования за счет удаленного мониторинга и самодиагностики.

Помимо этого, ФСК ЕЭС ориентирована на внедрение в сферу инжиниринга сервиса цифрового проектирования систем управления подстанционным оборудованием на базе типовых решений. Программный комплекс разрабатывается с использованием отечественной платформы САПР – организационно–технической системы автоматизированного проектирования. Как правило, она состоит из персонала и набора инструментов, в который входят программные продукты, технические и другие средства автоматизации.

В реализации проекта принимают участие специалисты Научно-технического центра ПАО «ФСК ЕЭС», Системного оператора Единой энергетической системы и компаний–производителей электротехнического оборудования. По оценкам экспертов, использование типовых решений позволит:

- увеличить скорость проектирования вторичных систем до десяти раз;
- более активно внедрять и масштабировать цифровые технологии в электросетевой комплекс России;
- свести к минимуму риск ошибок при проектировании, пусконаладке и эксплуатации объектов энергетической инфраструктуры.

В компании «Россети» ведется электронный журнал оперативного персонала, который функционирует на базе двухконтурной модели управления. Он позволяет отслеживать технологические нарушения в сетях в режиме онлайн.

Конкретные примеры можно найти в деятельности и других российских энергокомпаний. В частности, ПАО «РусГидро» стало одним из первых, кто на практике внедрил и развивает технологии виртуальных моделей отслеживания жизненного цикла электрооборудования, а также использует автоматизированные системы управления.

Так, в 2016 году Саяно-Шушенская гидроэлектростанция им. П.С. Непорожного была оборудована системой группового регулирования активной и реактивной мощности (ГРАРМ), которая в автоматическом режиме регулирует работу задвижек. Это позволяет набирать или сбрасывать мощность в зависимости от частоты в энергосистеме.

Такие факты позволяют говорить о том, что цифровизация российской энергетики началась уже давно и активно ведется по сей день. Одним из важных составных элементов этого процесса эксперты называют дистанционное управление электрическими подстанциями, которое началось задолго до исторического обращения Владимира Путина к Федеральному собранию в декабре 2016 года.

1.2.6 Важные шаги на пути к цифровизации

В настоящее время в ПАО «ФСК ЕЭС» утверждена программа оснащения электрических подстанций системами телеуправления. Она охватывает более 100 энергообъектов напряжением 110 – 500 кВ и предусматривает реконструкцию программно-аппаратных комплексов некоторых центров управления сетями.

Однако аналитики говорят о том, что программа внедрения систем дистанционного управления является промежуточным этапом долгого пути, начало которому было положено в 2013 году. Отправной точкой стало взаимодействие трех гигантов российского энергорынка: АО «СО ЕЭС», ПАО «Россети» и ПАО «ФСК ЕЭС».

На тот момент в единой национальной электросети уже действовали так называемые «подстанции нового поколения». От своих предшественниц они отличались наличием инновационного оборудования и средств автоматизации, которые исключали участие персонала из процесса управления работой энергообъекта.

На первых порах новые технологии тестировались в рамках пилотных проектов. Для этого были отобраны шесть объектов сетевой инфраструктуры:

Электрическая подстанция 220 кВ «Поселковая» (Краснодарский край, городской округ Сочи), которая обеспечивает электроснабжением спортивные объекты, курортные и гостиничные комплексы поселка Красная Поляна. Торжественное открытие энергообъекта состоялось в апреле 2009 года.

Электрическая подстанция 220 кВ «Псоу» – важное звено в цепочке электроснабжения Адлерского района города Сочи, спортивных и рекреационных объектов Имеретинской низменности. В частности, горнолыжного комплекса, сноуборд-парка, морского порта, уникальных природных заповедников, океанариума и др.

Распределительная подстанция 220 кВ «Черноморская».

Электрическая подстанция 330 кВ «Завод Ильич» – один из крупнейших питающих центров Санкт-Петербурга, построенный в 1932 году по плану ГОЭЛРО. Входит в состав Петербургского энергокольца. Обеспечивает электроснабжение районов города на Неве с населением порядка 1,5 млн чел.

В настоящее время энергообъект модернизируется. Основной этап реализации пилотного проекта по внедрению дистанционного управления завершен в декабре 2018 года. В результате комплексной реконструкции и технического перевооружения объекта было введено в эксплуатацию КРУЭ 110 кВ и установлено новое коммутационное оборудование. К распределительному устройству подведены линии электропередачи класса напряжения 110 кВ. Новое оборудование отличается компактными размерами. Оно оснащено современными микропроцессорными защитами, трансформаторными установками тока и напряжения, которые полностью соответствуют

требованиям работы устройств релейной защиты и автоматики, учета электроэнергии.

Ранее ПС «Завод Ильич» была переведена на напряжение 330 кВ, а ее мощность увеличена до 1140 МВА. Возведены здания КРУЭ 330, 220 кВ и камеры для трансформаторов суммарной мощностью 650 МВА.

Заключительный этап реконструкции предусматривает строительство зданий для электрооборудования напряжением 6 – 35 кВ, переподключение ЛЭП распределительной сети и демонтаж устаревших узлов подстанции. Общая стоимость проекта оценивается в 6,3 млрд руб.

Электрическая подстанция 330 кВ «Василеостровская» – пятая и последняя электрическая ПС Энергетического кольца Санкт-Петербурга. Является основным питающим центром Васильевского острова и, в частности, пассажирского порта «Морской фасад».

Электрическая подстанция 220 кВ «Проспект Испытателей» стала вторым в Санкт-Петербурге закрытым энергообъектом, где установлено КРУЭ. Ввод в эксплуатацию этой ПС позволил устранить острый дефицит электроэнергии в двух районах Петербурга – Выборгском и Приморском. Также была снижена нагрузка на подстанции 220 кВ «Приморская» и «Полупроводники», обеспечена возможность присоединения к ЕЭС России новых потребителей. В частности, речь идет о новом жилом комплексе «Коломяги» и районе Комендантский аэродром. Помимо этого, обеспечено присоединение к электросети такого важного объекта социальной инфраструктуры, как Перинатальный центр ФГУ «Федеральный центр сердца, крови и эндокринологии им В.А. Алмазова».

Результатом пилотного проекта по телеуправлению подстанциями нового поколения стала возможность дистанционного управления работой этих энергообъектов в соответствии с распределением функций телеуправления из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» и центров управления сетями (ЦУС) ПАО «ФСК ЕЭС». В частности, выключателями, разъединительными устройствами, заземляющими разъединителями ЛЭП и оборудования класса напряжения 220 кВ и выше.

Внедрение систем дистанционного управления позволило сократить время выполнения оперативных переключений и принятия мер, направленных на устранение и предупреждение сбоев в работе оборудования подстанций. Помимо этого, сведены к минимуму риски ошибочных действий персонала в процессе выполнения оперативных переключений.

По оценкам экспертов, комплекс реализованных мероприятий повысил надежность работы ЕНЭС в Северо-Западном регионе, улучшил качество управления электроэнергетическим режимом ОЭС Северо-Запада и региональных энергетических систем.

Высоких результатов удалось достичь за счет повышения скорости управляющих воздействий и сокращения промежутков времени, на протяжении которых режим работы электростанций отклоняется от планового диспетчерского графика с целью выполнения режимных мероприятий в момент переключений.

В целом, цель пилотных проектов заключалась в отработке на практике концептуальных решений в рамках оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления с использованием технологий телеуправления. В ходе работы:

- были внесены изменения в конфигурацию и программные продукты АСУ ТП электрических подстанций;
- выполнен комплекс мероприятий, связанных с настройкой программного обеспечения и технических устройств ЦУС филиалов Федеральной сетевой компании и оперативно-информационных комплексов (ОИК) диспетчерских центров Системного оператора;
- пересмотрена профильная документация и действующие инструкции;
- разработаны типовые программы по выводу в ремонт и вводу в эксплуатацию линий электропередачи и подстанционного электрооборудования с применением дистанционного управления;
- проведено обучение оперативного и диспетчерского персонала.

На следующем этапе реализации пилотных проектов энергетиками были применены автоматизированные программы переключений (АПП), что позволило полностью перенаправить на компьютер процесс переключений в установках. Эти программы содержат алгоритмы действий, обеспечивающих изменение эксплуатационного состояния электрооборудования, в том числе и отслеживание исполнения заданных команд.

Практичность таких программных продуктов заключается в возможности обеспечения полного цикла переключений без участия дежурного оператора. Его функция состоит лишь в необходимости запустить процесс и по завершении проверить достигнутый результат.

Испытания телеуправления с использованием автоматизированных программ переключений проводились в 2017 году на энергообъектах Ленинградской энергосистемы. В ходе апробации был протестирован функционал оперативного информационного комплекса (ОИК) СК–11.SCADA, разработанного специалистами ЗАО «Монитор Электрик». Программный комплекс представляет собой информационно-техническую платформу для создания автоматизированных систем оперативно-диспетчерского, технологического и ситуационного управления электросетевым оборудованием объектов электроэнергетики.

Испытания нового ОИК проводились на операциях, наиболее типичных для оперативно–диспетчерского управления. Прежде всего, это вывод электрооборудования в ремонт/резерв и последующий ввод в работу. Результаты эксперимента продемонстрировали возможность в несколько раз сократить время, затрачиваемое на проведение переключений, по сравнению с традиционным алгоритмом выполнения этих операций, которые проводятся под управлением диспетчера.

На основании результатов пилотных проектов совместными усилиями специалистов ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети», ОАО СО «ЕЭС» были разработаны основополагающие документы, регламентирующие порядок дальнейшего развития дистанционного управления:

«Типовые принципы переключений в электроустановках при осуществлении телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций» (утверждены 20.09.2016 г.). Документ определяет порядок ТУ ПС (отдельных РУ ПС) нового поколения.

«Типовой порядок переключений в электроустановках при осуществлении телеуправления оборудованием подстанций» (утвержден 20.09.2016 г.). Документ определяет особенности организации и производства переключений, выполняемых с помощью ТУ.

Требования Типовых принципов и Типового порядка должны быть учтены в инструкциях по производству переключений диспетчерских центров (ДЦ) субъекта оперативно-диспетчерского управления, центрами управления сетями эксплуатирующей организации или ее филиала (ЦУС), ПС, а также в инструкциях по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима (технологических нарушений) ДЦ, ЦУС, ПС.

«Типовые технические требования к программно-техническим комплексам (ПТК) АСУ ТП подстанций и к обмену технологической информацией для осуществления функций телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» и ЦУС сетевых организаций» (утверждены 27.10.2016 г.). Документ должен быть использован при разработке технических заданий, проектной, рабочей, эксплуатационной и нормативной документации на вновь создаваемые и модернизируемые ПТК АСУ ТП для осуществления возможности ТУ из ДЦ и ЦУС.

1.2.7 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;

Каждый проект должен быть масштабируемым. Это означает, что все новые системы, сети или процессы должны иметь возможность справляться с увеличением рабочей нагрузки при добавлении аппаратных или программных ресурсов;

Процедура утверждения проектов должна содержать оценку предполагаемых расходов на их реализацию и экономического эффекта, в т. ч. обоснование и сроки возврата капиталовложений. Как правило, вероятность возврата инвестиций существенно возрастает, если новый проект максимально совмещается с ранее реализованными технологическими решениями по цифровизации. Это означает, что новые проекты должны быть разработаны с учетом существующей инфраструктуры и сервисов, которые предоставляют традиционные телекоммуникационные компании. Это позволит сократить расходы на создание новой инфраструктуры и IT-решений, не относящихся к основной деятельности сетевых и генерирующих компаний;

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.

1.2.8 Системное проектирование

Аналитики отмечают, что после ввода сложных комплексных систем в действие эксплуатационные расходы могут существенно превышать затраты, понесенные заказчиком на этапе строительно-монтажных работ. По оценкам экспертов, причина происходящего кроется в низком качестве самого проекта.

Результаты проведенных исследований показывают, что максимальное количество ошибок допускается в процессе анализа и проектирования. На этапах реализации и тестирования их процент существенно ниже. Но при этом на более поздних стадиях проекта «стоимость» каждой ошибки или просчета стремительно возрастает. Когда речь идет о стоимости, подразумеваются затраты времени и ресурсов, которые расходуются на обнаружение и исправление таких ошибок.

Например, устранение ошибок на этапе проектирования обходится в два раза, на этапе тестирования – в 10 раз, а на этапе эксплуатации – в 100 раз дороже, чем на стадии анализа. Для того, чтобы выявить ошибку, допущенную при анализе и проектировании, придётся потратить в два раза больше времени, а на исправление – в пять раз больше, чем на ошибки, допущенные на более поздних стадиях.

Помимо этого, нередки случаи, когда ошибки анализа и проектирования проявляются уже после ввода объекта в эксплуатацию. С целью решения ключевых проблем при создании сложных систем специалисты используют специальные инструменты и методики, основанные на системном проектировании.

Что собой представляет системное проектирование? По сути, это методология, определяющая подсистемы, элементы и способы их соединения в единое целое для построения интеллектуальных сред, предназначенных для решения задач исследования и проектирования сложных объектов (систем, процессов) разной физической природы компьютерными средствами и при активном участии профильных специалистов – аналитиков, инженеров, экспертов, проектантов.

Методы системного проектирования на начальной стадии разработки проекта новой системы позволяют глубже изучить тему и таким образом лучше понять рассматриваемую проблему. Это позволяет сократить затраты на создание и дальнейшее использование системы, одновременно повышая ее надежность. Одной из самых известных и активно используемых систем проектирования остается технология структурного анализа и проектирования SADT [35].

1.3 Выбор метода исследования для магистерской диссертации

Методы научного познания принято делить на общие и специальные.

Большинство специальных научных проблем и даже отдельные этапы исследования требуют применения специальных методов решения. Разумеется,

такие методы имеют весьма специфический характер. Они никогда не бывают произвольными, т. к. определяются характером исследуемого объекта.

Помимо специальных методов, характерных для определенных областей научного знания, существуют общие методы научного познания, которые в отличие от специальных используются на всем протяжении исследовательского процесса и в самых различных по предмету науках.

Общие методы научного познания обычно делят на две большие группы:

- методы эмпирического исследования (наблюдение, сравнение, измерение, эксперимент);
- методы теоретического исследования (абстрагирование, анализ и синтез, идеализация, индукция и дедукция, мысленное моделирование, восхождение от абстрактного к конкретному и др.).

В магистерской диссертации были применены следующие методы эмпирического исследования:

- наблюдение;
- сравнение;
- измерение;
- эксперимент;
- материальное моделирование.

Наблюдение – представляет собой активный познавательный процесс, опирающийся, прежде всего, на работу органов чувств человека и его предметную материальную деятельность, преднамеренное и целенаправленное восприятие явлений внешнего мира с целью изучения и отыскания смысла в явлениях. Суть его состоит в том, что изучаемый объект не должен подвергаться воздействию со стороны наблюдателя, то есть объект должен находиться в обычных, естественных условиях. Это наиболее простой метод, выступающий, как правило, в качестве одного из элементов в составе других эмпирических методов.

Различают наблюдение прямое (визуальное), когда информацию получают без помощи приборов и наблюдение косвенное – информация получается при помощи приборов или автоматически при помощи регистрирующей аппаратуры.

Наблюдение как средство познания дает в форме совокупности эмпирических утверждений первичную информацию о мире.

В повседневности и в науке наблюдения должны приводить к результатам, которые не зависят от воли, чувств и желаний субъектов. Чтобы стать основой последующих теоретических и практических действий, эти наблюдения должны информировать нас об объективных свойствах и отношениях реально существующих предметов и явлений.

Для того чтобы быть плодотворным методом познания, наблюдение должно удовлетворять ряд требований, важнейшими из которых являются:

- планомерность;
- целенаправленность;
- активность;
- систематичность.

Сравнение – один из наиболее распространенных методов познания. Недаром говорится, что «все познается в сравнении». Оно позволяет установить сходство и различие между предметами и явлениями.

Для того чтобы сравнение было плодотворным, оно должно удовлетворять двум основным требованиям:

1. Сравняться должны лишь такие явления, между которыми может существовать определенная объективная общность;
2. Для познания объектов их сравнение должно осуществляться по наиболее важным, существенным (в плане конкретной познавательной задачи) признакам.

С помощью сравнения информация об объекте может быть получена двумя различными путями. Во-первых, она может выступать в качестве непосредственного результата сравнения. Во-вторых, очень часто получение первичной информации не выступает в качестве главной цели сравнения, этой

целью является получение вторичной, или производной информации, являющейся результатом обработки первичных данных. Наиболее распространенным и важным способом такой обработки является умозаключение по аналогии.

Измерение – в отличие от сравнения является более точным познавательным средством. Измерение есть процедура определения численного значения некоторой величины посредством единицы измерения. Ценность этой процедуры в том, что она дает точные, количественно определенные сведения об окружающей действительности. Важнейшим показателем качества измерения, его научной ценности является точность, которая зависит от усердия ученого, от применяемых им методов, но главным образом – от имеющихся измерительных приборов. В числе эмпирических методов научного познания измерение занимает примерно такое же место, как наблюдение и сравнение.

Эксперимент – частным случаем наблюдения является эксперимент. Эксперимент предполагает вмешательство в естественные условия существования предметов и явлений или воспроизведение их определенных сторон в специально созданных условиях. Экспериментальное изучение объектов по сравнению с наблюдением имеет ряд преимуществ:

- в процессе эксперимента становится возможным изучение того или иного явления в «чистом виде»;
- эксперимент позволяет исследовать свойства объектов действительности в экстремальных условиях;
- важнейшим достоинством эксперимента является его повторяемость.

Любой эксперимент может осуществляться как непосредственно с объектом, так и с «заместителем» этого объекта — моделью.

Использование моделей позволяет применять экспериментальный метод исследования к таким объектам, непосредственное оперирование с которыми затруднительно или даже невозможно. Поэтому моделирование является особым методом и широко распространено в науке.

Моделирование – метод изучения объектов на моделях, позволяющий получать знания при помощи заменителей (моделей) реальных объектов. Модель – мысленная или материально реализованная система, замещающая другую систему, с которой она находится в состоянии сходства. Модель заменяет объект исследования и имеет некоторые общие свойства с изучаемым объектом. Материальные модели выполняются из вещественных материалов. Метод моделирования позволяет получить информацию о различных свойствах изучаемых явлений на основе опытов с моделями.

Существует несколько видов материальных моделей:

- Пространственно-подобные (геометрически подобные) – макеты или муляжи;
- Физически подобные;
- Математически подобные.

2 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ СХЕМО – РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ В ВЫБРАННОМ ЭКВИВАLENTE СЕТИ

2.1 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети

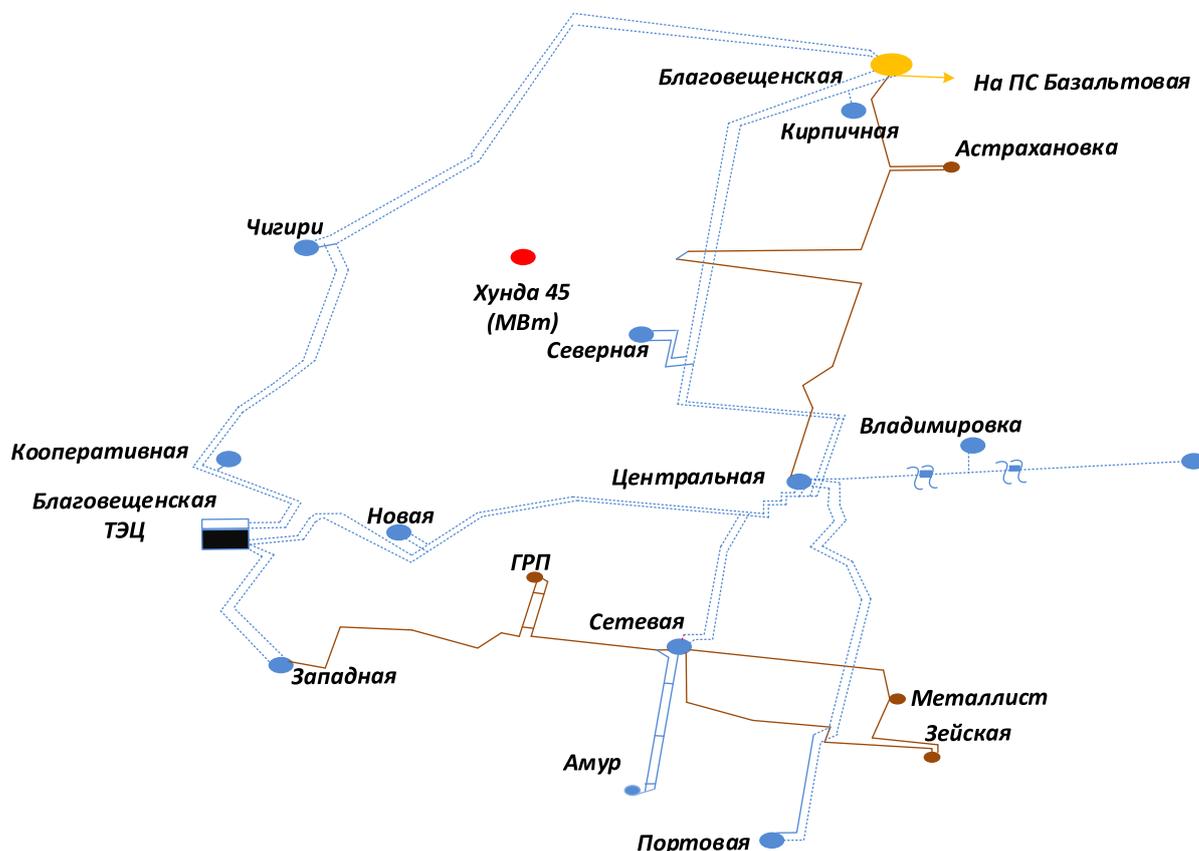


Рисунок 1 – Рассматриваемый участок сети на карте схеме

В качестве эквивалента рассматриваемого участка сети выбрана одна станция Благовещенская ТЭЦ, а также подстанция с высшим классом напряжения 220 кВ: ПС Благовещенская и девять подстанций с высшим классом напряжения 110 кВ:

1. ПС Чигири;
2. ПС Кирпичная;
3. ПС Северная;
4. ПС Центральная;
5. ПС Сетевая;
6. ПС Портовая;

7. ПС Новая;
8. ПС Западная;
9. ПС Кооперативная.

Граф рассматриваемого участка сети представлен на рисунке 2.

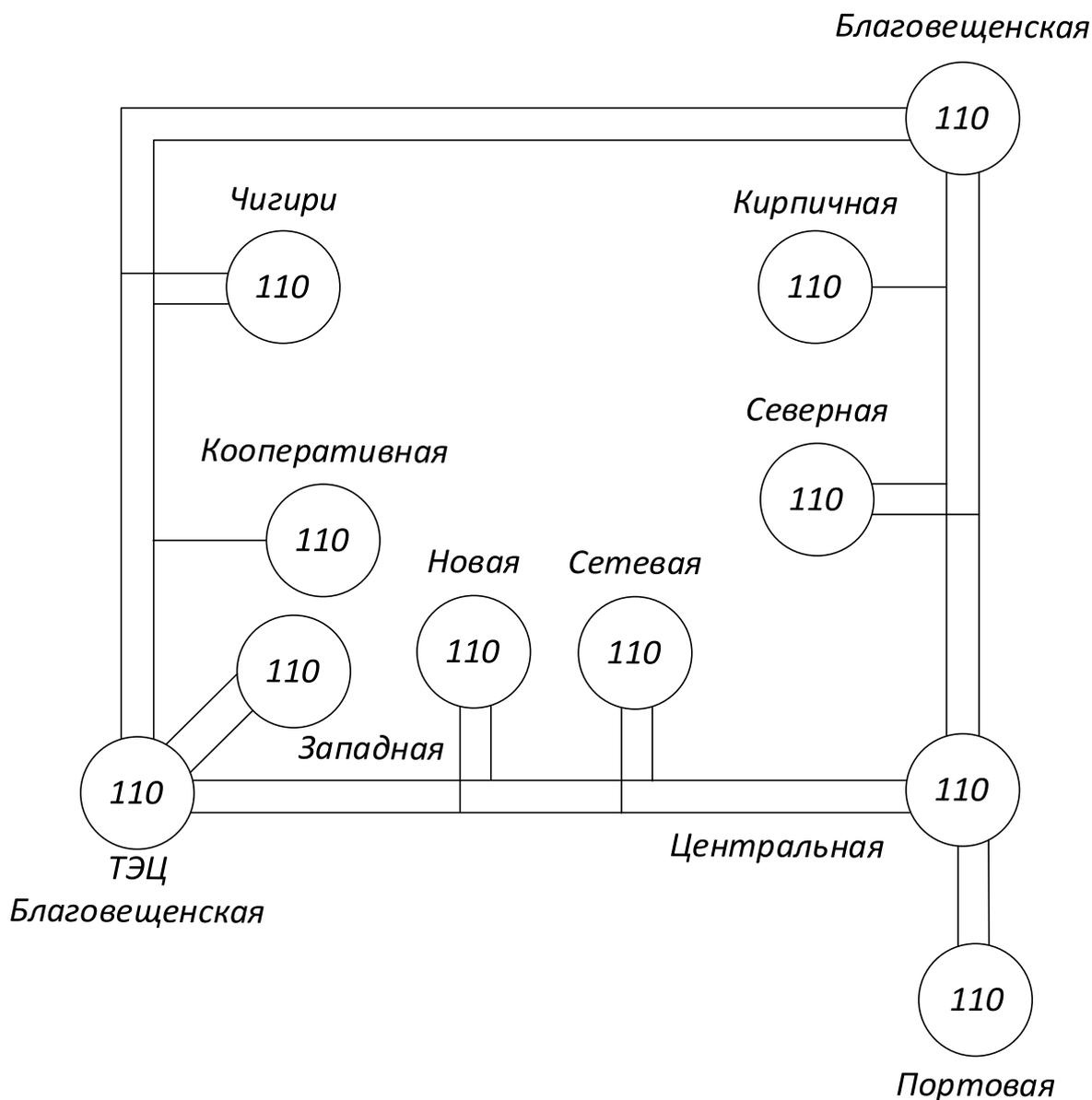


Рисунок 2 – Граф рассматриваемого участка сети

2.2 Климатогеографические характеристики Амурской области

Амурская область расположена на юго-востоке Российской Федерации, в умеренном географическом поясе, и входит в состав Дальневосточного федерального округа. Амурская область не имеет прямого выхода к морям. Его

северо-восток находится всего в 150 км от Охотского моря, а его средние районы в 500 – 600 км. Большая часть области расположена в бассейне Верхнего и Среднего Приамурья, что определяет его название. Регион входит в часовой пояс UTC+9 вместе с Республикой Саха (Якутия), где разница с московским временем составляет 6 часов. Климат Амурской области является переходным от резко континентального на северо-западе к муссонному на юго-востоке. Формирование такого климата обусловлено взаимодействием солнечной радиации, циркуляции воздушных масс и следующих географических факторов: широтное положение, удаленность территории от моря, влияние подстилающей поверхности в виде рельефа, растительность, водоемы. В Амурской области Зейский, Селемджинский и Тындинский районы, а также города Зeya и Тында приравняются к районам Крайнего Севера.

Таблица 1 – Сводная таблица климатических параметров

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

2.3 Структурный анализ электроэнергетической системы района

Структурный анализ электроэнергетической системы района включает в себя следующие задачи:

- характеристику источников питания;

- структурный анализ ЛЭП;
- структурный анализ ПС.

2.3.1 Характеристика источников питания

Благовещенская ТЭЦ:

Основным видом деятельности Благовещенской ТЭЦ является производство электрической энергии.

В Амурской энергосистеме Благовещенская ТЭЦ осуществляет следующие функции:

- выдача мощности и выработка электроэнергии;
- регулирование частоты;
- прием суточных и недельных неравномерностей нагрузки по энергосистеме.

Благовещенская ТЭЦ представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции – 404 МВт, тепловая мощность – 1005,6 Гкал/час. Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды. Проектное топливо – бурый уголь Райчихинского месторождения, фактически используются бурые угли Ерковецкого и Переясловского месторождений, для выгрузки угля на станции установлено два вагоноопрокидывателя. Основное оборудование станции включает в себя:

- Турбоагрегат № 1 мощностью 60 МВт, в составе турбины ПТ-60-130/13-1,2 с генератором ТВФ-63-2УЗ, введён в 1982 году;
- Турбоагрегат № 2 мощностью 110 МВт, в составе турбины Т-110/120-130-4 с генератором ТВФ-120-2УЗ, введён в 1983 году;
- Турбоагрегат № 3 мощностью 110 МВт, в составе турбины Т-110/120-130-4 с генератором ТВФ-120-2УЗ, введён в 1985 году;
- Турбоагрегат № 4 мощностью 124 МВт, в составе турбины Т-120-140-12,8-2 с генератором ТЗФП-130-2УЗ, введён в 2015 году.

Пар для турбин вырабатывают четыре котлоагрегата БКЗ-420-140-7 и один котлоагрегат Е-420-13,8-560 БТ. Также имеются два водогрейных котла КВГМ-100. Дымовые газы отводятся через две трубы. Система технического водоснабжения обратная, с использованием четырех башенных градирен: три градирни БГ-1600 с площадью орошения 1600 м², и одна градирня БГ-2300 с площадью орошения 2300 м². Для обеспечения станции добавочной (технической) водой на берегу р. Зeya смонтирована береговая насосная станция. Выдача электроэнергии в энергосистему производится с открытого распределительного устройства (ОРУ) напряжением 110 кВ по следующим линиям электропередачи:

- ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ — Благовещенская № 1 с отпайками;
- ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ — Благовещенская № 2 с отпайками на ПС Чигири и ПС Кооперативная;
- ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ — Западная № 1;
- ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ — Западная № 2;
- ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ — Центральная № 1 с отпайками на ПС Новую и ПС Сетевую;
- ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ — Центральная № 2 с отпайками на ПС Новую и ПС Сетевую.

РУ ВН Благовещенской ТЭЦ:

U_{ном}: 110 кВ

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

Количество ячеек: 6 линейные, 4 трансформаторные.

Таблица 2 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В–С	В–Н	С–Н				
1	2	3			4	5	6	7
ТРДЦН – 80000/110	1	10,5			310	70	480	0,6
ТДЦ – 125000/110	2	10,5			400	120	687,5	0,55
ТДЦ – 160000/110	1	10,5			410	110	685	0,55

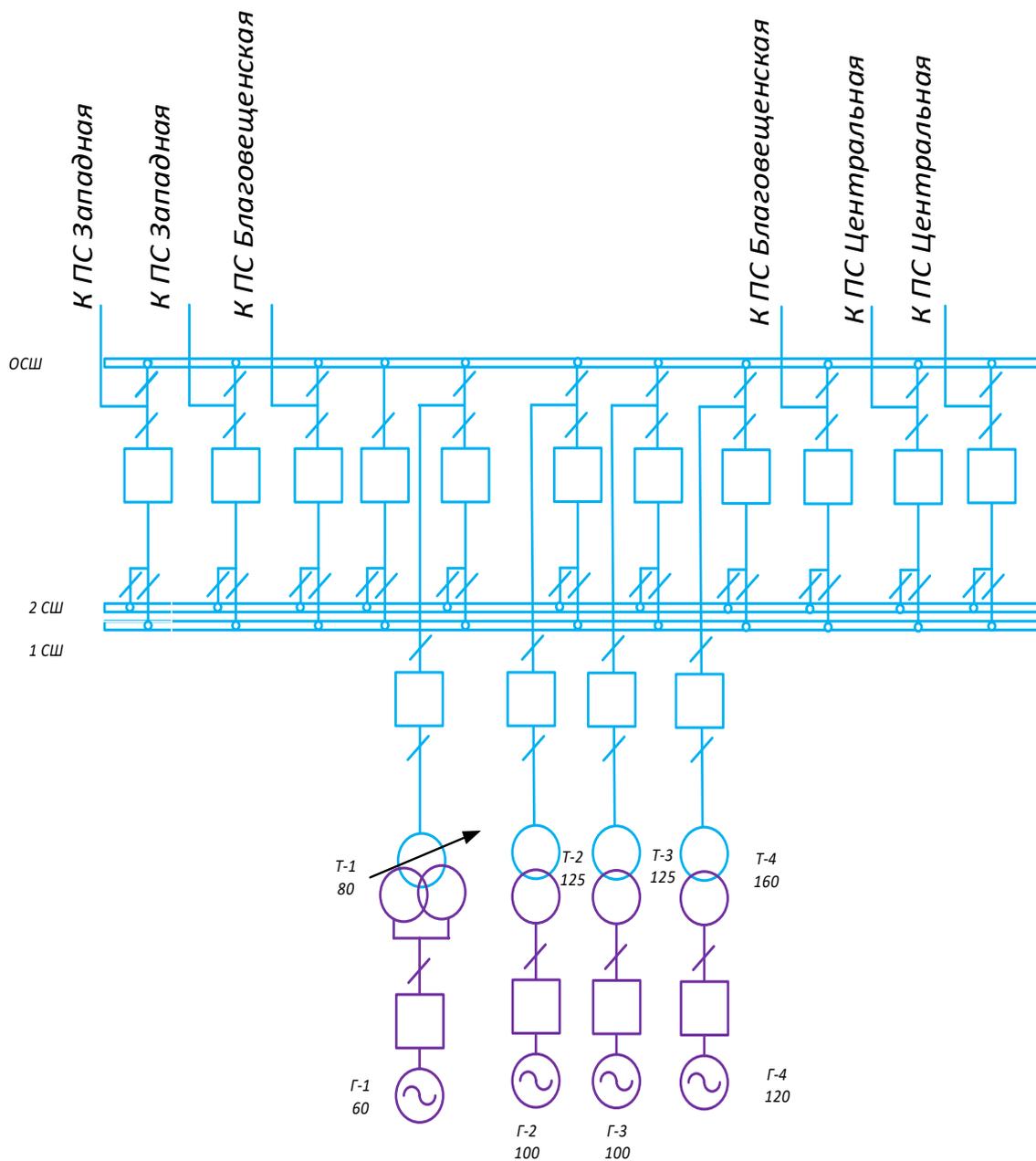


Рисунок 3 – Схема Благовещенской ТЭЦ

Таблица 3 – Генераторы

Марка	Кол-во	$P_{НОМ},$ МВт	$U_{НОМ},$ кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
1	2	3	4	5
ТВФ–63–2У3	1	60	6,3	1500
ТВФ–120–2У3	2	110	10,5	1500
ТЗФП–130–2У3	1	124	10,5	1500

2.3.2 Структурный анализ ЛЭП

Таблица 4 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

Наименование линии	U _{НОМ} , кВ	Сечение линии	Длина линии, км	Тип линии
1	2	3	4	5
Благовещенская – Чигири	110	АС – 300	4,4	ВЛ
Благовещенская – Чигири		АС – 300	4,4	ВЛ
Благовещенская ТЭЦ – Чигири		АС – 300	4,8	ВЛ
Благовещенская ТЭЦ – Чигири		АС – 300	4,8	ВЛ
Отпайка на ПС Кооперативная от ВЛ Благовещенская ТЭЦ – Чигири		АС – 240	0,07	ВЛ
Благовещенская ТЭЦ – Западная		АС – 240	2	ВЛ
Благовещенская ТЭЦ – Западная		АС – 240	2	ВЛ
Благовещенская ТЭЦ – Центральная		АС – 185	9,3	ВЛ
Благовещенская ТЭЦ – Центральная		АС – 185	9,3	ВЛ
Отпайка на ПС Новая от ВЛ Благовещенская ТЭЦ – Центральная		АС – 185	0,11	ВЛ
Отпайка на ПС Новая от ВЛ Благовещенская ТЭЦ – Центральная		АС – 185	0,11	ВЛ
Отпайка на ПС Сетевая от ВЛ Благовещенская ТЭЦ – Центральная		АС – 120	2	ВЛ
Отпайка на ПС Сетевая от ВЛ Благовещенская ТЭЦ – Центральная		АС – 120	2	ВЛ
Центральная – Портовая		АС – 150	5,2	ВЛ
Центральная – Портовая		АС – 150	5,2	ВЛ
Благовещенская – Центральная		АС – 185	6,69	ВЛ
Благовещенская – Центральная		АС – 185	6,69	ВЛ

Таблица 5 – Распределение ЛЭП по классам номинального напряжения

U _{НОМ} , кВ	Суммарная протяженность, км
1	2
110	69,07

Таблица 6 – Интервальная оценка сечений

U _{НОМ} , кВ	Сечение	Суммарная протяженность, км
1	2	3
110	АС – 300	18,4
110	АС – 240	4,07
110	АС – 185	32,2
110	АС – 150	10,4
110	АС – 120	4

2.3.3 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 7 – ПС по способу присоединения к сети

Наименование ПС	Способ присоединения к сети
1	2
ПС Благовещенская	Узловая
ПС Чигири	Отпаечная
ПС Кооперативная	Отпаечная
ПС Западная	Тупиковая
ПС Новая	Отпаечная
ПС Сетевая	Отпаечная
ПС Портовая	Тупиковая
ПС Центральная	Узловая
ПС Северная	Отпаечная
ПС Кирпичная	Отпаечная

Таблица 8 – ПС по схемам РУ

Наименование ПС	Схема РУ ВН
1	2
ПС Чигири	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)

Продолжение таблицы 8

1	2	
ПС Кооперативная	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)	
ПС Западная	Мостик (5Н)	
ПС Новая	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)	
ПС Сетевая	Мостик (5Н)	
ПС Портовая	Мостик (5Н)	
ПС Центральная	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)	
ПС Северная	Мостик (5Н)	
ПС Кирпичная	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)	
ПС Благовещенская	220	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
	110	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)

Таблица 9 – Количество и марки, установленных на ПС трансформаторов

Наименование ПС	Количество и марки трансформаторов
1	2
ПС Благовещенская	2 x АДЦТН – 125000/220/110
ПС Чигири	2 x ТРДН – 40000/110
ПС Кооперативная	2 x ТДН – 6300/110
ПС Западная	2 x ТДТН – 40000/110
ПС Новая	ТРДН – 40000/110
	ТРДН – 25000/110
ПС Сетевая	2 x ТДТН – 40000/110
ПС Портовая	2 x ТДН – 16000/110
ПС Центральная	2 x ТДТН – 25000/110
ПС Северная	2 x ТДН – 25000/110
ПС Кирпичная	2 x ТДН – 16000/110

Рассматриваемый участок электрической сети имеет сложную структуру с замкнутыми контурами с сильными и слабыми связями. Слабыми связями обладают отпаечные подстанции 110 кВ, поскольку связность этих подстанций ограничивается связью в основном с двумя другими элементами сети. Всего в рассматриваемом районе 10 подстанций, из них большинство являются двух трансформаторными. Преобладают линии номинального напряжения 110 кВ. Из них наибольшую протяженность имеют линии, выполненные сечением, АС – 185.

2.4 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети

Основными задачами данного раздела являются выявление режимных проблем, определение возможности и необходимости оптимизации режима [4].

Для расчёта режимов использовался ПВК «RastrWin3». В качестве исходных данных использовались:

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

Дадим краткое описание расчётной части программы «RastrWin3». Программный комплекс «RastrWin3» предназначен для расчета и анализа установленных режимов работы электрических систем на ПК IBM PC и совместим с ним. «RastrWin3» позволяет вычислять, эквивалентно и взвешивать режим, обеспечивает экранный ввод и коррекцию исходных данных, быстро отключает узлы и ветви схемы, имеет возможности сетевого зонирования, а также обеспечивает графическое представление схемы или ее отдельных фрагментов наряду с практически любым расчетные и исходные параметры.

«RastrWin3» не имеет программных ограничений на объем вычисляемых задач. Захват ОЗУ определяется размером вычисляемой схемы, и в настоящее время максимальный объем схемы составляет 1200 – 1500 узлов (в зависимости от конфигурации схемы) с минимальным количеством резидентных программ.

Формат данных "Узлы":

- 1) Район – номер района, к которому относится узел;
- 2) Номер – номер узла на схеме замещения;
- 3) N – номер статической характеристики;
- 4) O – не заданы;
- 5) 1,2 – стандарты (защиты в программу);
- 6) Название – название узла (0 – 12 символов);
- 7) $U_{ном}$ – номинальное напряжение узла или модуль узла (определяется по стандартной шкале напряжения);
- 8) $P_{наг}$, $Q_{наг}$ – активная и реактивная нагрузка узла (определяется по контрольным замерам, либо используются расчетные данные);
- 9) $P_{ген}$, $Q_{ген}$ – активная и реактивная генерация узла, задаются также по контрольным замерам для тех узлов, где есть генерация;
- 10) Q_{min} , Q_{max} – минимально и максимально возможные пределы изменения генерации реактивной мощности узла (определяются по техническим возможностям оборудования). Задание пределов позволяет программе определить оптимальную генерацию по реактивной мощности для данного узла.

Формат данных "Ветви":

- 1) $N_{нач}$, $N_{кон}$ – номера узлов, ограничивающих линию;
- 2) R, X – сопротивление;
- 3) B – проводимость (мкСм) для ЛЭП – полная проводимость шунтов "П"-образной схемы (< 0), для трансформатора – проводимость "Г" – образной схемы (> 0);
- 4) K_T , $K_{T/M}$ – вещественная и мнимая составляющие коэффициента трансформации;

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

Формат данных "Районы":

- 1) Номер – номер района;
- 2) Название – название района.

Команда "Результат", подкоманда "Узлы".

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

Подкоманда "Потери"

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

Технические характеристики программы «RastrWin3» не имеет программных ограничений на объем рассчитываемых задач. Захват оперативной памяти определяется размером рассчитываемой схемы. Расчет памяти сделан в предположении, что не установлены резидентные программы, использующие расширенную память.

Описание расчетной части пакета программ «RastrWin3».

Главное меню:

После загрузки «RastrWin3» Вы попадаете в главное меню комплекса, в котором отображаются основные команды. Для перемещения по меню используйте:

- клавиши перемещения курсора, <ENTER> – для входа в выбранную команду, <ESC> – для выхода;
- функциональные клавиши – нажатие клавиши ALT одновременно с выделенной цветом буквой горизонтального меню приводит к попаданию в это меню, где бы Вы не находились.

Нажатие выделенной цветом буквы вертикального меню приводит к началу выполнения этой команды (используйте клавиши, на которые нанесены русские буквы независимо от наличия кириллицы и регистра). Например: ALT_Д /В/У – приведет к попаданию в таблицу "Узлы" из любого места программы. Клавиши F1 – F10 используются для выполнения команд, не входящих в меню,

справка по ним – последняя строка экрана, справка по клавишам ALT_F1 – F10 может быть получена путем нажатия клавиши ALT.

Для работы используется двухкнопочная мышь с инверсным курсором (выделенное цветом знакоместо), перемещение курсора мыши и нажатие левой клавиши мыши приводит к перемещению программного курсора в заданное место, быстрое двойное нажатие левой клавиши ("клик") приводит к выполнению выбранной команды (аналогично ENTER) нажатие левой клавиши в последней строке экрана приводит к выполнению соответствующей команды (в зависимости от нажатия кнопки ALT). Правая клавиша мыши используется как клавиша ESC. Работа с мышью имеет свои особенности в экранном редакторе и выдаче результатов.

Согласно методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118.-2003 расчет нормальной схемы сети предполагает включение в работу всех ВЛ и трансформаторов [8]. При проведении расчетов рекомендуется руководствоваться следующим:

- сети 110 кВ и выше – замкнутые;
- 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;

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,0313, согласно СиПР ЕЭС РФ 2019–2024 гг.;

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

Определим прогнозируемые мощности для ПС Западная.

$$P_{Западная}^{прог} = 37,2 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 43,40 \text{ МВт};$$

$$Q_{Западная}^{прог} = 12,6 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 14,70 \text{ Мвар}.$$

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.

Исходными данными для расчета режимов являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов.

2.4.1 Моделирование существующего участка электрической сети в ПВК «RastrWin3».

В качестве исходных данных для моделирования режима возьмем нагрузки ПС принятые в максимум контрольного замера за 2020 года.

В таблице 10 представлена загрузка подстанций и отклонение напряжение в нормальном режиме для выбранного эквивалента сети.

Таблица 10 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	U _{ном} , кВ	P _н , кВА	Q _н , кВАР	P _г , кВА	Q _г , кВАР	U _{зд} , кВ	U, кВ	Δ U
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС Благовещенская	110	-	-	-25,8	201,2	115	115	4,55
Оп1	110	-	-	-	-	-	114,09	3,72
Оп2	110	-	-	-	-	-	114,09	3,72
ПС Чигири	110	40	10	-	-	-	114,08	3,71
Оп3	110	-	-	-	-	-	113,44	3,13
ПС Кооперативная	110	6,3	1,2	-	-	-	113,44	3,13
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	110	-	-	-	-	-	113,29	2,99
БТЭЦ Г1	6	16,7	12,1	41	6,1	6,3	6,3	-
БТЭЦ Г2	10	11,3	9,8	84	-19,1	10,5	10,5	-
БТЭЦ Г3	10	7,2	7	86	-21,6	10,5	10,5	-
БТЭЦ Г4	10	8,7	6,9	100	-21	10,5	10,5	-
ПС Западная	110	43,4	14,7	-	-	-	113,18	2,89
Оп4	110	-	-	-	-	-	113,27	2,98
Оп5	110	-	-	-	-	-	113,27	2,98
ПС Новая	110	16,4	5,9	-	-	-	113,27	2,97
Оп5	110	-	-	-	-	-	113,22	2,92
Оп6	110	-	-	-	-	-	113,22	2,92
ПС Сетевая	110	44,6	15,3	-	-	-	113,1	2,82
ПС Центральная	110	59	23,2	-	-	-	113,97	3,61

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС Портовая	110	16	4	-	-	-	113,86	3,51
Оп7	110	-	-	-	-	-	114,39	3,99
Оп8	110	-	-	-	-	-	114,39	3,99
ПС Северная	110	15	3,7	-	-	-	114,38	3,98
БТЭЦ Н1	110	-	-	-	-	-	110,46	0,42

В таблице 11 представлена токовая загрузка оборудования в нормальном режиме.

Таблица 11 – Токовая загрузка оборудования

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\text{доп_расч}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
1	2	3	4	5
Оп3 – Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	403	403	690	58,4
Оп2 – Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	391	391	690	56,7
Оп1 – Оп3	388	389	690	56,4
ПС Благовещенская – Оп2	357	357	690	51,8
ПС Благовещенская – Оп1	357	357	690	51,8
Оп5 – Оп6	255	255	510	50,1
Оп4 – Оп5	255	255	510	50,1
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ – Оп5	293	293	690	42,4
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ – Оп4	293	293	690	42,4
Оп8 – ПС Благовещенская	212	211	510	41,6
Оп7 – ПС Благовещенская	212	211	510	41,6
ПС Центральная – Оп8	189	189	510	37,1
ПС Центральная – Оп7	189	189	510	37,1
Оп6 – ПС Центральная	172	171	510	33,6
Оп5 – ПС Центральная	172	171	510	33,6
Оп6 – ПС Сетевая	120	120	510	23,6
Оп5 – ПС Сетевая	120	120	510	23,6
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ – ПС Западная	117	117	610	19,2

1	2	3	4	5
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ – ПС Западная	117	117	610	19,2
Оп2 – ПС Чигири	108	108	690	15,6
Оп1 – ПС Чигири	102	102	690	14,8
ПС Центральная – ПС Портовая	42	42	445	9,4
ПС Центральная – ПС Портовая	42	42	445	9,4
Оп5 – ПС Новая	44	44	510	8,7
Оп4 – ПС Новая	44	44	510	8,7
Оп8 – ПС Северная	39	39	510	7,6
Оп7 – ПС Северная	39	39	510	7,6
Оп3 – ПС Кооперативная	33	33	690	4,8

Большая часть ВЛ загружены оптимально, что говорит о том, что сечение этих линий электропередачи выбрано верно. В нормальном режиме потери активной мощности в сети составили 2,52 МВт. В данном режиме напряжения в узлах находятся в допустимых пределах. Схема нормального режима сети показана на рисунке 4.

Для проверки соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения выполняются расчеты послеаварийных режимов. Исходными условиями в послеаварийных режимах является 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 БТЭЦ – Благовещенская с отпайками;
- отключен один из генераторов БТЭЦ.

При отключении ВЛ БТЭЦ – Благовещенская с отпайками 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 несколько перегруженных линия. В таблице 12 представлена загрузка подстанций и отклонение напряжение в послеаварийном режиме для выбранного эквивалента сети.

Таблица 12 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	U _{ном} , кВ	P _н , кВА	Q _н , кВАР	P _г , кВА	Q _г , кВАР	U _{зд} , кВ	U, кВ	Δ U
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС Благовещенская	110	-	-	-23,6	180,7	115	115	4,55
Оп1	110	-	-	-	-	-	113,74	3,4
Оп2	110	-	-	-	-	-	113,72	3,39
ПС Чигири	110	40	10	-	-	-	113,72	3,39
Оп3	110	-	-	-	-	-	112,93	2,67
ПС Кооперативая	110	6,3	1,2	-	-	-	112,93	2,66
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	110	-	-	-	-	-	112,73	2,48
БТЭЦ Г1	6	16,7	12,1	41	9,7	6,3	6,3	-
БТЭЦ Г2	10	11,3	9,8	84	-14,1	10,5	10,5	-
БТЭЦ Г3	10	7,2	7	86	-16,7	10,5	10,5	-
БТЭЦ Г4	10	8,7	6,9	100	-16,1	10,5	10,5	-
ПС Западная	110	43,4	14,7	-	-	-	112,63	2,39
Оп4	110	-	-	-	-	-	112,76	2,51
Оп5	110	-	-	-	-	-	112,76	2,51
ПС Новая	110	16,4	5,9	-	-	-	112,76	2,51
Оп5	110	-	-	-	-	-	112,76	2,51
Оп6	110	-	-	-	-	-	112,76	2,51
ПС Сетевая	110	44,6	15,3	-	-	-	112,65	2,41
ПС Центральная	110	59	23,2	-	-	-	113,83	3,49
ПС Портовая	110	16	4	-	-	-	113,73	3,39
Оп7	110	-	-	-	-	-	114,32	3,93

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Оп8	110	-	-	-	-	-	114,32	3,93
ПС Северная	110	15	3,7	-	-	-	114,3	3,91
БТЭЦ Н1	110	-	-	-	-	-	110,46	0,42

В таблице 13 представлена токовая загрузка оборудования в послеаварийном режиме.

Таблица 13 – Токовая загрузка оборудования

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\text{доп_расч}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
1	2	3	4	5
Оп3 – Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	594	594	690	86,1
Оп1 – Оп3	572	573	690	83
ПС Благовещенская – Оп1	489	489	690	70,9
Оп5 – Оп6	319	318	510	62,5
Оп4 – Оп5	319	318	510	62,5
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ – Оп5	354	354	690	51,3
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ – Оп4	354	354	690	51,3
Оп8 – ПС Благовещенская	240	240	510	47,1
Оп7 – ПС Благовещенская	240	240	510	47,1
Оп6 – ПС Центральная	240	240	510	47,1
Оп5 – ПС Центральная	240	240	510	47,1
ПС Центральная – Оп8	227	226	510	44,5
ПС Центральная – Оп7	227	226	510	44,5
Оп1 – ПС Чигири	209	209	690	30,3
Оп6 – ПС Сетевая	121	121	510	23,7
Оп5 – ПС Сетевая	121	121	510	23,7
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ – ПС Западная	117	117	610	19,3
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ – ПС Западная	117	117	610	19,3
ПС Центральная – ПС Портовая	42	42	445	9,4
ПС Центральная – ПС Портовая	42	42	445	9,4

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5
Оп5 – ПС Новая	45	45	510	8,7
Оп4 – ПС Новая	45	45	510	8,7
Оп8 – ПС Северная	39	39	510	7,7
Оп7 – ПС Северная	39	39	510	7,7
Оп3 – ПС Кооперативная	33	33	690	4,7
Оп2 – Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	-	-	690	-
Оп2 – ПС Чигири	0	0	690	0
ПС Благовещенская – Оп2	-	-	690	-

При отключении одного из генераторов БТЭЦ 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. В таблице 14 представлена загрузка подстанций и отклонение напряжение в послеаварийном режиме для выбранного эквивалента сети.

Таблица 14 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	U _{ном} , кВ	P _н , кВА	Q _н , кВАР	P _г , кВА	Q _г , кВАР	U _{зд} , кВ	U, кВ	Δ U
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС Благовещенская	110	-	-	66,4	162,6	115	115	4,55
Оп1	110	-	-	-	-	-	114,19	3,81
Оп2	110	-	-	-	-	-	114,19	3,81
ПС Чигири	110	40	10	-	-	-	114,18	3,8
Оп3	110	-	-	-	-	-	113,62	3,29
ПС Кооперативная	110	6,3	1,2	-	-	-	113,62	3,29
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	110	-	-	-	-	-	113,48	3,16
БТЭЦ Г1	6	16,7	12,1	41	4,9	6,3	6,3	-
БТЭЦ Г2	10	11,3	9,8	84	-20,8	10,5	10,5	-

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9
БТЭЦ Г3	10	7,2	7	86	-23,3	10,5	10,5	-
БТЭЦ Г4	10	8,7	6,9	100	-21	10,5	-	-
ПС Западная	110	43,4	14,7	-	-	-	113,38	3,07
Оп4	110	-	-	-	-	-	113,45	3,14
Оп5	110	-	-	-	-	-	113,45	3,14
ПС Новая	110	16,4	5,9	-	-	-	113,45	3,14
Оп5	110	-	-	-	-	-	113,4	3,09
Оп6	110	-	-	-	-	-	113,4	3,09
ПС Сетевая	110	44,6	15,3	-	-	-	113,28	2,98
ПС Центральная	110	59	23,2	-	-	-	113,97	3,61
ПС Портовая	110	16	4	-	-	-	113,86	3,51
Оп7	110	-	-	-	-	-	114,39	3,99
Оп8	110	-	-	-	-	-	114,39	3,99
ПС Северная	110	15	3,7	-	-	-	114,38	3,98
БТЭЦ Н1	110	-	-	-	-	-	110,46	0,42

В таблице 15 представлена токовая загрузка оборудования в послеаварийном режиме.

Таблица 15 – Токовая загрузка оборудования

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\text{доп_расч}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
1	2	3	4	5
Оп8 – ПС Благовещенская	232	231	510	45,4
Оп7 – ПС Благовещенская	232	231	510	45,4
ПС Центральная – Оп8	199	199	510	39,1
ПС Центральная – Оп7	199	199	510	39,1
Оп3 – Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	257	257	690	37,2
ПС Благовещенская – Оп2	249	250	690	36,2
ПС Благовещенская – Оп1	249	250	690	36,2

Оп2 – Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	248	249	690	36
Оп1 – Оп3	246	247	690	35,8
Оп5 – Оп6	179	179	510	35,1
Оп4 – Оп5	179	179	510	35,1
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ – Оп5	217	217	690	31,5
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ – Оп4	217	217	690	31,5
Оп6 – ПС Сетевая	120	120	510	23,6
Оп5 – ПС Сетевая	120	120	510	23,6
Оп6 – ПС Центральная	102	102	510	20,1
Оп5 – ПС Центральная	102	102	510	20,1
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ – ПС Западная	117	117	610	19,1
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ – ПС Западная	117	117	610	19,1
Оп2 – ПС Чигири	107	107	690	15,5
Оп1 – ПС Чигири	101	101	690	14,7
ПС Центральная – ПС Портовая	42	42	445	9,4
ПС Центральная – ПС Портовая	42	42	445	9,4
Оп5 – ПС Новая	44	44	510	8,7
Оп4 – ПС Новая	44	44	510	8,7

Данные по потерям сведены в таблицу 16.

Таблица 16 – Потери активной мощности в существующей сети

Режим	Потери активной мощности, МВт
1	2
Нормальный режим	2,52
Отключена ВЛ БТЭЦ – Благовещенская с отпайками	3,96
Отключен один из генераторов БТЭЦ	2,51

Вывод: Самым оптимальным является режим при отключении одного из генераторов БТЭЦ, так как потери в сети являются минимальными.

Схемы послеаварийных режимов сети показаны на рисунках 5 и 6.

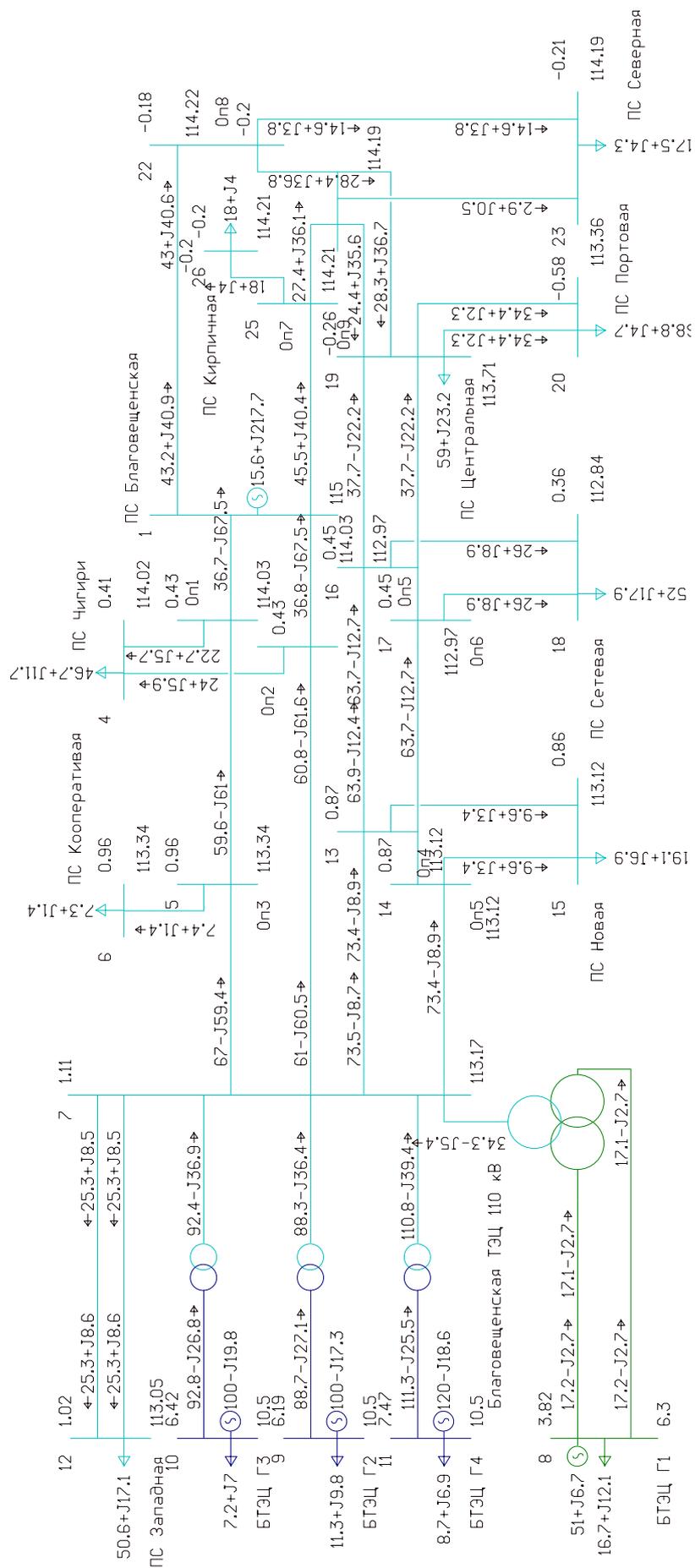


Рисунок 4 – Схема нормального режима сети

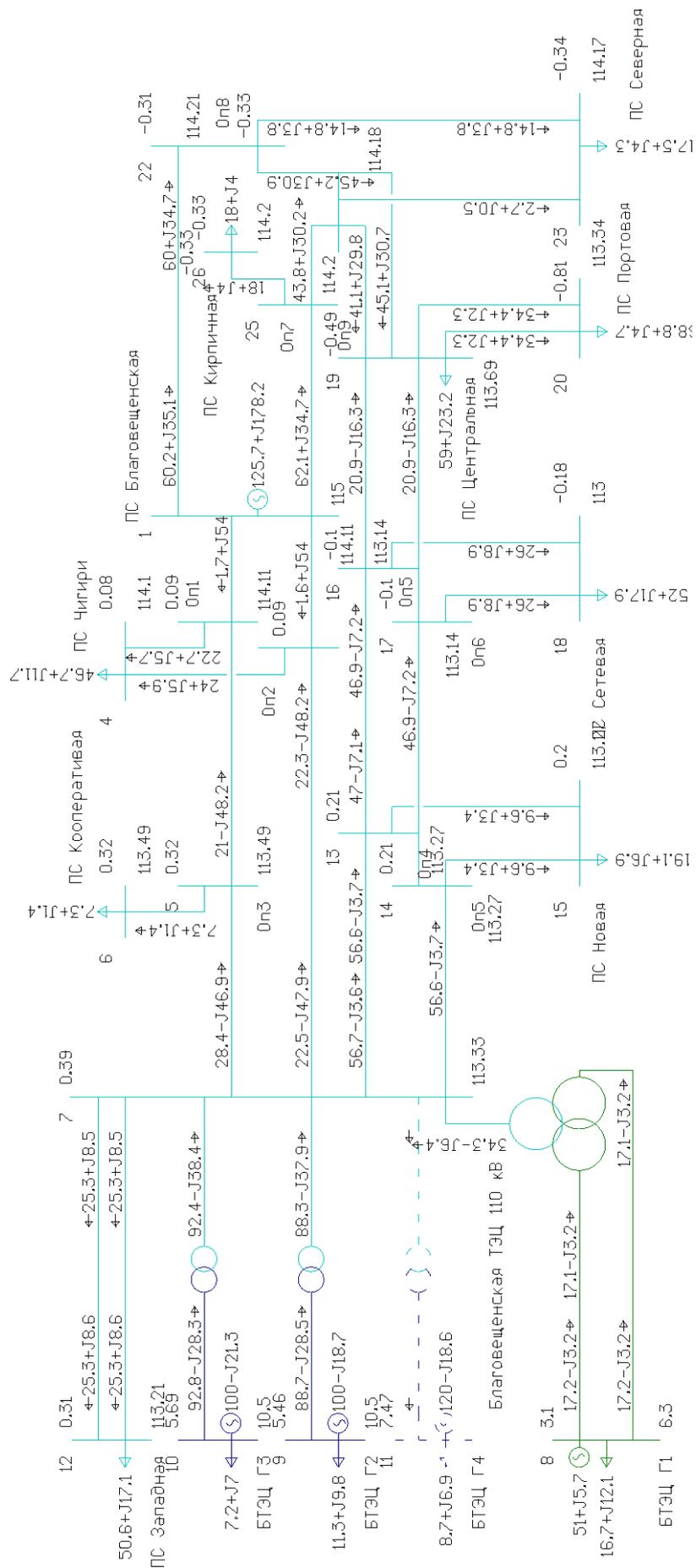


Рисунок 6 – Режим сети при отключении одно из генераторов БТЭЦ

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 Амурской области на период 2019 – 2025 годов» предполагается строительство ПС Хунда, предполагаемая электрическая мощность ПС Хунда составит до 45 МВт.

Вариант №1. Предусматривает подключение ПС Хунда к сетям на напряжение 110 кВ. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС 110 кВ Хунда;
- строительство 2 заходов от ВЛ 110 кВ БТЭЦ – Благовещенская с отпайками.

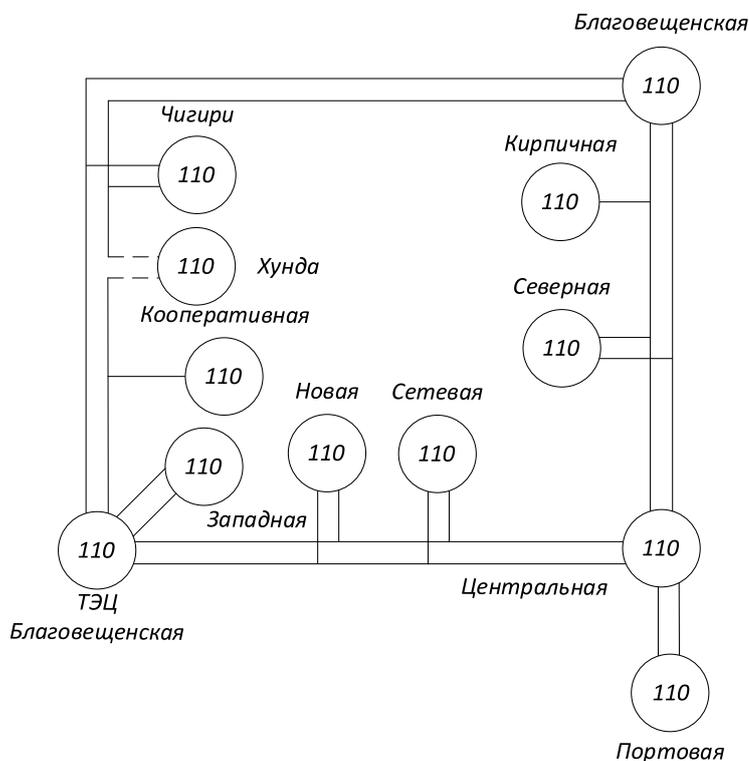


Рисунок 7 – Вариант подключения №1

Вариант №2. Предусматривает подключение ПС Хунда к ПС Благовещенская на напряжение 110 кВ. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС 110 кВ Хунда;
- строительство 2 ВЛ 110 кВ от ПС Благовещенская.

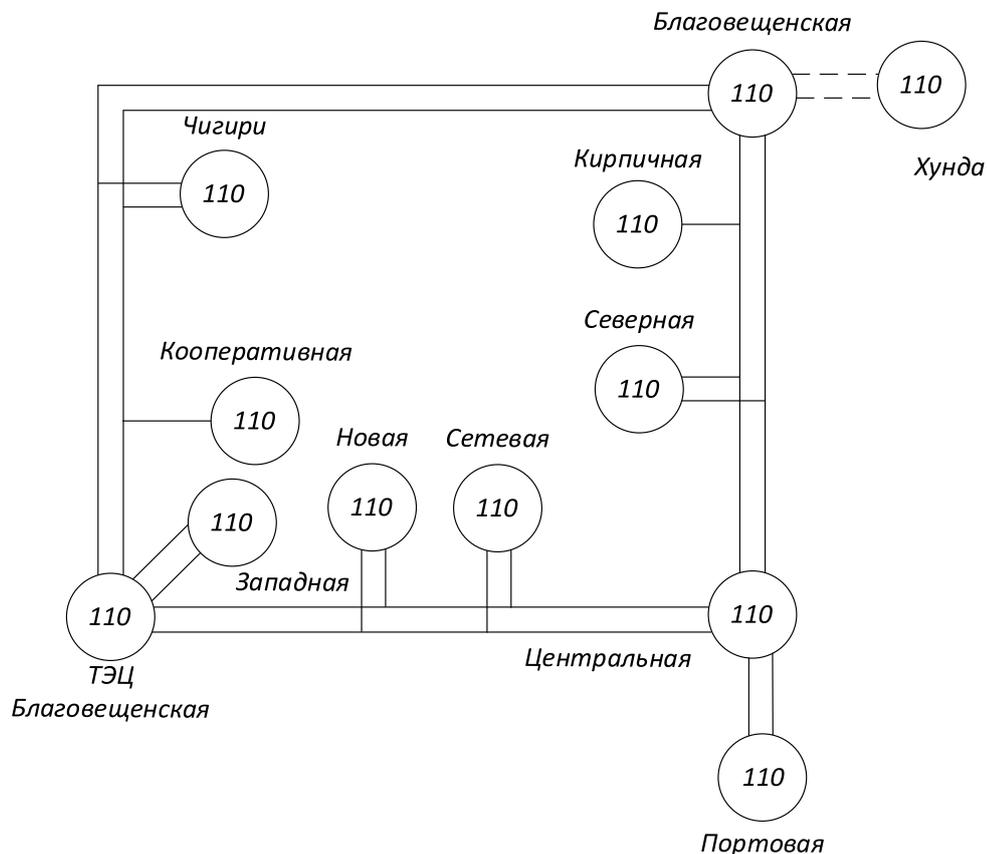


Рисунок 8 – Вариант подключения №2

Вариант №3. Предусматривает подключение ПС к сетям на напряжение 110 кВ. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС 110 кВ Хунда;
- строительство 2 заходов от ВЛ 110 кВ Благовещенская – Центральная с отпайками.

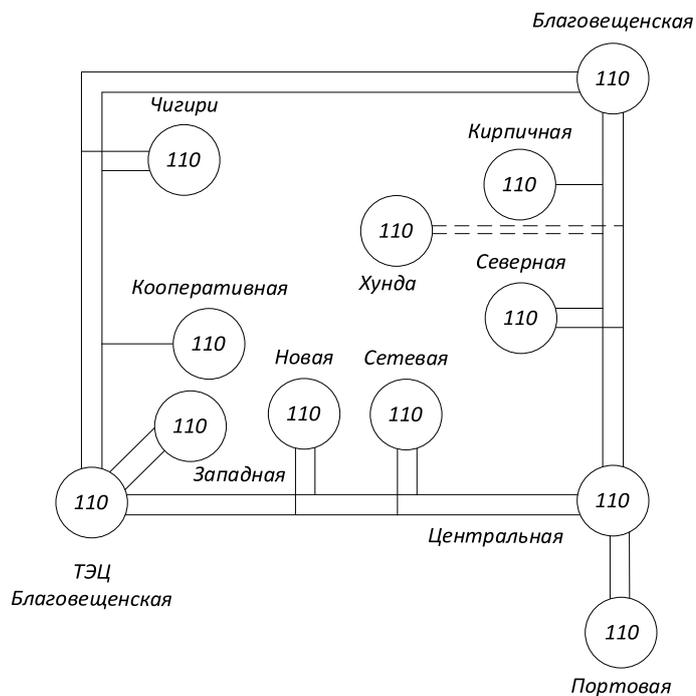


Рисунок 9 – Вариант подключения №3

Вариант №4. Предусматривает подключение ПС Хунда к ПС Благовещенская на напряжение 35 кВ. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС 35 кВ Хунда;
- строительство 2 ВЛ 35 кВ от ПС Благовещенская.

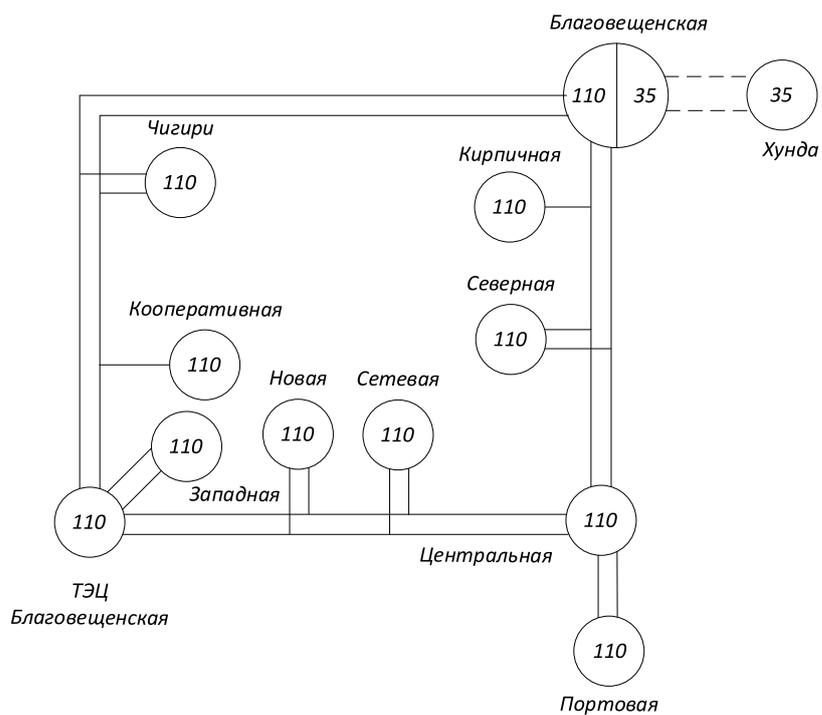


Рисунок 10 – Вариант подключения №4

3.2 Техническая проработка вариантов развития электрической сети

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

3.2.1 Вариант №1 развития электрической сети при подключении ПС Хунда к сетям на напряжение 110 кВ

При подключении ПС Хунда к сетям 110 кВ необходимо строительство двух заходов от ВЛ 110 кВ БТЭЦ – Благовещенская с отпайками и длиной 3 км.

Исходя из установленной электрической мощности нагрузки на ПС Хунда предусмотрена установка двух трансформаторов марки ТДН –40000/110/10.

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

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

$$K_3^{н.р.} = \frac{48,46}{40 \cdot 2} = 0,61.$$

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:

$$K_3^{н.р.} = \frac{48,46}{40 \cdot 1} = 1,21.$$

Для ПС Хунда выбираем следующие типовые схему РУ:

Схема РУ ВН (110 кВ): Мостик (5Н).

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

Проектируемые ЛЭП, обеспечивающие подключение ПС, будут выполнены проводами марки АС–300 для недопущения снижения длительно допустимого тока по ЛЭП, расчет приведен в приложении Б.

Для данного варианта развития был проведён расчёт токов короткого замыкания на шинах ВН проектируемой ПС. Расчёт приведён в приложении Г. По данным расчёта были выбраны выключатели присоединений на КРУ 110 и КРУ 10 кВ.

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 отклонений по напряжению не наблюдается, а линии все также являются загружены оптимально. Подробный расчет приведен в приложении Г. В таблице 17 представлена загрузка подстанций и отклонение напряжение в нормальном режиме.

Таблица 17 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	U _{ном} , кВ	P _н , кВА	Q _н , кВАР	P _г , кВА	Q _г , кВАР	U _{зд} , кВ	U, кВ	Δ U
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС Благовещенская	110	-	-	16,5	208,3	115	115	4,55
Оп1	110	-	-	-	-	-	114	3,63
Оп2	110	-	-	-	-	-	114	3,63
ПС Чигири	110	40	10	-	-	-	113,99	3,62
Оп3	110	-	-	-	-	-	113,23	2,93
ПС Кооперативная	110	6,3	1,2	-	-	-	113,22	2,93
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	110	-	-	-	-	-	113,09	2,81
БТЭЦ Г1	6	16,7	12,1	41	7,4	6,3	6,3	-
БТЭЦ Г2	10	11,3	9,8	84	-17,3	10,5	10,5	-
БТЭЦ Г3	10	7,2	7	86	-19,9	10,5	10,5	-

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5	6	7	8	9
БТЭЦ Г4	10	8,7	6,9	100	-19,3	10,5	10,5	-
ПС Западная	110	43,4	14,7	-	-	-	112,99	2,72
ПС Новая	110	16,4	5,9	-	-	-	113,09	2,81
ПС Сетевая	110	44,6	15,3	-	-	-	112,95	2,68
ПС Центральная	110	59	23,2	-	-	-	113,9	3,55
ПС Портовая	110	16	4	-	-	-	113,79	3,45
Оп8	110	-	-	-	-	-	114,35	3,96
ПС Северная	110	15	3,7	-	-	-	114,34	3,94
БТЭЦ Н1	110	-	-	-	-	-	110,46	0,42
Оп9	110	-	-	-	-	-	113,78	3,44
Оп10	110	-	-	-	-	-	113,78	3,44
ПС Хунда 110 кВ	110	-	-	-	-	-	113,63	3,3
ПС Хунда 10 кВ	10	45	18	-	-	-	10,28	-2,12

В таблице 18 представлена токовая загрузка оборудования в нормальном режиме.

Таблица 18 – Токовая загрузка оборудования

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\text{доп_расч}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
1	2	3	4	5
Оп3 – Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	393	393	690	57
Оп10 – Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	376	377	690	54,6
Оп9 – Оп3	373	373	690	54,1
Оп2 – Оп10	344	345	690	49,9
Оп1 – Оп9	343	344	690	49,8
Оп5 – Оп6	250	250	510	49
Оп4 – Оп5	250	250	510	49
ПС Благовещенская – Оп2	331	332	690	48,1
ПС Благовещенская – Оп1	331	332	690	48,1

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5
Оп8 – ПС Благовещенская	226	225	510	44,3
Оп7 – ПС Благовещенская	226	225	510	44,3
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ – Оп5	286	286	690	41,5
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ – Оп4	286	286	690	41,5
ПС Центральная – Оп8	202	202	510	39,7
ПС Центральная – Оп7	202	202	510	39,7
Оп10 – ПС Хунда 110 кВ	111	112	330	33,8
Оп6 – ПС Центральная	172	172	510	33,7
Оп5 – ПС Центральная	172	172	510	33,7
Оп9 – ПС Хунда 110 кВ	110	110	330	33,3
Оп6 – ПС Сетевая	120	121	510	23,6
Оп5 – ПС Сетевая	120	121	510	23,6
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ – ПС Западная	117	117	610	19,2
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ – ПС Западная	117	117	610	19,2
Оп2 – ПС Чигири	106	106	690	15,4
Оп1 – ПС Чигири	103	103	690	14,9

В таблице 19 представлена загрузка подстанций и отклонение напряжение в послеаварийном режиме для выбранного эквивалента сети.

Таблица 19 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	U _{ном} , кВ	P _п , кВА	Q _п , кВАР	P _г , кВА	Q _г , кВАР	U _{зд} , кВ	U, кВ	Δ U
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС Благовещенская	110	-	-	16,3	126,3	112	112	1,82
Оп1	110	-	-	-	-	-	111,04	0,94
Оп2	110	-	-	-	-	-	-	-
ПС Чигири	110	40	10	-	-	-	111,02	0,92
Оп3	110	-	-	-	-	-	110,71	0,65

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС Кооперативная	110	6,3	1,2	-	-	-	110,71	0,65
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	110	-	-	-	-	-	110,68	0,62
БТЭЦ Г1	6	16,7	12,1	41	22,9	6,3	6,3	-
БТЭЦ Г2	10	11,3	9,8	84	4,2	10,5	10,5	-
БТЭЦ Г3	10	7,2	7	86	1,7	10,5	10,5	-
БТЭЦ Г4	10	8,7	6,9	100	2,3	10,5	10,5	-
ПС Западная	110	43,4	14,7	-	-	-	110,58	0,52
ПС Новая	110	16,4	5,9	-	-	-	110,63	0,57
ПС Сетевая	110	44,6	15,3	-	-	-	110,37	0,34
ПС Центральная	110	59	23,2	-	-	-	111,1	1
ПС Портовая	110	16	4	-	-	-	110,99	0,9
ПС Северная	110	15	3,7	-	-	-	111,45	1,32
БТЭЦ Н1	110	-	-	-	-	-	110,46	0,42
Оп9	110	-	-	-	-	-	110,87	0,8
Оп10	110	-	-	-	-	-	-	-
ПС Хунда 110 кВ	110	-	-	-	-	-	110,56	0,51
ПС Хунда 10 кВ	10	45	18	-	-	-	10,67	1,61

В таблице 20 представлена токовая загрузка оборудования в послеаварийном режиме.

Таблица 20 – Токовая загрузка оборудования

Название	I _{max} , А	I _{доп} , А	I _{доп_расч} , А	I _{max} /I _{доп} , %
1	2	3	4	5
Оп3 – Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	525	526	690	76,2
Оп9 – Оп3	496	496	690	71,9
Оп9 – ПС Хунда 110 кВ	229	229	330	69,3
Оп5 – Оп6	291	291	510	57,1

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5
Оп4 – Оп5	291	291	510	57,1
Оп1 – Оп9	362	362	690	52,5
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ – Оп5	331	331	690	48
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ – Оп4	331	331	690	48
ПС Благовещенская – Оп1	311	312	690	45,2
Оп6 – ПС Центральная	193	193	510	37,8
Оп5 – ПС Центральная	193	193	510	37,8
Оп8 – ПС Благовещенская	185	184	510	36,2
Оп7 – ПС Благовещенская	185	184	510	36,2
ПС Центральная – Оп8	166	165	510	32,5
ПС Центральная – Оп7	166	165	510	32,5
Оп1 – ПС Чигири	214	214	690	31,1
Оп6 – ПС Сетевая	123	123	510	24,2
Оп5 – ПС Сетевая	123	123	510	24,2
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ – ПС Западная	120	120	610	19,6
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ – ПС Западная	120	120	610	19,6
ПС Центральная – ПС Портовая	43	43	445	9,6
ПС Центральная – ПС Портовая	43	43	445	9,6
Оп5 – ПС Новая	45	45	510	8,9
Оп4 – ПС Новая	45	45	510	8,9
Оп8 – ПС Северная	40	40	510	7,8

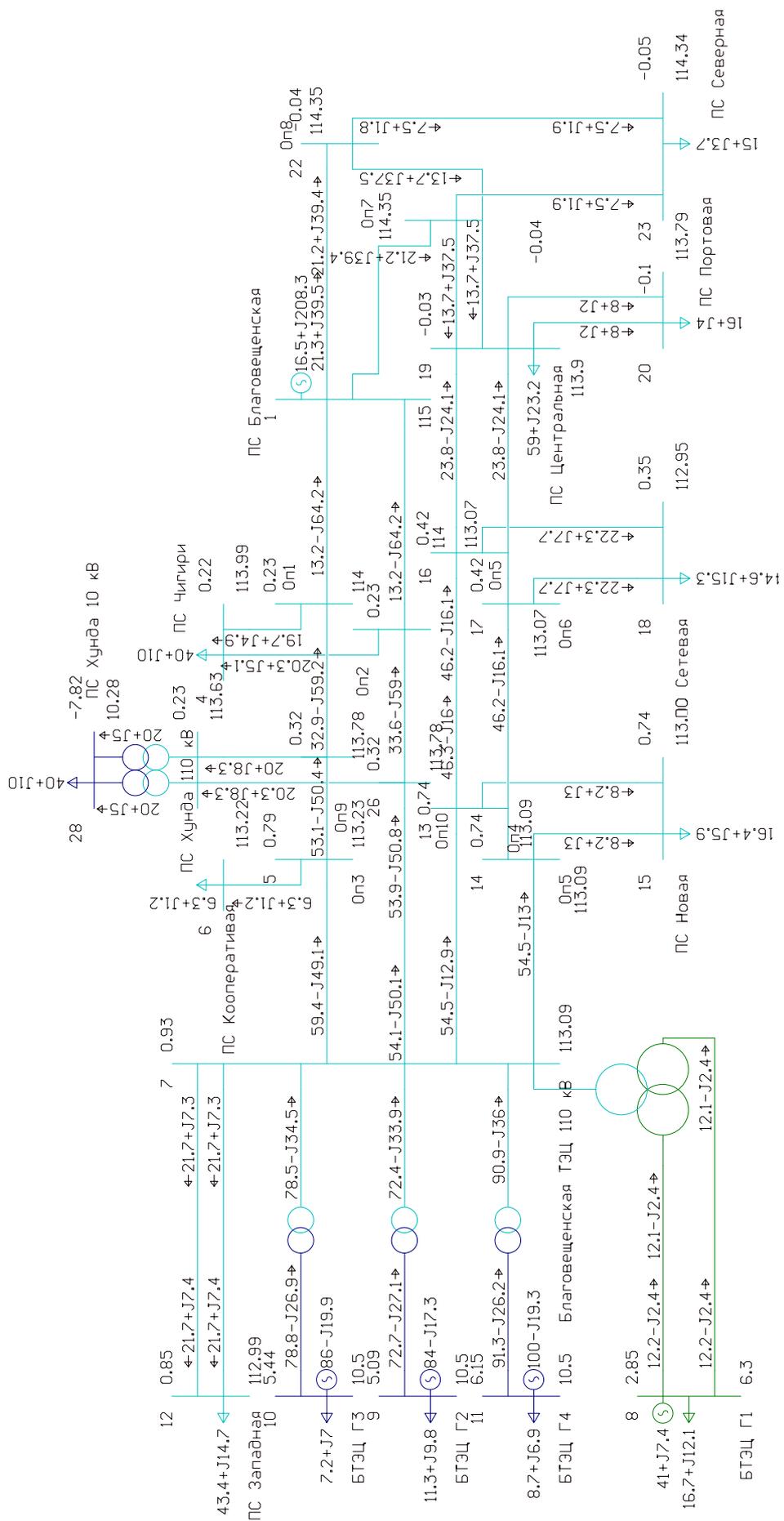


Рисунок 11 – Вариант №1 схема нормального режима

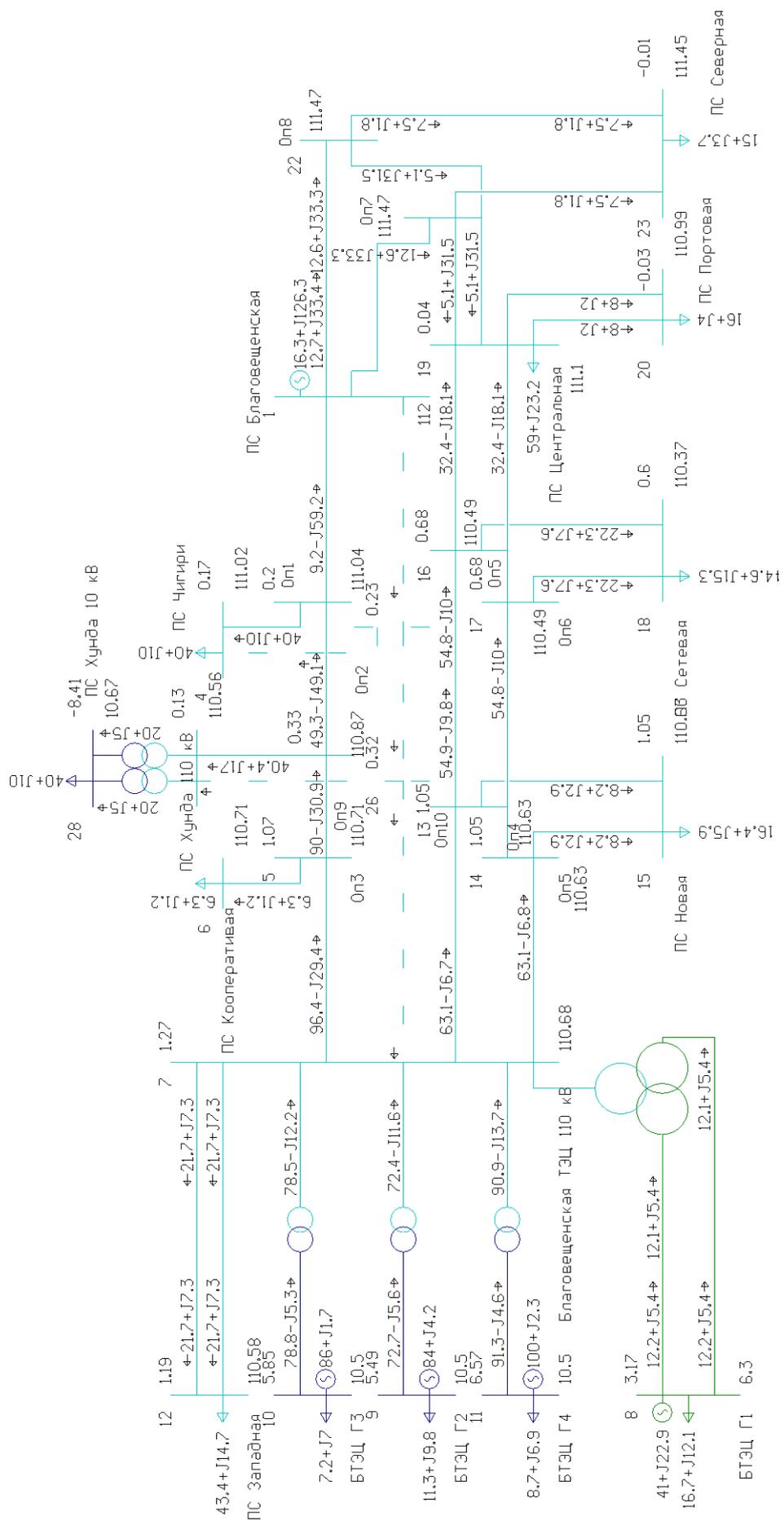


Рисунок 12 – Вариант №1 схема послеаварийного режима

3.2.2 Вариант №2 развития электрической сети при подключении ПС Хунда к ПС Благовещенская на напряжение 110 кВ

При подключении ПС Хунда к ПС Благовещенская необходимо строительство двух ВЛ от ПС Благовещенская протяженностью 8 км. Трансформаторы выбираем такие же, как и для первого варианта. Исходя из установленной электрической мощности нагрузки на ПС Хунда предусмотрена установка двух трансформаторов марки ТДН-40000/110/10.

Проектируемые ЛЭП, обеспечивающие подключение ПС, будут выполнены проводами марки АС – 185 расчеты приведены в приложении Б.

Для ПС Хунда 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 данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режима. Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения и токовая нагрузка по оборудованию в сети находятся в допустимых пределах. В таблицах представлены узлы, отклонение напряжения в которых максимальное от номинального значения. Также в таблицах представлены максимально загруженные ЛЭП. В послеаварийном режиме ток по оборудованию не превышает длительно допустимый, а напряжения в узлах сети остаются в допустимых пределах. В таблице 21 представлена загрузка подстанций и отклонение напряжение в нормальном режиме.

Таблица 21 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	U _{ном} , кВ	P _н , кВА	Q _н , кВАР	P _г , кВА	Q _г , кВАР	U _{зд} , кВ	U, кВ	Δ U
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС Благовещенская	110	-	-	55,8	230,6	115	115	4,55
Оп1	110	-	-	-	-	-	114,03	3,66
Оп2	110	-	-	-	-	-	114,03	3,66

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС Чигири	110	46,7	11,7	-	-	-	114,02	3,65
Оп3	110	-	-	-	-	-	113,34	3,04
ПС Кооперативная	110	7,4	1,4	-	-	-	113,34	3,04
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	110	-	-	-	-	-	113,17	2,89
БТЭЦ Г1	6	16,7	12,1	51	6,7	6,3	6,3	-
БТЭЦ Г2	10	11,3	9,8	100	-17,3	10,5	10,5	-
БТЭЦ Г3	10	7,2	7	100	-19,8	10,5	10,5	-
БТЭЦ Г4	10	8,7	6,9	120	-18,6	10,5	10,5	-
ПС Западная	110	50,6	17,2	-	-	-	113,05	2,78
Оп4	110	-	-	-	-	-	113,12	2,84
Оп5	110	-	-	-	-	-	113,12	2,84
ПС Новая	110	19,1	6,9	-	-	-	113,12	2,84
Оп5	110	-	-	-	-	-	112,97	2,7
Оп6	110	-	-	-	-	-	112,97	2,7
ПС Сетевая	110	52	17,8	-	-	-	112,84	2,58
ПС Центральная	110	59	23,2	-	-	-	113,71	3,38
ПС Портовая	110	68,8	4,7	-	-	-	113,36	3,05
Оп7	110	-	-	-	-	-	114,19	3,81
Оп8	110	-	-	-	-	-	114,22	3,84
ПС Северная	110	17,5	4,3	-	-	-	114,19	3,8
БТЭЦ Н1	110	-	-	-	-	-	110,43	0,39
Оп9	110	-	-	-	-	-	114,21	3,83
ПС Кирпичная	110	18	4	-	-	-	114,21	3,82
ПС Хунда 110 кВ	110	-	-	-	-	-	114,85	4,41
ПС Хунда 10 кВ	10	40	10	-	-	-	10,95	4,26

В таблице 22 представлена токовая загрузка оборудования в нормальном режиме.

Таблица 22 – Токовая загрузка оборудования

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\text{доп_расч}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
1	2	3	4	5
ПС Благовещенская – Оп1	388	389	690	56,4
ПС Благовещенская – Оп2	389	389	690	56,4
Оп1 – ПС Чигири	118	118	690	17,2
Оп2 – ПС Чигири	125	125	690	18,1
Оп1 – Оп3	434	435	690	63
Оп3 – ПС Кооперативная	38	38	690	5,5
Оп3 – Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	457	457	690	66,2
Оп2 – Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	438	439	690	63,6
Оп4 – Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	378	378	690	54,7
Оп5 – Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	378	378	690	54,7
Оп4 – Оп5	332	332	510	65,1
Оп5 – Оп6	332	332	510	65,1
Оп5 – ПС Сетевая	141	141	510	27,6
Оп6 – ПС Сетевая	141	141	510	27,6
Оп5 – ПС Центральная	222	222	510	43,5
Оп6 – ПС Центральная	222	222	510	43,5
ПС Центральная – ПС Портовая	176	176	445	39,5
ПС Центральная – ПС Портовая	176	176	445	39,5
ПС Центральная – Оп7	219	218	510	42,9
ПС Центральная – Оп8	235	235	510	46,2
Оп9 – ПС Благовещенская	306	306	510	60
Оп8 – ПС Благовещенская	299	298	510	58,6
Оп9 – ПС Кирпичная	93	93	445	20,9
Оп7 – Оп9	229	229	510	44,9
ПС Благовещенская – ПС Хунда 110 кВ	106	106	510	20,8
ПС Благовещенская – ПС Хунда 110 кВ	106	106	510	20,8

В таблице 23 представлена загрузка подстанций и отклонение напряжение в послеаварийном режиме для выбранного эквивалента сети.

Таблица 23 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	U _{ном} , кВ	P _н , кВА	Q _н , кВАР	P _г , кВА	Q _г , кВАР	U _{зд} , кВ	U, кВ	Δ U
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС Благовещенская	110	-	-	60,9	239,9	115	115	4,55
Оп1	110	-	-	-	-	-	114,03	3,66
Оп2	110	-	-	-	-	-	114,03	3,66
ПС Чигири	110	46,7	11,7	-	-	-	114,02	3,65
ПС Кооперативная	110	7,4	1,4	-	-	-	113,34	3,04
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	110	-	-	-	-	-	113,17	2,89
БТЭЦ Г1	6	16,7	12,1	51	6,7	6,3	6,3	-
БТЭЦ Г2	10	11,3	9,8	100	-17,3	10,5	10,5	-
БТЭЦ Г3	10	7,2	7	100	-19,8	10,5	10,5	-
БТЭЦ Г4	10	8,7	6,9	120	-18,6	10,5	10,5	-
ПС Западная	110	50,6	17,2	-	-	-	113,05	2,78
ПС Новая	110	19,1	6,9	-	-	-	113,12	2,84
ПС Сетевая	110	52	17,8	-	-	-	112,84	2,58
ПС Центральная	110	59	23,2	-	-	-	113,71	3,38
ПС Портовая	110	68,8	4,7	-	-	-	113,36	3,05
Оп7	110	-	-	-	-	-	114,19	3,81
ПС Северная	110	17,5	4,3	-	-	-	114,19	3,8
БТЭЦ Н1	110	-	-	-	-	-	110,43	0,39
Оп9	110	-	-	-	-	-	114,21	3,83
ПС Кирпичная	110	18	4	-	-	-	114,21	3,82
ПС Хунда 110 кВ	110	-	-	-	-	-	114,57	4,16
ПС Хунда 10 кВ	10	45	18	-	-	-	10,77	2,61

В таблице 24 представлена токовая загрузка оборудования в послеаварийном режиме.

Таблица 24 – Токовая загрузка оборудования

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\text{доп_расч}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
1	2	3	4	5
Оп3 – Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	457	457	690	66,2
Оп5 – Оп6	332	332	510	65,1
Оп4 – Оп5	332	332	510	65,1
Оп2 – Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	438	439	690	63,6
Оп1 – Оп3	434	435	690	63
Оп9 – ПС Благовещенская	306	306	510	60
Оп8 – ПС Благовещенская	299	298	510	58,6
ПС Благовещенская – Оп2	389	389	690	56,4
ПС Благовещенская – Оп1	388	389	690	56,4
Оп5 – Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	378	378	690	54,7
Оп4 – Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	378	378	690	54,7
ПС Благовещенская – ПС Хунда 110 кВ	254	254	510	49,8
ПС Центральная – Оп8	235	235	510	46,2
Оп7 – Оп9	229	229	510	44,9
Оп6 – ПС Центральная	222	222	510	43,5
Оп5 – ПС Центральная	222	222	510	43,5
ПС Центральная – Оп7	219	218	510	42,9
ПС Центральная – ПС Портовая	176	176	445	39,5
ПС Центральная – ПС Портовая	176	176	445	39,5
Оп6 – ПС Сетевая	141	141	510	27,6
Оп5 – ПС Сетевая	141	141	510	27,6
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ – ПС Западная	136	136	610	22,4
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ – ПС Западная	136	136	610	22,4
Оп9 – ПС Кирпичная	93	93	445	20,9
Оп2 – ПС Чигири	125	125	690	18,1

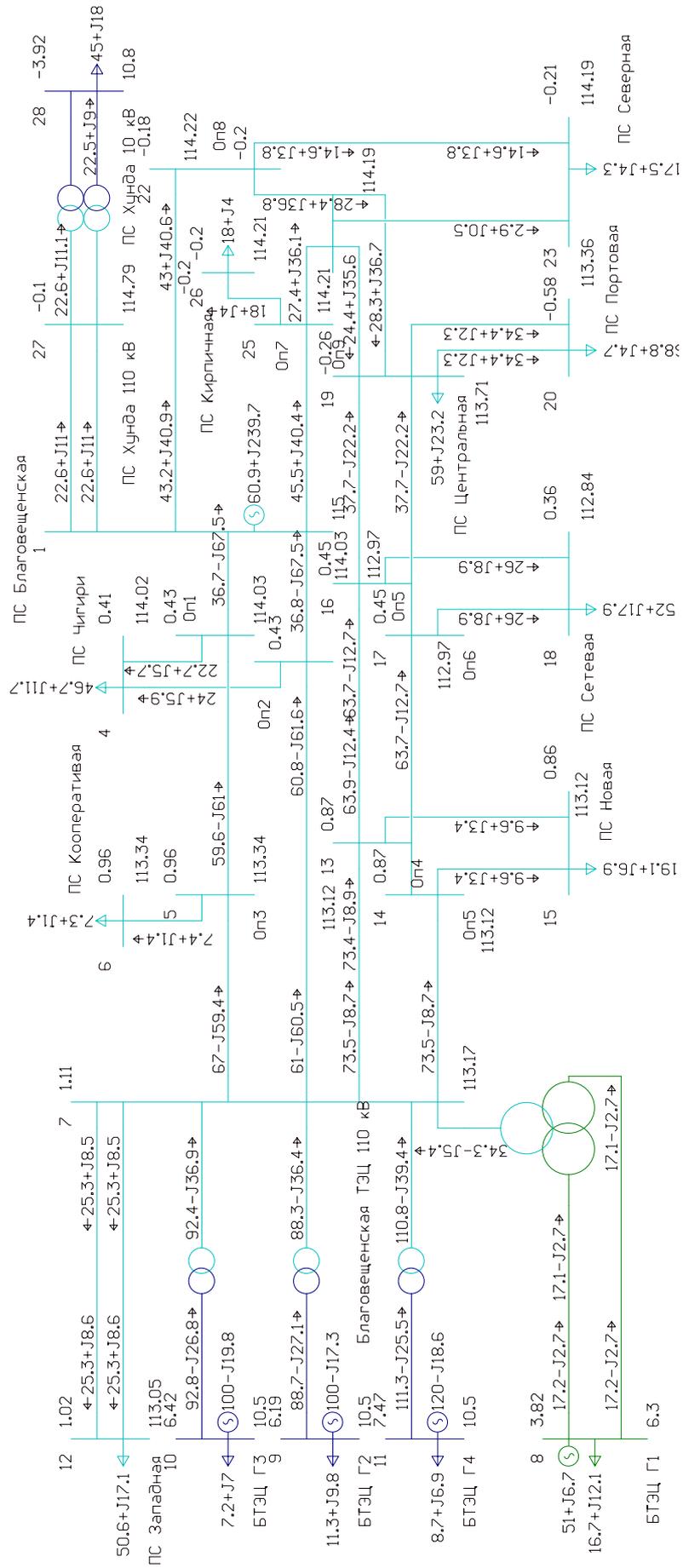


Рисунок 13 – Вариант №2 нормальный режим

3.2.3 Вариант №3 развития электрической сети при подключении ПС Хунда к существующим сетям на напряжение 110 кВ

При подключении ПС Хунда к сетям 110 кВ необходимо строительство двух заходов от ВЛ 110 кВ Благовещенская – Центральная с отпайками и длиной 4 км. Трансформаторы выбираем такие же, как и для первого варианта. Исходя из установленной электрической мощности нагрузки на ПС Хунда предусмотрена установка двух трансформаторов марки ТДН-40000/110/10.

Проектируемые ЛЭП, обеспечивающие подключение ПС, будут выполнены проводами марки АС – 185 расчеты приведены в приложении Б.

Для ПС Хунда 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 данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режима. Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения и токовая нагрузка по оборудованию в сети находятся в допустимых пределах. В таблицах представлены узлы, отклонение напряжения в которых максимальное от номинального значения. Также в таблицах представлены максимально загруженные ЛЭП. В послеаварийном режиме ток по оборудованию не превышает длительно допустимый, а напряжения в узлах сети остаются в допустимых пределах. В таблице 25 представлена загрузка подстанций и отклонение напряжение в нормальном режиме.

Таблица 25 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	U _{ном} , кВ	P _н , кВА	Q _н , кВАР	P _г , кВА	Q _г , кВАР	U _{зд} , кВ	U, кВ	Δ U
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС Благовещенская	110	-	-	22	222,9	115	115	4,55
Оп1	110	-	-	-	-	-	114,05	3,68
Оп2	110	-	-	-	-	-	114,05	3,68

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС Чигири	110	40	10	-	-	-	114,04	3,67
Оп3	110	-	-	-	-	-	113,36	3,05
ПС Кооперативная	110	6,3	1,2	-	-	-	113,36	3,05
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	110	-	-	-	-	-	113,19	2,9
БТЭЦ Г1	6	16,7	12,1	41	6,7	6,3	6,3	-
БТЭЦ Г2	10	11,3	9,8	84	-18,2	10,5	10,5	-
БТЭЦ Г3	10	7,2	7	86	-20,7	10,5	10,5	-
БТЭЦ Г4	10	8,7	6,9	100	-20,2	10,5	10,5	-
ПС Западная	110	43,4	14,7	-	-	-	113,08	2,8
Оп4	110	-	-	-	-	-	113,14	2,86
Оп5	110	-	-	-	-	-	113,14	2,86
ПС Новая	110	16,4	5,9	-	-	-	113,14	2,85
Оп5	110	-	-	-	-	-	113,01	2,74
Оп6	110	-	-	-	-	-	113,01	2,74
ПС Сетевая	110	44,6	15,3	-	-	-	112,89	2,63
ПС Центральная	110	59	23,2	-	-	-	113,59	3,26
ПС Портовая	110	16	4	-	-	-	113,48	3,16
Оп7	110	-	-	-	-	-	114,16	3,79
Оп8	110	-	-	-	-	-	114,16	3,79
ПС Северная	110	15	3,7	-	-	-	114,15	3,77
БТЭЦ Н1	110	-	-	-	-	-	110,46	0,42
Оп9	110	-	-	-	-	-	113,95	3,59
Оп10	110	-	-	-	-	-	113,95	3,59
ПС Хунда 110 кВ	110	-	-	-	-	-	113,73	3,39
ПС Хунда 10 кВ	10	45	18	-	-	-	10,79	2,72

В таблице 26 представлена токовая загрузка оборудования в нормальном режиме.

Таблица 26 – Токовая загрузка оборудования

Название	U _{ном} , кВ	P _н , кВА	Q _н , кВАР	P _г , кВА
1	2	3	4	5
Оп8 – ПС Благовещенская	306	305	510	59,9
Оп7 – ПС Благовещенская	306	305	510	59,9
Оп3 – Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	403	403	690	58,4
Оп2 – Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	388	388	690	56,3
Оп1 – Оп3	385	385	690	55,8
Оп8 – Оп10	275	275	510	54
Оп7 – Оп9	275	275	510	54
Оп5 – Оп6	267	267	510	52,4
Оп4 – Оп5	267	267	510	52,4
ПС Благовещенская – Оп2	354	354	690	51,4
ПС Благовещенская – Оп1	354	354	690	51,4
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ – Оп5	307	307	690	44,5
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ – Оп4	307	307	690	44,5
Оп10 – ПС Хунда 110 кВ	135	135	330	41
Оп9 – ПС Хунда 110 кВ	135	135	330	41
Оп6 – ПС Центральная	172	172	510	33,8
Оп5 – ПС Центральная	172	172	510	33,8
ПС Центральная – Оп10	162	161	510	31,8
ПС Центральная – Оп9	162	161	510	31,8
Оп6 – ПС Сетевая	120	121	510	23,6
Оп5 – ПС Сетевая	120	121	510	23,6
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ – ПС Западная	117	117	610	19,2
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ – ПС Западная	117	117	610	19,2
Оп2 – ПС Чигири	107	107	690	15,5
Оп1 – ПС Чигири	101	101	690	14,7

В таблице 27 представлена загрузка подстанций и отклонение напряжение в послеаварийном режиме для выбранного эквивалента сети.

Таблица 27 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	U _{ном} , кВ	P _н , кВА	Q _н , кВАР	P _г , кВА	Q _г , кВАР	U _{зд} , кВ	U, кВ	Δ U
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС Благовещенская	110	-	-	21,4	100,5	110	110	-
Оп1	110	-	-	-	-	-	109,7	-0,27
Оп2	110	-	-	-	-	-	109,7	-0,27
ПС Чигири	110	40	10	-	-	-	109,69	-0,28
Оп3	110	-	-	-	-	-	109,58	-0,38
ПС Кооперативная	110	6,3	1,2	-	-	-	109,58	-0,38
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	110	-	-	-	-	-	109,56	-0,4
БТЭЦ Г1	6	16,7	12,1	41	30,2	6,3	6,3	-
БТЭЦ Г2	10	11,3	9,8	84	14,2	10,5	10,5	-
БТЭЦ Г3	10	7,2	7	86	11,7	10,5	10,5	-
БТЭЦ Г4	10	8,7	6,9	100	12,3	10,5	10,5	-
ПС Западная	110	43,4	14,7	-	-	-	109,45	-0,5
ПС Новая	110	16,4	5,9	-	-	-	109,36	-0,58
ПС Сетевая	110	44,6	15,3	-	-	-	108,84	-1,06
ПС Центральная	110	59	23,2	-	-	-	108,77	-1,11
ПС Портовая	110	16	4	-	-	-	108,66	-1,22
ПС Северная	110	15	3,7	-	-	-	109,4	-0,54
БТЭЦ Н1	110	-	-	-	-	-	110,46	0,42
Оп9	110	-	-	-	-	-	-	-
Оп10	110	-	-	-	-	-	109,05	-0,87
ПС Хунда 110 кВ	110	-	-	-	-	-	108,58	-1,3
ПС Хунда 10 кВ	10	45	18	-	-	-	10,5	0

В таблице 28 представлена токовая загрузка оборудования в послеаварийном режиме.

Таблица 28 – Токовая загрузка оборудования

Название	U _{ном} , кВ	P _н , кВА	Q _н , кВАР	P _г , кВА
1	2	3	4	5
Оп10 – ПС Хунда 110 кВ	287	287	330	86,9
Оп8 – Оп10	402	402	510	78,9
Оп5 – Оп6	290	290	510	56,9
Оп4 – Оп5	290	290	510	56,9
Оп8 – ПС Благовещенская	281	281	510	55,1
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ – Оп5	336	336	690	48,7
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ – Оп4	336	336	690	48,7
Оп3 – Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	288	288	690	41,8
Оп7 – ПС Благовещенская	197	196	510	38,6
Оп7 – ПС Северная	196	196	510	38,5
Оп2 – Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	264	265	690	38,3
Оп1 – Оп3	259	259	690	37,5
Оп6 – ПС Центральная	167	167	510	32,7
Оп5 – ПС Центральная	167	167	510	32,7
ПС Благовещенская – Оп2	185	185	690	26,8
ПС Благовещенская – Оп1	184	185	690	26,8
Оп6 – ПС Сетевая	125	125	510	24,5
Оп5 – ПС Сетевая	125	125	510	24,5
ПС Центральная – Оп10	124	124	510	24,4
Оп8 – ПС Северная	124	124	510	24,3
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ – ПС Западная	121	121	610	19,8
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ – ПС Западная	121	121	610	19,8
Оп2 – ПС Чигири	111	112	690	16,2
Оп1 – ПС Чигири	105	106	690	15,3
ПС Центральная – ПС Портовая	44	44	445	9,8

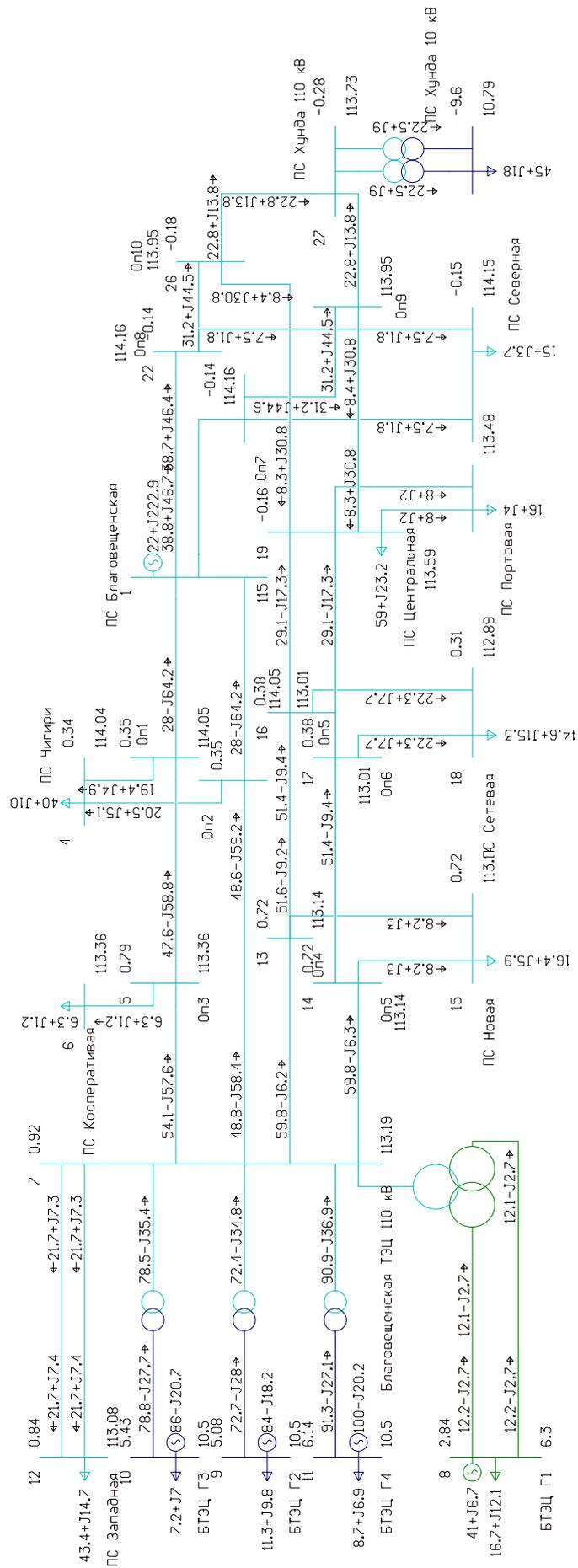


Рисунок 15 – Вариант №3 схема нормального режима

3.2.4 Вариант №4 развития электрической сети при подключении ПС Хунда к ПС Благовещенская на напряжение 35 кВ

При подключении ПС Хунда к ПС Благовещенская необходимо строительство двух ВЛ от ПС Благовещенская протяженностью 8 км. Трансформаторы выбираем такие же, как и для первого варианта. Исходя из установленной электрической мощности нагрузки на ПС Хунда предусмотрена установка двух трансформаторов марки ТДН-40000/35/10.

Строимая ЛЭП, будет выполнена проводами марки АССС.

АССС — это передовая технология, использующая композитный сердечник для увеличения пропускной способности и эффективности воздушных линий. В алюминиевом проводе с композитным сердечником (АССС™) используется гибридный композитный материал с высокопрочными карбоновыми нитями он обеспечивает минимальный тепловой провис благодаря низкому коэффициенту теплового расширения и меньшему весу по сравнению со стальным сердечником. Более легкий сердечник позволяет увеличить диаметр провода при сохранении его удельного веса, а это позволяет сократить потери линии при увеличении пропускной способности. Таким образом, запатентованный сердечник является основным компонентом высокоэффективного провода АССС - продукта следующего поколения в сфере передачи и распределения энергии. Технология АССС идет на смену существующим технологиям, предлагая более экономичное решение для сегодняшних и будущих потребностей. Провода АССС передают энергию через полностью отоженные трапециевидные высокоэффективные алюминиевые проволоки, которые спирально расположены вокруг композитного сердечника. Провод АССС был спроектирован для сочетания энергоэффективности с термостойкостью и позволяет передать ту же мощность, что и другие провода такого же диаметра и веса, но при более низких рабочих температурах.

Провод АССС имеет следующие преимущества:

- Использование алюминия повышенной проводимости позволяет снизить потери линии на 30–40% по сравнению с проводами АСР и АСС такого же размера или веса
- Меньшие потери линии означают меньшие затраты электроэнергии и выбросы CO₂ в атмосферу
- Способность выдерживать высокие рабочие температуры, и высокая проводимость обеспечивают большую пропускную способность линии
- Удвоение пропускной способности существующих линий АСР без замены опор ВЛ и при минимальном тепловом удлинении

Сравним провода АС–150 и АССС Copenhagen 230.

Таблица 29 – Характеристики проводов АС–150 и АССС Copenhagen 230

Характеристика	АС–150	АССС Copenhagen 230
1	2	3
Сечение, мм ²	150	230
Активное сопротивление при 20 °С, Ом/км	0,198	0,1824
Длительно допустимый ток нагрузки, А	445	1024

Для ПС Хунда выбираем следующие типовые схему РУ:

Схема РУ ВН (35 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 данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режима. Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения и токовая нагрузка по оборудованию в сети находятся в допустимых пределах. В таблицах представлены узлы, отклонение напряжения в которых максимальное от номинального значения. Также в таблицах представлены максимально загруженные ЛЭП. В послеаварийном режиме ток по оборудованию не превышает длительно допустимый, а напряжения в узлах сети

остаются в допустимых пределах. В таблице 30 представлена загрузка подстанций и отклонение напряжение в нормальном режиме.

Таблица 30 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	U _{ном} , кВ	P _н , кВА	Q _н , кВАР	P _г , кВА	Q _г , кВАР	U _{зд} , кВ	U, кВ	Δ U
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС Благовещенская	110	-	-	62,1	320,6	120	120	9,09
ПС Чигири	110	46,7	11,7	-	-	-	118,67	7,89
ПС Кооперативная	110	7,4	1,4	-	-	-	117,69	6,99
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	110	-	-	-	-	-	117,44	6,77
БТЭЦ Г1	6	16,7	12,1	51	-20,8	6,3	6,3	-
БТЭЦ Г2	10	11,3	9,8	100	-27,8	10,5	10,81	2,95
БТЭЦ Г3	10	7,2	7	100	-27,8	10,5	10,84	3,21
БТЭЦ Г4	10	8,7	6,9	120	-39,1	10,5	10,7	1,92
ПС Западная	110	50,6	17,2	-	-	-	117,33	6,66
ПС Новая	110	19,1	6,9	-	-	-	117,46	6,78
ПС Сетевая	110	52	17,8	-	-	-	117,31	6,64
ПС Центральная	110	59	23,2	-	-	-	118,52	7,74
ПС Портовая	110	68,8	4,7	-	-	-	118,18	7,43
Оп7	110	-	-	-	-	-	119,09	8,26
Оп8	110	-	-	-	-	-	119,11	8,28
ПС Северная	110	17,5	4,3	-	-	-	119,08	8,25
БТЭЦ Н1	110	-	-	-	-	-	110,43	0,39
ПС Кирпичная	110	18	4	-	-	-	119,11	8,28
ПС Хунда 35 кВ	35	-	-	-	-	-	34,79	-0,6
ПС Хунда 10 кВ	10	45	18	-	-	-	10,61	1
ПС Благовещенская 220 кВ	220	-	-	-	-	-	239,74	8,97
ПС Благовещенская Н1	220	-	-	-	-	-	239,91	9,05

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС Благовещенская 35 кВ	35	-	-	-	-	-	35,51	1,45

В таблице 31 представлена токовая загрузка оборудования в нормальном режиме.

Таблица 31 – Токовая загрузка оборудования

Название	U _{ном} , кВ	P _н , кВА	Q _н , кВАР	P _г , кВА
1	2	3	4	5
Оп3 – Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	512	512	690	74,3
Оп2 – Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	499	500	690	72,4
Оп1 – Оп3	496	497	690	72
ПС Благовещенская – Оп2	471	472	690	68,4
ПС Благовещенская – Оп1	471	472	690	68,4
Оп9 – ПС Благовещенская	334	334	510	65,6
Оп8 – ПС Благовещенская	330	329	510	64,6
Оп5 – Оп6	326	325	510	63,8
Оп4 – Оп5	326	325	510	63,8
ПС Центральная – Оп8	272	272	510	53,4
Оп5 – Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	365	365	690	53
Оп4 – Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	365	365	690	53
Оп7 – Оп9	266	266	510	52,1
ПС Центральная – Оп7	257	257	510	50,5
Оп6 – ПС Центральная	237	237	510	46,4
Оп5 – ПС Центральная	237	237	510	46,4
ПС Благовещенская 35 кВ – ПС Хунда 35 кВ	417	417	1024	40,7
ПС Благовещенская 35 кВ – ПС Хунда 35 кВ	417	417	1024	40,7
ПС Центральная – ПС Портовая	168	169	445	37,9
ПС Центральная – ПС Портовая	168	169	445	37,9
Оп6 – ПС Сетевая	135	135	510	26,5

Продолжение таблицы 31

1	2	3	4	5
Оп5 – ПС Сетевая	135	135	510	26,5
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ – ПС Западная	131	132	610	21,6
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ – ПС Западная	131	132	610	21,6

В таблице 32 представлена загрузка подстанций и отклонение напряжение в послеаварийном режиме для выбранного эквивалента сети.

Таблица 32 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	U _{ном} , кВ	P _н , кВА	Q _н , кВАР	P _г , кВА	Q _г , кВАР	U _{зд} , кВ	U, кВ	Δ U
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС Благовещенская	110	-	-	73,5	313,1	119	119	8,18
ПС Чигири	110	46,7	11,7	-	-	-	117,69	6,99
ПС Кооперативная	110	7,4	1,4	-	-	-	116,72	6,11
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	110	-	-	-	-	-	116,48	5,89
БТЭЦ Г1	6	16,7	12,1	40	-14,7	6,3	6,3	-
БТЭЦ Г2	10	11,3	9,8	100	-27,8	10,5	10,71	2,03
БТЭЦ Г3	10	7,2	7	100	-27,8	10,5	10,74	2,3
БТЭЦ Г4	10	8,7	6,9	120	-39,1	10,5	10,6	0,99
ПС Западная	110	50,6	17,2	-	-	-	116,36	5,78
ПС Новая	110	19,1	6,9	-	-	-	116,49	5,9
ПС Сетевая	110	52	17,8	-	-	-	116,33	5,75
ПС Центральная	110	59	23,2	-	-	-	117,51	6,83
ПС Портовая	110	68,8	4,7	-	-	-	117,17	6,52
ПС Северная	110	17,5	4,3	-	-	-	118,08	7,34
БТЭЦ Н1	110	-	-	-	-	-	110,46	0,42
ПС Кирпичная	110	18	4	-	-	-	118,1	7,36
ПС Хунда 35 кВ	35	-	-	-	-	-	35,46	1,32

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС Хунда 10 кВ	10	45	18	-	-	-	10,83	3,1
ПС Благовещенская 220 кВ	220	-	-	-	-	-	247,65	12,57
ПС Благовещенская Н1	220	-	-	-	-	-	247,83	12,65
ПС Благовещенская 35 кВ	35	-	-	-	-	-	36,87	5,35

В таблице 33 представлена токовая загрузка оборудования в послеаварийном режиме.

Таблица 33 – Токовая загрузка оборудования

Название	U _{ном} , кВ	P _н , кВА	Q _н , кВАР	P _г , кВА
1	2	3	4	5
ПС Благовещенская 35 кВ – ПС Хунда 35 кВ	820	820	1024	80,1
Оп3 – Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	508	508	690	73,7
Оп2 – Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	494	495	690	71,7
Оп1 – Оп3	492	492	690	71,3
ПС Благовещенская – Оп2	465	466	690	67,6
ПС Благовещенская – Оп1	465	466	690	67,6
Оп9 – ПС Благовещенская	334	333	510	65,5
Оп8 – ПС Благовещенская	329	328	510	64,5
Оп5 – Оп6	327	326	510	64,1
Оп4 – Оп5	327	326	510	64,1
Оп5 – Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	367	367	690	53,2
Оп4 – Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	367	367	690	53,2
ПС Центральная – Оп8	271	270	510	53,1
Оп7 – Оп9	264	264	510	51,7
ПС Центральная – Оп7	256	255	510	50,1
Оп6 – ПС Центральная	236	236	510	46,2
Оп5 – ПС Центральная	236	236	510	46,2
ПС Центральная – ПС Портовая	170	170	445	38,2

Продолжение таблицы 33

1	2	3	4	5
ПС Центральная – ПС Портовая	170	170	445	38,2
Оп6 – ПС Сетевая	136	136	510	26,8
Оп5 – ПС Сетевая	136	136	510	26,8
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ – ПС Западная	132	133	610	21,7
Благовещенская ТЭЦ 110 кВ – ПС Западная	132	133	610	21,7
Оп9 – ПС Кирпичная	90	90	445	20,3

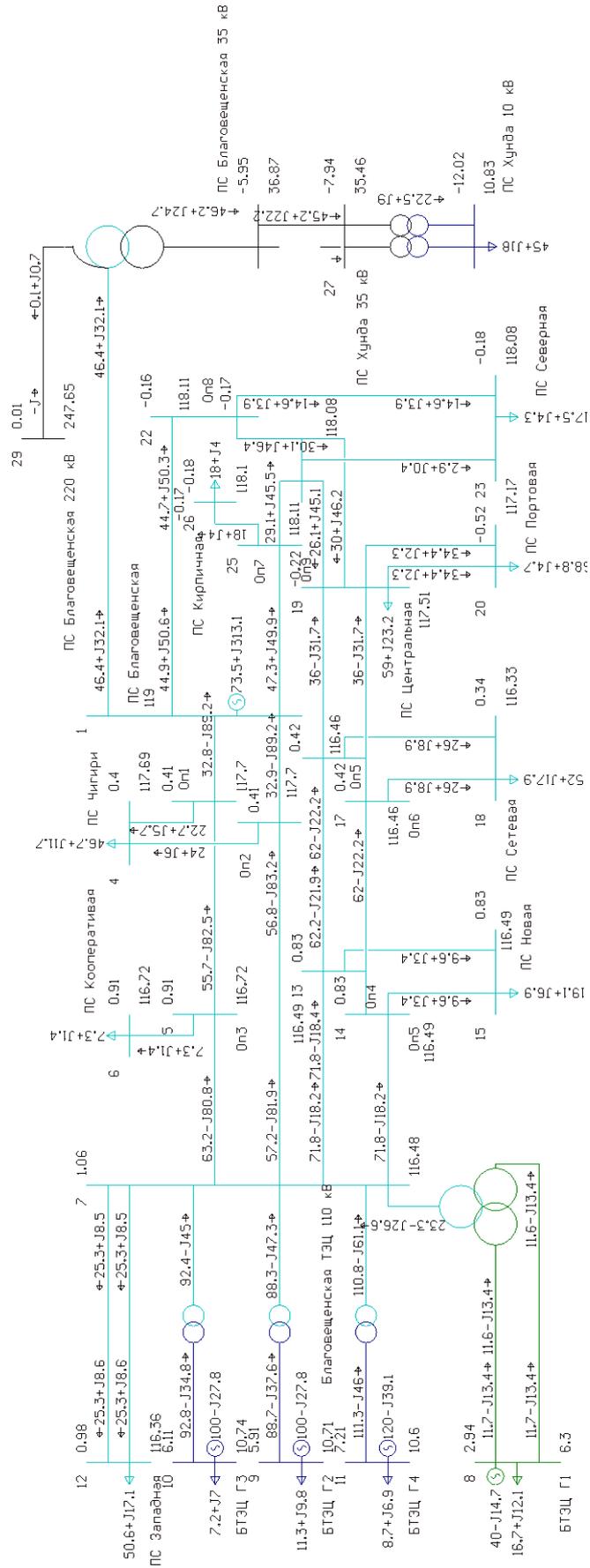


Рисунок 18 – Вариант 4 послеаварийный режим

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.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} . \quad (3)$$

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;
5. 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–изыскательские работы и авторский надзор.

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{ВЫКЛ} + K_{КУ} + K_{ПОСТ} + K_{ПА}) \cdot (1 + 0,23) \cdot K_{ПС*} \cdot K_{инф}, \quad (4)$$

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:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{ВЛ*} \cdot K_{инф} \quad (5)$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии [31];

l – длина трассы;

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

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции.

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 11,6$, при условии, что цены взяты за 2000 год.

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

Результаты расчета капиталовложений для вариантов сведены в таблицы.

Таблица 34 – Капиталовложения для варианта №1

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
1	2
Воздушные линии	8998,128
Трансформаторы	8600
Постоянная часть затрат	11000
Стоимость распределительных устройств	36300

Таблица 35 – Капиталовложения для варианта №2

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
1	2
Воздушные линии	14650
Трансформаторы	8600
Постоянная часть затрат	11000
Ячейки ОРУ	3500
Стоимость распределительных устройств	75000

Таблица 36 – Капиталовложения для варианта №3

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
1	2
Воздушные линии	7555,68
Трансформаторы	8600
Постоянная часть затрат	11000
Стоимость распределительных устройств	36300

Таблица 37 – Капиталовложения для варианта №4

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
1	2
Воздушные линии	29310
Трансформаторы	7600
Постоянная часть затрат	11000
Стоимость распределительных устройств	22000

Суммарные капиталовложения для вариантов развития сети:

- вариант №1: $K_{\text{общ}} = 1360636,013$ тыс.руб;
- вариант №2: $K_{\text{общ}} = 1005000$ тыс.руб;
- вариант №3: $K_{\text{общ}} = 829980$ тыс.руб;
- вариант №4: $K_{\text{общ}} = 879100$ тыс.руб.

4.2 Расчет эксплуатационных издержек

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W}, \quad (6)$$

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:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (7)$$

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:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (8)$$

где ΔW – 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:

$$I_{AM} = K \cdot a_p, \quad (9)$$

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 38.

Таблица 38 – Издержки

Вариант	$I_{э.р.}$, тыс.руб	$I_{ам.рен.}$, тыс.руб	$I_{\Delta W}$ тыс.руб	I , тыс.руб
1	2	3	4	5
№1	5478	6015	8548.4	20040
№2	3703	4577	8690	16970
№3	3253	3703	8122.4	15080
№4	2529	4278	12350	19160

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]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (10)$$

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 39.

Таблица 39 – Сравнение вариантов

Вариант	Капиталовложения тыс. руб	Издержки тыс. руб	Затраты тыс. руб
1	2	3	4
№1	1360636,013	20040	156104,671
№2	1005000	16970	117497,83968
№3	829980	15080	98076,434
№4	879100	19160	107072,30976

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.

4.4.1 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:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T, \quad (11)$$

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

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

Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

$$W_t = P_H \cdot T_{max}, \quad (12)$$

где P_H – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

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

$$W_t = 45020 \cdot 5200 = 234100 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

$$O_{Pt} = 234100 \cdot 2,87 = 671900 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль от реализации продукции определится:

$$\Pi_{6t} = O_{Pt} - I_t - K_t - Y_t; \quad (13)$$

где K_t – суммарные капиталовложения в год;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год;

Y_t – суммарная величина ущерба в год.

Ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot (\Pi_{6t}). \quad (14)$$

Величина прибыли после вычета налогов ($\Pi_{чt}$) численно равна прибыли от реализации (Π_{6t}) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль:

$$П_{чt} = П_{отt} - Н_t ; \quad (15)$$

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

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

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t} ; \quad (16)$$

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 19.

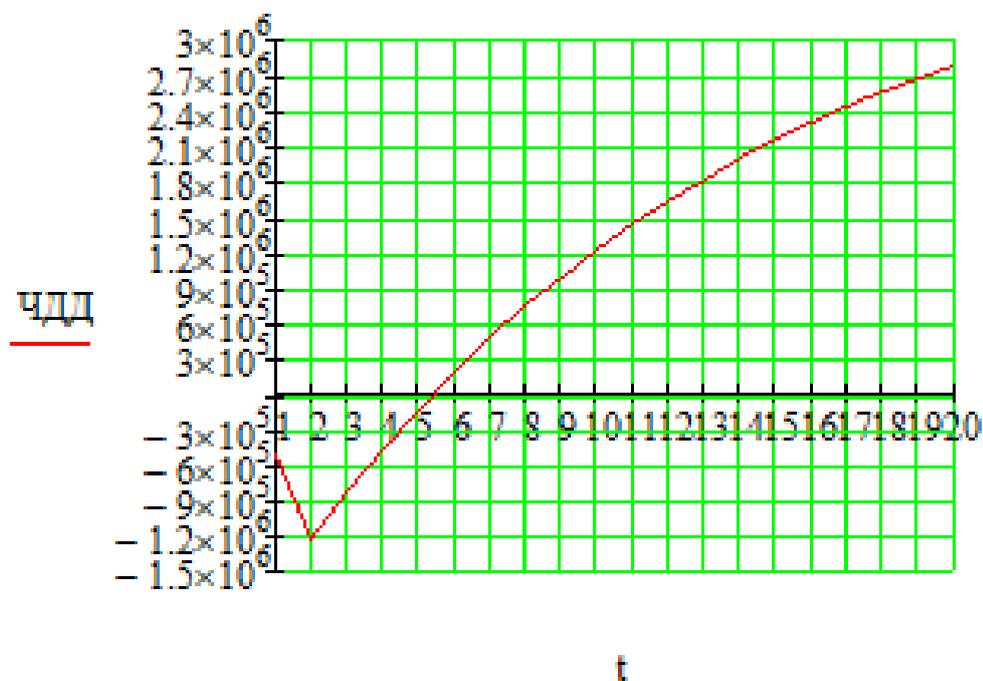


Рисунок 19 – График ЧДД вариант №1

Из графика видно, что срок окупаемости проекта сети не превышает 6 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]:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K}, \quad (17)$$

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.

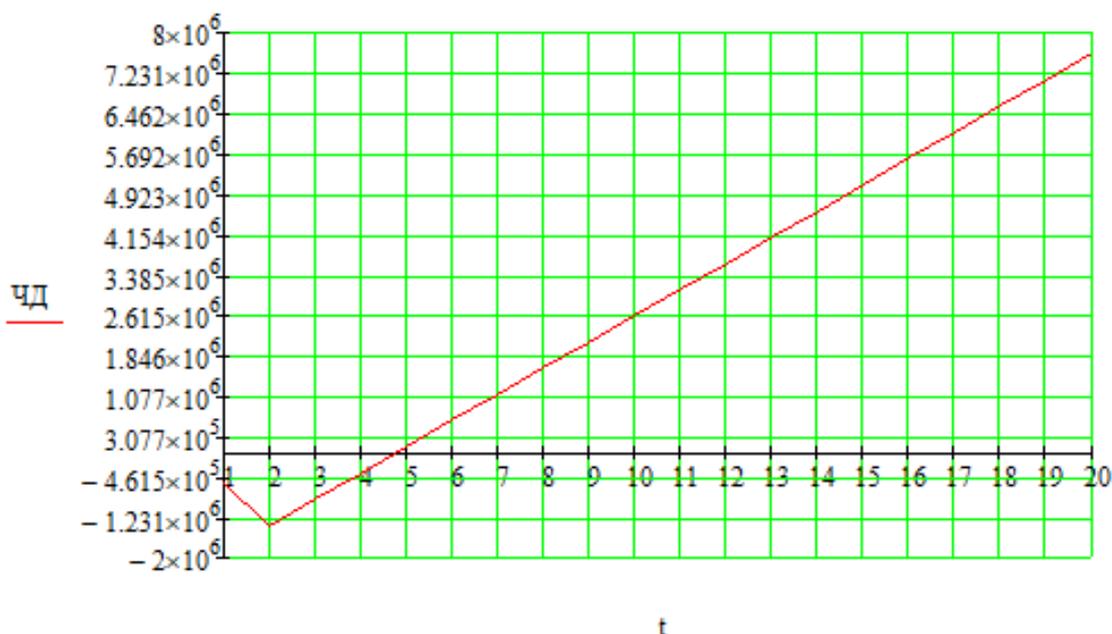


Рисунок 20 – График ЧД вариант №1

Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 1361 миллионов руб. составит 4 года и 10 месяцев. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций $ИДД > 1$ ($ИДД = 3.049$). Рентабельность проекта составит 36.745 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период – 20 лет).

4.4.2 Оценка экономической эффективности варианта №2.

Результаты расчета представлены в приложении Б. Графика ЧДД и ЧД представлена на рисунках 21 и 22 соответственно.

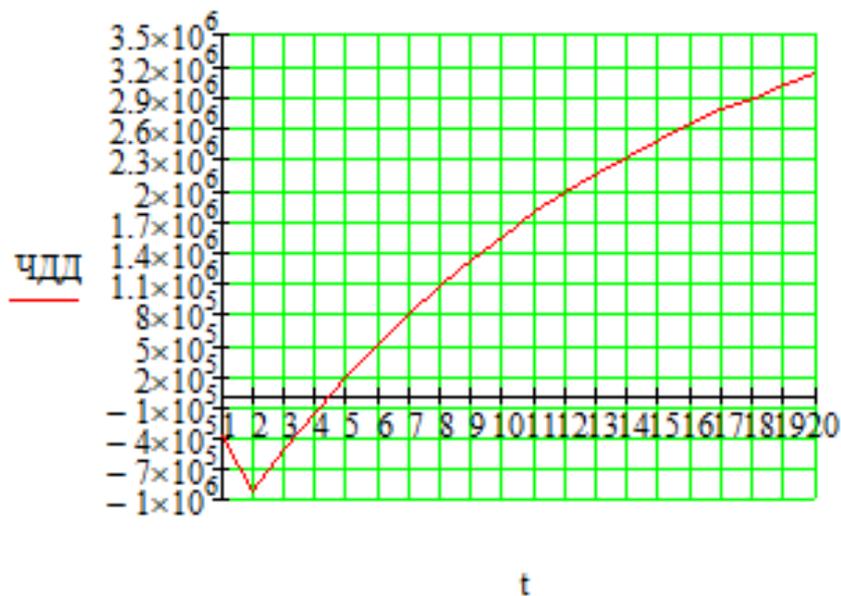


Рисунок 21 – График ЧДД вариант №2



Рисунок 22 – График ЧД вариант №2

Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 1005 миллионов руб. составит 4 года. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций $ИДД > 1$ ($ИДД = 4.099$). Рентабельность проекта составит 49.857 % в год, начиная с третьего года расчетного периода (расчетный период – 20 лет).

4.4.3 Оценка экономической эффективности варианта №3.

Результаты расчета представлены в приложении Б. Графика ЧДД и ЧД представлена на рисунках 23 и 24 соответственно.

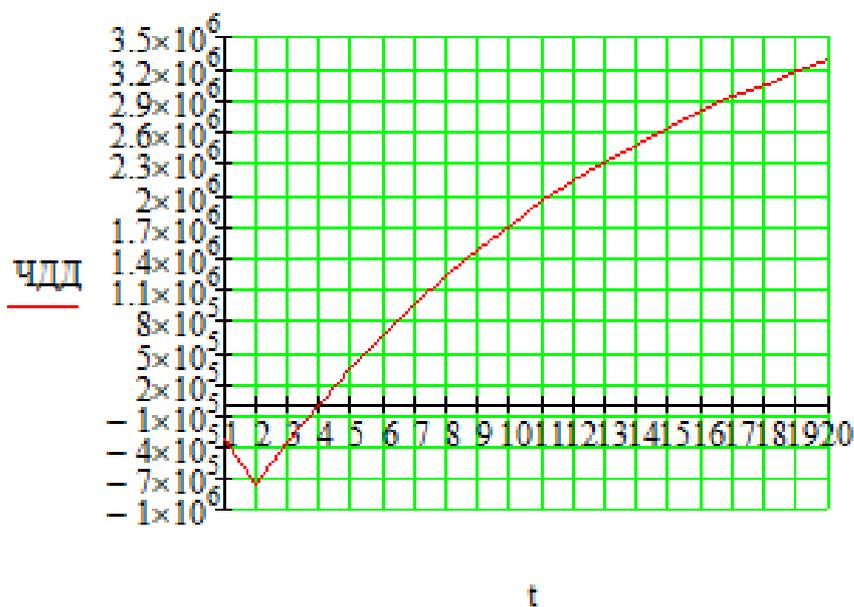


Рисунок 23 – График ЧДД вариант №3

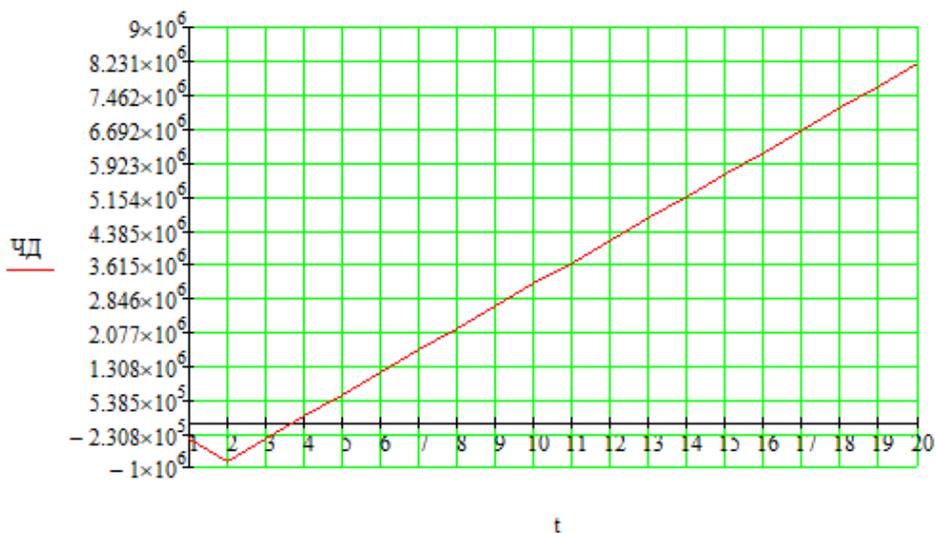


Рисунок 24 – График ЧД вариант №3

Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 830 миллионов руб. составит 4 года. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных

инвестиций $ИДД > 1$ ($ИДД = 4.95$). Рентабельность проекта составит 60.48 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период – 20 лет).

4.4.4 Оценка экономической эффективности варианта №4.

Результаты расчета представлены в приложении Б. Графика ЧДД и ЧД представлена на рисунках 25 и 26 соответственно.



Рисунок 25 – График ЧДД вариант №4

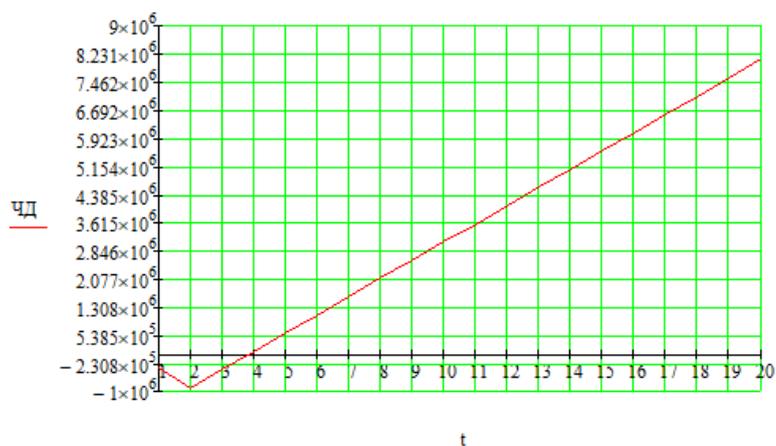


Рисунок 26 – График ЧД вариант №4

Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 879 миллионов руб. составит 4 года. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций $ИДД > 1$ ($ИДД = 4.649$). Рентабельность проекта составит 56.797 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период – 20 лет).

5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ ПС

5.1 Инновационное оборудование использованное в проекте

В качестве инновационного оборудования в данном проекте выбраны распределительные устройства новой подстанции в виде КРУ.

На напряжение 110 кВ выбрано КРУ-СЭЩ – комплектное распределительное устройство на номинальное напряжение 110 кВ с возможностью установки, как в капитальных, так и мобильных зданиях.

В состав распределительного устройства в зависимости от сетки схем главных цепей могут входить:

- Шкаф однополюсного выключателя питающей линии или запасного выключателя (соответственно для соединения питающей линии со сборными шинами РУ или главной сборной шины РУ с запасной);
- Шкаф однополюсного выключателя плавки гололеда;
- Шкаф двух однофазных трансформаторов напряжения, их предохранителей и ОПН;
- Шкаф двухполюсного выключателя ввода (для соединения обмотки соответствующего напряжения силового трансформатора со сборными шинами распределительного устройства);
- Шкаф двухполюсного выключателя линии электропередачи ДПР (для соединения линии электропередачи ДПР со сборными шинами РУ);
- Шкаф однополюсного выключателя устройства фильтрации и компенсации (для соединения компенсаторно-реакторной установки устройства фильтрации и компенсации со шкафом двухполюсного выключателя устройства фильтрации и компенсации);
- Шкаф двухполюсного (двухкамерного) выключателя для подключения устройства фильтрации и компенсации к сборным шинам;
- Шкаф двухполюсных секционных перемычек (для соединения между собой секций сборных шин РУ).

К конкурентным преимуществам нового изделия относятся:

- безопасность;
- универсальность;
- высокая степень заводской готовности.

С учетом курса на импортозамещение особое значение приобретает и тот факт, что продукт является полностью российским. Основные узлы КРУ-СЭЩ расположены на выкатном элементе, поэтому изделие отличается удобством одностороннего обслуживания. Серьезный коммуникационный и функциональный потенциал обеспечивает релейная защита БМРЗ-ЖД и дуговая защита Дуга-МТ. Благодаря возможности размещения как в электротехнических блок-боксах, так и в капитальных зданиях ячейка готова к сложным условиям эксплуатации.

На напряжение 10,5 кВ выбрано комплектное распределительное устройство серии КРУ-СЭЩ-10.5 предназначено для приема и распределения электрической энергии промышленной частоты.

5.2 Проверка КРУ 110 и 10 кВ

Для варианта развития №3 был проведён расчёт токов короткого замыкания на шинах ВН проектируемой ПС. Расчёт приведён в приложении Г. По данным расчёта были выбраны выключатели присоединений на КРУ 110 и КРУ 10 кВ.

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

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

Условия выбора:

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

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

Все каталожные и расчетные величины выбора и проверки сведены в таблицу 40.

Таблица 40 – Условия выбора и проверки ячеек КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном}=110$ кВ	$U_{уст}=110$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 630$ А	$I_{раб.мах}=254$ А	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{дин}=125$ кА	$i_{уд}=11.21$ кА	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{к.ном}=7500$ кА ² · с	$B_{к.ном} = 27$ кА ² · с	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

КРУ марки СЭЩ–65 удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к эксплуатации со встроенными вакуумными силовыми выключателями ВВУ–СЭЩ–110.

Выбор оборудования КРУ 10 кВ

Принимаем к установке на напряжении 10 кВ КРУ-СЭЩ-63-10,5 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 расчетные величины выбора и проверки сведены в таблицу 41. КРУ марки СЭЩ-63-10 удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к эксплуатации. КРУ марки СЭЩ-63-10 удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к эксплуатации.

Таблица 41 – Условия выбора и проверки ячеек КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_c = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 444 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 57.42 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{к.ном} = 6000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 780.52 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

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:

$$U_{ап.уст} \leq U_{уст ном}, \quad (18)$$

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

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

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

$$I_{раб.мах} \leq I_{ап.ном}, \quad (19)$$

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

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_{уд} \leq i_{мах}, \quad (20)$$

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

Для ПС выбраны выключатели ВВУ-СЭЩ-110/630 и ВВУ-СЭЩ-10/630.

Проверка на термическую стойкость осуществляется с учетом суммарного времени $t_{откл}$, состоящего из времени срабатывания релейной защиты с учетом

ступени селективности и времени срабатывания выключателя. Таким образом время отключения равно [10]:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{откл.выкл} , \quad (21)$$

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

где Δt – выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

Проверку по термической стойкости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_{к.расч} = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a) , \quad (22)$$

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

Проверка на термическую стойкость осуществляется в соответствии с условием:

$$B_{к.расч} < B_{к.ном} ; \quad (23)$$

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

$$B_{к.ном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} ; \quad (24)$$

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

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

Выключатель проверяется на возможность отключения аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right); \quad (25)$$

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

β_n – содержание аperiodической составляющей.

Расчётное значение аperiodической составляющей определяется по формуле [10]:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(3)} \cdot e^{\frac{-0,01}{T_a}}; \quad (26)$$

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

Проверка на электродинамическую стойкость осуществляется согласно условию:

$$i_{уд} < i_{дин.стой}; \quad (27)$$

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

Подробный расчет приведен в приложении Б. Результаты по выбору сведены в таблицу 42.

Таблица 42 – Выбор выключателей ПС Хунда

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_c = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{ном} \geq U_c$
$I_{раб} = 254$ А	$I_{ном} = 630$ А	$I_{ном} > I_{раб}$
$I_{н0} = 4.53$ кА	$I_{откл.ном} = 40$ кА	$I_{откл.ном} > I_{н0}$
$i_{уд} = 11.21$ кА	$i_{дин} = 102$ кА	$i_{дин} > i_{уд}$
$B_{к.расч} = 27$ кА ² с	$B_{к.ном} = 3200$ кА ² с	$B_{к.ном} > B_{к.расч}$
$i_a = 6.196$ кА	$i_{аном} = 90,51$ кА	$i_{аном} > i_a$
$U_c = 10.5$ кВ	$U_{ном} = 10.5$ кВ	$U_{ном} \geq U_c$

1	2	3
$I_{раб}=444 \text{ А}$	$I_{ном}=630 \text{ А}$	$I_{ном} > I_{раб}$
$I_{п0}=21.95 \text{ кА}$	$I_{откл.ном}=52 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} > I_{п0}$
$i_{уд}=57.43 \text{ кА}$	$i_{дин}=125 \text{ кА}$	$i_{дин} > i_{уд}$
$B_{к.расч}=780 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном}=6000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} > B_{к.расч}$
$i_a=30.53 \text{ кА}$	$i_{аном}=102 \text{ кА}$	$i_{аном} > i_a$

5.3 Выбор оборудования КРУ 110 кВ

Проведем проверку для трансформаторов тока КРУ 110 кВ.

1) По напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$110\text{кВ} \leq 110 \text{ кВ}$$

2) По току:

$$I_{max} \leq I_{ном}$$

$$254 \text{ А} \leq 630\text{А}$$

3) По электродинамической стойкости

$$i_{дин} \geq i_{уд}$$

$$79\text{кА} \geq 11,21\text{кА}$$

4) По термической стойкости:

$$B_k \leq I^2_{тер} \cdot t_{тер}$$

$$2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 27 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

5) По величине вторичной нагрузки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном},$$

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

Вторичная нагрузка Z_2 состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов r_k :

$$Z_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k \quad (28)$$

Сопротивление контактов r_k принимается равным 0,05 Ом при двух–трех приборах и 0,01 Ом при большем количестве приборов. В таблице 8 представлен перечень приборов, подключаемых к ТТ в КРУ 110 кВ [10].

Таблица 43 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках КРУ 110 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА–3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР–3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ–3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Номинальное сопротивление вторичной обмотки:

$$Z_{2Н} = \frac{S_{2Н}}{I_2^2}, \quad (29)$$

где $S_{2Н}$ - номинальная мощность ТТ;

$I_2=5А$ –вторичный ток ТТ.

$$Z_{2Н} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом}$$

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (30)$$

где $S_{\text{приб}}$ - мощность, потребляемая приборами.

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

Выбираем провод сечение $q=4 \text{ мм}^2$ АКРВГ с алюминиевыми жилами и

удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длину проводов, согласно таблице 44 примем равными 100 м.

Таблица 44 – Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

U _н , кВ	L, м
1	2
110	40–100
10	6 – 10

Сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (31)$$

где ρ – удельное сопротивление проводов;

l – длина соединительных проводов, определяется по [16];

q – удельное сопротивление материала провода.

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ Ом}$$

Сопротивление вторичной нагрузки:

$$Z_2 = 0,068 + 0,71 + 0,01 = 0,78 \text{ Ом}$$

Как видно, требуемое условие соблюдается. Остальные расчетные условия приведены в таблице 45.

Таблица 45 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 254 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{н}}$
$Z_{2\text{н}} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S)	$Z_2 = 0,78 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{н}}$
$I_{\text{дин}} = 79 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 11,21 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 27 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} > B_{\text{к}}$

Из расчетных данных видно, что трансформатор тока удовлетворяет всем условиям.

Проведем проверку для трансформаторов напряжения КРУ 110 кВ.

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания вольтметровых обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Трансформаторы напряжения выбираются согласно условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} \quad (32)$$

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

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех приборов и реле, присоединенных к ТН.

Условия выбора:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}$$

2) По конструкции и схеме соединения обмоток:

Трёхобмоточный трансформатор, выполненный по схеме «У/У₀-0»;

3) По классу точности: 0,2;

4) По вторичной нагрузке:

Таблица 46 – Мощность приборов, подключенных к ТН.

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
1	2	3	4	5
Вольтметр	ЩП120П	6	2	12
Ваттметр	СР-3021	5	2	10
Варметр	СТ-3021	5	2	10

1	2	3	4	5
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	2	15
Частотометр	СР-3021	5	1	5
Итого				52

Суммарная мощность приборов:

$$52 \text{ ВА} \leq 100 \text{ ВА}$$

Таблица 47 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 100 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 52 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры трансформаторов напряжения КРУ 110 кВ соответствуют условиям их выбора.

Выбор кабеля от КРУЭ 110 кВ до трансформатора. Выберем кабель по длительно допустимому, в соответствии с методикой, изложенной в [16]:

$$I_{\text{раб.мах.110}} \leq k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot I_{\text{доп}}, \quad (33)$$

где $I_{\text{раб.мах.110}}$ – рабочий максимальный ток, А;

k_1 – поправочный коэффициент, учитывающий количество параллельно лежащих кабелей (ПУЭ таб.1.3.26);

k_2 – поправочный коэффициент, учитывающий допустимую нагрузку послеаварийного режима (ПУЭ таб.1.3.23);

k_3 – поправочный коэффициент, учитывающий отличие рабочей температуры от той, при которой заданы $I_{\text{доп}}$ в ПУЭ (ПУЭ таб.1.3.13);

Принимаем три одножильных кабеля АПвБВ-400 с длительно допустимым током $I_{\text{доп}} = 521 \text{ А}$.

Расшифровка кабеля:

А – Алюминиевая токопроводящая жила

Пв – Изоляция из сшитого полиэтилена

Б – Броня из двух стальных лент

В – Оболочка из поливинилхлоридного пластика

$$I_{\text{раб.мах.110}} \leq 1 \cdot 0,87 \cdot 1 \cdot 521 = 453,27 \text{ А}$$

$$254 \text{ А} \leq 453,27 \text{ А}$$

Условие выполняется, следовательно, кабели марки АпвП с сечением 400 мм² могут быть приняты к эксплуатации.

5.4 Выбор оборудования КРУ 10 кВ

Выбор и проверка трансформаторов тока на стороне 10 кВ. Принимаем к установке в вводной ячейке ТОЛ–СЭЩ–10–1000.

Таблица 48– Состав вторичной нагрузки для ТТ в вводной ячейке

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА–3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР–3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ–3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Таблица 49 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в вводной ячейке

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 444 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{н}}$
$Z_{2\text{н}} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,53 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{н}}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 57,4 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$B_{\text{к.ном}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 780 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} > B_{\text{к}}$

Для ТТ в секционной ячейке и на отходящих фидерах:

К установке принимается ТТ ТОЛ-СЭЩ-10-1000.

Таблица 50 – Состав вторичной нагрузки для ТТ в секционной ячейке и отходящих фидерах

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0	0,5
Итого		0,5	0	0,5

Так как в секционной ячейке и на фидерных ячейках трансформаторы тока ставятся только для питания токовых цепей трехступенчатой релейной защиты, то они устанавливаются на двух фазах вместо трех, что в полной мере обеспечивает обнаружение междуфазных коротких замыканий терминалом защит.

По этой же причине нецелесообразно устанавливать в этих ячейках счетчики активной и реактивной мощности, ватт и варметры, так как показания одной из трех фаз не будут учитываться приборами, вследствие отсутствия на ней трансформатора тока.

Таблица 51 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в секционной ячейке и фидерных ячейках

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 444 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,15 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 57,4 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 780 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

В качестве ТТ ячеек ТСН выбираем ТОЛ-СЭЩ-10-15.

Таблица 52 – Состав вторичной нагрузки для ТТ в ячейках ТСН

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Таблица 53 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в ячейках ТСН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 15 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 15 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,25 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 57,4 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 780 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Выбранные трансформаторы тока полностью удовлетворяют условиям выбора.



Рисунок 27 – Внешний вид ВВУ-СЭЦ-10

Выбор и проверка трансформаторов напряжения на стороне 10 кВ.

Для исключения вероятности возникновения феррорезонансных перенапряжений примем к установке антирезонансный ТН марки НАМИ-10.

Таблица 54 – Мощность приборов, подключенных к ТН

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
1	2	3	4	5
Вольтметр	ЩП120П	6	2	12
Ваттметр	СР-3021	5	2	10
Варметр	СТ-3021	5	2	5
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	4	30
Итого				57

Таблица 55 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для НАМИ-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 100 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 57 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры трансформаторов напряжения соответствуют условиям их выбора.



Рисунок 28 – Внешний вид НАМИ-10

Выбор и проверка предохранителей для ТН 10 кВ.

Примем к установке предохранитель марки ПКТ 101-10-2-31,5 УХЛ1 с током плавкой вставки 2 А.

Таблица 56 – Выбор предохранителя для защиты ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном.пл.вс} = 2 \text{ А}$	$I_{пл.вс} 0,003 \text{ А}$	$I_{пл.вс} \leq I_{ном.пл.вс}$
$i_{ном.откл} = 61,5 \text{ кА}$	$i_{уд} = 57,4 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{ном.откл}$

Предохранитель удовлетворяет условиям выбора.



Рисунок 29 – Внешний вид ПКТ 101-10-2-31,5 УХЛ1

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной магистерской диссертации рассмотрен вопрос подключения ПС Хунда в Амурской области городе Благовещенске.

В ходе выполнения магистерской диссертации был проведён структурный и режимный анализ участка существующей электрической сети Амурской области. 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 при подключении ПС Хунда к линиям Благовещенская – Центральная с отпайками.

Таким образом, в магистерской диссертации показана необходимость и предложены варианты подключения ПС Хунда в городе Благовещенске.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Аллюминиевый композитный усиленный провод АССС [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.kabel-news.ru/netcat_files/90/100 – [25.04.2021](#)- 1.04.2021

2 Васильев А.А. Электрическая часть станций и подстанций./ А.А. Васильев – М. : Энергия, 2015.

3 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».

4 Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии: учеб. Пособие / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – Ростов н/Д: Феникс, 2006. - 719 с.

5 Гук Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанций. / Ю.Б. Гук– М. / Энергоатомиздат, 2016.

6 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.

7 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»).

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

9 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.

- 10 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.,
- 11 Новое электрооборудование в системах электроснабжения/ Справочник. Составитель – Ополева Г.Н. – Иркутск: Издательство Иркутского Государственного Университета, 2015.
- 12 Неуймин В.Г. Пособия по работе с программой RastrWin/ В.Г. Неуймин [Электронный ресурс] – Екатеринбург: «УПИ-Энерго», 2009.- 93 с.
- 13 Основы современной энергетики: учебник для вузов в 2 т. / под общ. ред. чл.-корр. РАН Е.А. Аметистова. – М.: Изд. дом МЭИ, 2008.
- 14 О затратах сетевой организации на покупку потерь в собственных сетях [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://drsk.ru/poteri_po_godam.html – 1.02.2021
- 15 Правила устройства электроустановок седьмое издание: ПУЭ. – Москва: Издательство «Э», 2016. – 465 с.
- 16 Пастухова И.В. Особенности расчетов электрокабелей высокого напряжения. / И.В. Пастухова, Л.Г. Насановский– Информационный вестник №3 (14)
- 17 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М. : Энергоатомиздат, 2004. – 648 с.
- 18 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.
- 19 Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2019 – 2025 годов.
- 20 Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд–во АмГУ, 2013. – 98 с.
- 21 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.

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

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

24 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.

25 Солдаткина Л.А. Электрические сети и системы: учебное пособие для вузов./ Л.А Солдаткина. – М.: Энергия, 1978.

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

27 Создание новых подстанций [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://forca.ru/stati/podstancii/sozdanie-novyh-podstanciy.html> – 1.02.2021

28 Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.html> – 1.02.2021

29 Таблица индивидуальных тарифов [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.drsk.ru/individualnye_tarify_20.html – 1.02.2021

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

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

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

33 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.

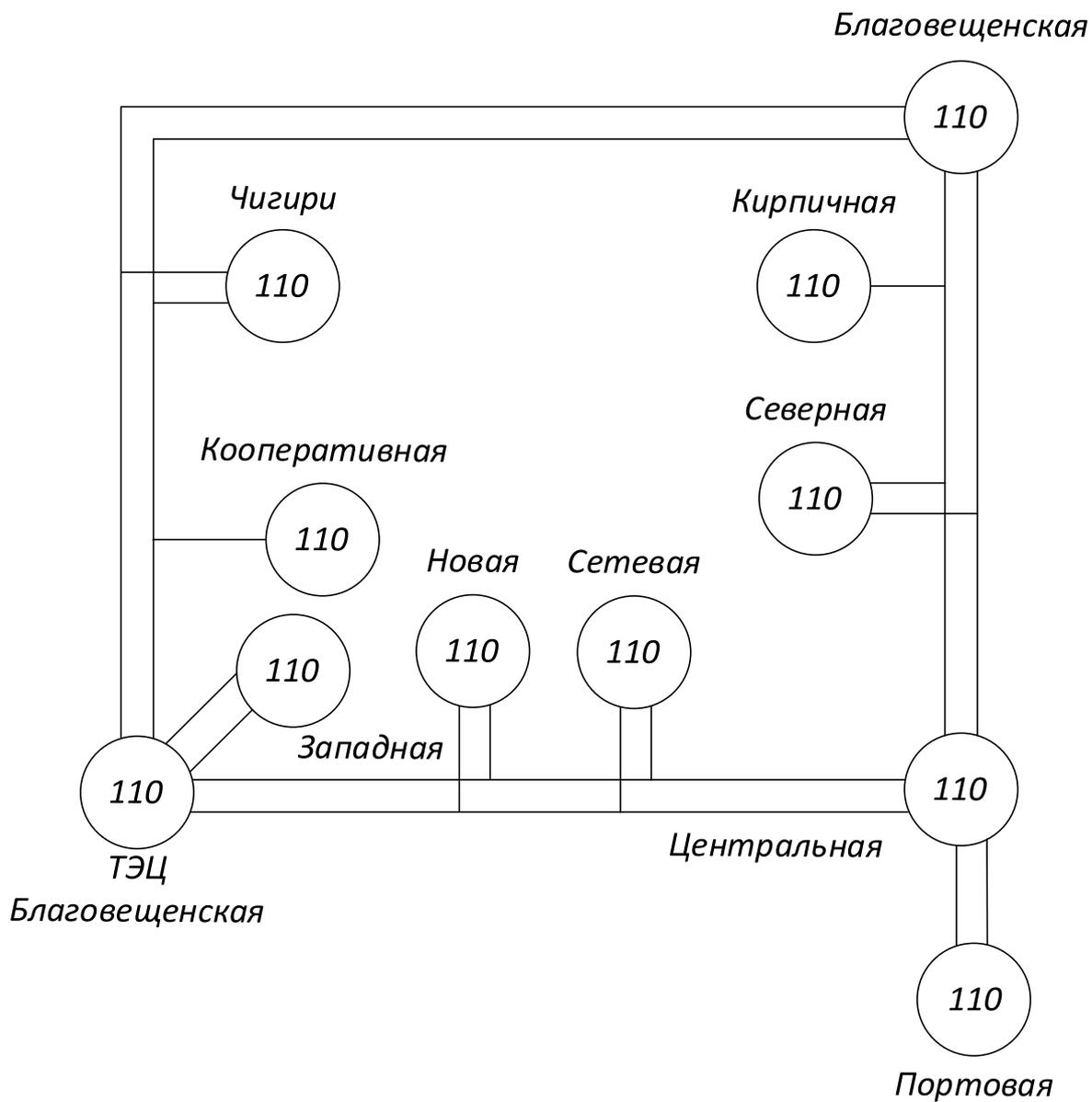
34 Электроэнергетические системы и сети: учеб. пособие для бакалавриата и магистратуры / В. Я. Ушаков. - М : Издательство Юрайт, 2016. - 446 с. - Серия : Университеты России.

35 Электрические подстанции: перспективы развития [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://marketelectro.ru/content/elektricheskie_podstancii_perspektivy_razvitiya – 1.02.2021

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Граф рассматриваемого эквивалента сети

Граф рассматриваемого участка сети



Приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad

Выбор вводных выключателей: $\alpha_t := 1$ $\alpha_i := 1.05$
 $K_{уд110} := 1.75$ $I_{но110} := 4.53$ $T_{a110} := 0.3$ $K_{уд10} := 1.85$ $T_{a10} := 0.6$ $I_{но10} := 21.95$

$$i_{уд110} := \sqrt{2} \cdot K_{уд110} \cdot I_{но110} = 11.211 \qquad i_{уд10} := \sqrt{2} \cdot K_{уд10} \cdot I_{но10} = 57.428$$

$$V_{крас110} := I_{но110}^2 (1.02 + T_{a110}) = 27.088 \qquad V_{крас10} := I_{но10}^2 (1.02 + T_{a10}) = 780.52$$

$$i_{ар110} := \sqrt{2} \cdot I_{но110} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{a110}}} = 6.196 \qquad i_{ар10} := \sqrt{2} \cdot I_{но10} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{a10}}} = 30.529$$

$$I_{раб110} := \frac{\sqrt{45^2 + 18^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.254 \qquad I_{раб10} := \frac{\sqrt{45^2 + 18^2}}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 6} = 0.444$$

Расчётное значение тока:

$$I_{расч1} := I_{раб110} \cdot \alpha_t \cdot \alpha_i = 0.267 \quad \text{кА}$$

Выбираем провод АС-185/29 с длительно допустимым током 510 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:

$$K_{вл} := C_0 \cdot l$$

$$C_{300} := 1310 \quad \text{тыс.руб/км} \qquad C_{1852} := 1600 \quad \text{тыс.руб/км}$$

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

Вариант №1.

$$K_{вл1} := C_{300} \cdot l_1 + C_{300} \cdot l_1 = 7860 \qquad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad

Затраты, сопутствующие строительству:

3,3% - временные здания и сооружения;

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

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

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma \text{вл1}} := K_{\text{вл1}} + K_{\text{вл1}} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 8998.128 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$K_{\text{вл2}} := C_{1852} \cdot I_2 = 1.28 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma \text{вл2}} := K_{\text{вл2}} + K_{\text{вл2}} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 1.465 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в строительство ПС:

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

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

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

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

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

$$K_{\text{пост110}} := 11000 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ру1101}} := 36300 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ру1102}} := 75000 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр40}} := 8600 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{яч}} := 3500 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс1}} := K_{\text{пост110}} + K_{\text{ру1102}} + K_{\text{тр40}} = 9.46 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс2}} := K_{\text{пост110}} + K_{\text{ру1101}} + K_{\text{тр40}} + K_{\text{яч}} \cdot 2 = 6.29 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Итоговые капиталовложения на сооружение ПС:

$$K_{\Sigma \text{пс1}} := K_{\text{пс1}} + K_{\text{пс1}} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 1.083 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\Sigma \text{пс2}} := K_{\text{пс2}} + K_{\text{пс2}} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 7.201 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения на сооружение сети:

$$K_{\text{инф}} := 11.6$$

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad

Вариант №1.

$$K_1 := (K_{\Sigma \text{вл}1} + K_{\Sigma \text{лс}1}) \cdot K_{\text{инф}} = 1360636.013 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$K_2 := (K_{\Sigma \text{вл}2} + K_{\Sigma \text{лс}2}) \cdot K_{\text{инф}} = 1.005 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

$$И := I_3 + I_{\text{ам}} + I_{\Delta W}$$

Эксплуатационные издержки:

$$\alpha_{3, \text{вл}} := 0.007 \quad \alpha_{3, \text{лс}} := 0.05$$

Вариант №1.

$$I_{31} := \alpha_{3, \text{вл}} \cdot K_{\Sigma \text{вл}1} + \alpha_{3, \text{лс}} \cdot K_{\Sigma \text{лс}1} = 5.478 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{32} := \alpha_{3, \text{вл}} \cdot K_{\Sigma \text{вл}2} + \alpha_{3, \text{лс}} \cdot K_{\Sigma \text{лс}2} = 3.703 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Амортизационные издержки:

$$T_{\text{ст.вл}} := 15 \quad \text{лет} \quad T_{\text{ст.лс}} := 20 \quad \text{лет}$$

Вариант №1.

$$I_{\text{ам}1} := \frac{K_{\Sigma \text{вл}1}}{T_{\text{ст.вл}}} + \frac{K_{\Sigma \text{лс}1}}{T_{\text{ст.лс}}} = 6.015 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{\text{ам}2} := \frac{K_{\Sigma \text{вл}2}}{T_{\text{ст.вл}}} + \frac{K_{\Sigma \text{лс}2}}{T_{\text{ст.лс}}} = 4.577 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

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

Потери электроэнергии:

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

Потери в ВЛ:

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad

Вариант №1.

$$T := 5500 \quad \text{ч}$$

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{\text{вл1}} := 2220$$

Вариант №2.

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{\text{вл2}} := 2270$$

Потери электрической энергии в трансформаторах:

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Sigma W_{\text{тр}} := 790$$

Суммарные потери в сети:

Вариант №1.

$$\Sigma W_1 := (\Sigma W_{\text{вл1}} + \Sigma W_{\text{тр}}) \cdot 1000 = 3.01 \times 10^6$$

Вариант №2.

$$\Sigma W_2 := (\Sigma W_{\text{вл2}} + \Sigma W_{\text{тр}}) \cdot 1000 = 3.06 \times 10^6$$

Стоимость потерь электроэнергии:

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

Вариант №1.

$$I_{\Delta W1} := (\Sigma W_1 \cdot C_0) \cdot 10^{-3} = 8548.4 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{\Delta W2} := (\Sigma W_2 \cdot C_0) \cdot 10^{-3} = 8.69 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

Вариант №1.

$$I_1 := I_{\text{эл1}} + I_{\text{вл1}} + I_{\Delta W1} = 2.004 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_2 := I_{\text{эл2}} + I_{\text{вл2}} + I_{\Delta W2} = 1.697 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad

Приведённые затраты:

Вариант №1.

$$Z_1 := E \cdot K_1 + I_1 = 156104.671 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$Z_2 := E \cdot K_2 + I_2 = 117497.83968 \quad \text{тыс.руб}$$

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

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

Годовая прибыль:

$$O := W_{\text{год}} \cdot T_3 \quad T_3 := 2.87 \text{руб/кВт*ч}$$

Переданная электроэнергия за год:

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

$$S_{\text{ном1}} := 48460 \quad \text{кВт} \quad n := 2 \quad k_{1\text{зном}} := 0.5$$

$$S_{p1} := n \cdot S_{\text{ном1}} \cdot k_{1\text{зном}} = 4.846 \times 10^4 \quad \text{кВА}$$

$$\cos\phi_1 := 0.929$$

$$P_{p1} := S_{p1} \cdot \cos\phi_1 = 4.502 \times 10^4 \quad \text{кВт}$$

$$P_p := P_{p1} = 4.502 \times 10^4 \quad \text{кВт}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 2.341 \times 10^8 \quad \text{кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_3) \cdot 10^{-3} = 6.719 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad

Экономическая эффективность:

$$И := I_1 - I_{ам1} = 1.403 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$П_{год} := O - И = 6.578 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$Н := П_{год} \cdot 0.24 = 1.579 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

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

Капиталовложения в первый год:

$$K_{t1} := 0.4 \cdot K_1 = 5.443 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{t2} := 0.6 \cdot K_1 = 8.164 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Первый год:

$$E_n := 0.08$$

$$\text{Э}_1 := -И - K_{t1} = -5.583 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_1 := \frac{\text{Э}_1}{(1 + E_n)^1} = -5.169 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_{1.} := \text{чдд}_1 = -5.169 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Второй год:

$$\text{Э}_2 := -И - K_{t2} = -8.304 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_2 := \frac{\text{Э}_2}{(1 + E_n)^2} = -7.119 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_{2.} := \text{чдд}_{1.} + \text{чдд}_2 = -1.229 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad

Третий год:

$$\Theta_3 := O - И - Н = 5 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \frac{\Theta_3}{(1 + E_H)^3} = 3.969 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \text{ЧДД}_2 + \text{ЧДД}_3 = -8.32 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\Theta := \Theta_3 = 5 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^4} = 3.675 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \text{ЧДД}_3 + \text{ЧДД}_4 = -4.645 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_5 := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^5} = 3.403 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_5 := \text{ЧДД}_4 + \text{ЧДД}_5 = -1.242 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_6 := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^6} = 3.151 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_6 := \text{ЧДД}_5 + \text{ЧДД}_6 = 1.908 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_7 := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^7} = 2.917 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_7 := \text{ЧДД}_6 + \text{ЧДД}_7 = 4.825 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_8 := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^8} = 2.701 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_8 := \text{ЧДД}_7 + \text{ЧДД}_8 = 7.527 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_9 := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^9} = 2.501 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_9 := \text{ЧДД}_8 + \text{ЧДД}_9 = 1.003 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_{10} := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^{10}} = 2.316 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{10} := \text{ЧДД}_9 + \text{ЧДД}_{10} = 1.234 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_{11} := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^{11}} = 2.144 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{11} := \text{ЧДД}_{10} + \text{ЧДД}_{11} = 1.449 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_{12} := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^{12}} = 1.985 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{12} := \text{ЧДД}_{11} + \text{ЧДД}_{12} = 1.647 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_{13} := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^{13}} = 1.838 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{13} := \text{ЧДД}_{12} + \text{ЧДД}_{13} = 1.831 \times 10^6$$

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad

$$\text{чдд}_{14} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{14}} = 1.702 \times 10^5$$

тыс.руб

$$\text{чдд}_{14} := \text{чдд}_{13} + \text{чдд}_{14} = 2.001 \times 10^6$$

$$\text{чдд}_{15} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{15}} = 1.576 \times 10^5$$

тыс.руб

$$\text{чдд}_{15} := \text{чдд}_{14} + \text{чдд}_{15} = 2.159 \times 10^6$$

$$\text{чдд}_{16} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{16}} = 1.459 \times 10^5$$

тыс.руб

$$\text{чдд}_{16} := \text{чдд}_{15} + \text{чдд}_{16} = 2.305 \times 10^6$$

$$\text{чдд}_{17} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{17}} = 1.351 \times 10^5$$

тыс.руб

$$\text{чдд}_{17} := \text{чдд}_{16} + \text{чдд}_{17} = 2.44 \times 10^6$$

$$\text{чдд}_{18} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{18}} = 1.251 \times 10^5$$

тыс.руб

$$\text{чдд}_{18} := \text{чдд}_{17} + \text{чдд}_{18} = 2.565 \times 10^6$$

$$\text{чдд}_{19} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{19}} = 1.158 \times 10^5$$

тыс.руб

$$\text{чдд}_{19} := \text{чдд}_{18} + \text{чдд}_{19} = 2.681 \times 10^6$$

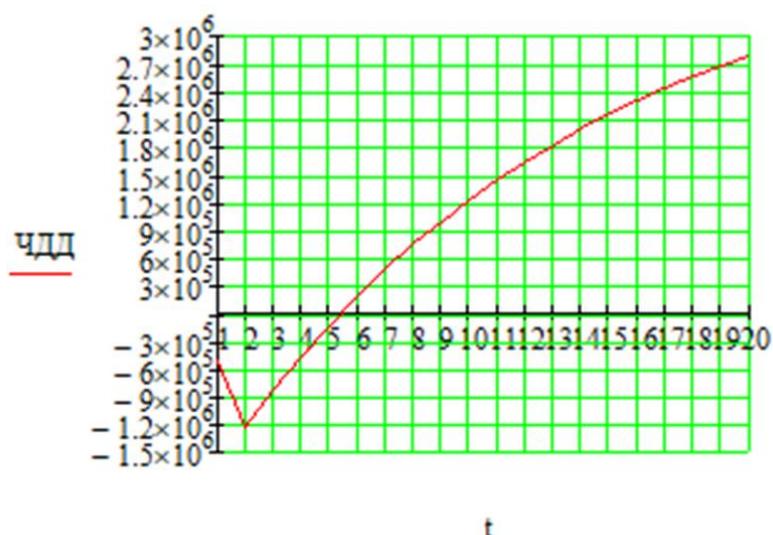
$$\text{чдд}_{20} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{20}} = 1.073 \times 10^5$$

тыс.руб

$$\text{чдд}_{20} := \text{чдд}_{19} + \text{чдд}_{20} = 2.788 \times 10^6$$

$$t := \begin{pmatrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \\ 9 \\ 10 \\ 11 \\ 12 \\ 13 \\ 14 \\ 15 \\ 16 \\ 17 \\ 18 \\ 19 \\ 20 \end{pmatrix} \quad \text{чдд} := \begin{pmatrix} \text{чдд}_1 \\ \text{чдд}_2 \\ \text{чдд}_3 \\ \text{чдд}_4 \\ \text{чдд}_5 \\ \text{чдд}_6 \\ \text{чдд}_7 \\ \text{чдд}_8 \\ \text{чдд}_9 \\ \text{чдд}_{10} \\ \text{чдд}_{11} \\ \text{чдд}_{12} \\ \text{чдд}_{13} \\ \text{чдд}_{14} \\ \text{чдд}_{15} \\ \text{чдд}_{16} \\ \text{чдд}_{17} \\ \text{чдд}_{18} \\ \text{чдд}_{19} \\ \text{чдд}_{20} \end{pmatrix}$$

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_1} + 1 = 3.049$$

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:

$$\text{ЧД}_1 := \text{Э}_1 = -5.583 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_1 := \text{ЧД}_1 = -5.583 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_2 := \text{Э}_2 = -8.304 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_2 := \text{ЧД}_1 + \text{ЧД}_2 = -1.389 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

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

$$\text{ЧД}_3 := \text{ЧД}_2 + \text{ЧД}_3 = -8.887 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_4 := \text{Э} = 5 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_4 := \text{ЧД}_3 + \text{ЧД}_4 = -3.888 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_5 := \text{Э} = 5 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_5 := \text{ЧД}_4 + \text{ЧД}_5 = 1.112 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_6 := \text{Э} = 5 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad

		$ЧД_6 := ЧД_5 + ЧД_6 = 6.112 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_7 := Э = 5 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_7 := ЧД_6 + ЧД_7 = 1.111 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_8 := Э = 5 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_8 := ЧД_7 + ЧД_8 = 1.611 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_9 := Э = 5 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_9 := ЧД_8 + ЧД_9 = 2.111 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{10} := Э = 5 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{10} := ЧД_9 + ЧД_{10} = 2.611 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{11} := Э = 5 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{11} := ЧД_{10} + ЧД_{11} = 3.111 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{12} := Э = 5 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{12} := ЧД_{11} + ЧД_{12} = 3.611 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{13} := Э = 5 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{13} := ЧД_{12} + ЧД_{13} = 4.111 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{14} := Э = 5 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{14} := ЧД_{13} + ЧД_{14} = 4.611 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{15} := Э = 5 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{15} := ЧД_{14} + ЧД_{15} = 5.111 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{16} := Э = 5 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{16} := ЧД_{15} + ЧД_{16} = 5.611 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{17} := Э = 5 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{17} := ЧД_{16} + ЧД_{17} = 6.111 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{18} := Э = 5 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{18} := ЧД_{17} + ЧД_{18} = 6.611 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{19} := Э = 5 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{19} := ЧД_{18} + ЧД_{19} = 7.111 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{20} := Э = 5 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{20} := ЧД_{19} + ЧД_{20} = 7.611 \times 10^6$	тыс.руб

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad



Простой срок окупаемости составит 5 года 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 4 года и 10 месяцев.

*Рассчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

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

$$R_1 := \frac{\Theta_1}{K_1} \cdot 100 = -41.031 \quad \%$$

$$R_2 := \frac{\Theta_2}{K_1} \cdot 100 = -61.031 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\Theta_3}{K_1} \cdot 100 = 36.745 \quad \%$$

Выводы: Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 1361 миллионов руб. составит 4 года и 10 месяцев. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД > 1 (ИДД = 3.049). Рентабельность проекта составит 36.745 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

Продолжение приложение Б. Расчёт в программе Mathcad

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

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

Годовая прибыль:

$$O := W_{\text{год}} \cdot T_3 \quad T_3 := 2.87 \text{ руб/кВт*ч}$$

Переданная электроэнергия за год:

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

$$S_{\text{ном1}} := 48460 \quad \text{кВт} \quad n := 2 \quad k_{1\text{знам}} := 0.5$$

$$S_{p1} := n \cdot S_{\text{ном1}} \cdot k_{1\text{знам}} = 4.846 \times 10^4 \quad \text{кВА}$$

$$\cos\phi_1 := 0.929$$

$$P_{p1} := S_{p1} \cdot \cos\phi_1 = 4.502 \times 10^4 \quad \text{кВт}$$

$$P_p := P_{p1} = 4.502 \times 10^4 \quad \text{кВт}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 2.341 \times 10^8 \quad \text{кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_3) \cdot 10^{-3} = 6.719 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$И := И_2 - И_{\text{ам2}} = 1.239 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$П_{\text{год}} := O - И = 6.595 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$Н := П_{\text{год}} \cdot 0.24 = 1.583 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

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

Капиталовложения в первый год:

$$K_{t1} := 0.4 \cdot K_2 = 4.021 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{t2} := 0.6 \cdot K_2 = 6.032 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad

Первый год:

$$E_n = 0.08$$

$$\mathcal{E}_1 = -И - K_{11} = -4.145 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_1 := \frac{\mathcal{E}_1}{(1 + E_n)^1} = -3.838 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_1 := \text{ЧДД}_1 = -3.838 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Второй год:

$$\mathcal{E}_2 = -И - K_{12} = -6.156 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \frac{\mathcal{E}_2}{(1 + E_n)^2} = -5.277 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \text{ЧДД}_1 + \text{ЧДД}_2 = -9.115 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Третий год:

$$\mathcal{E}_3 = О - И - Н = 5.012 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \frac{\mathcal{E}_3}{(1 + E_n)^3} = 3.979 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \text{ЧДД}_2 + \text{ЧДД}_3 = -5.137 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\mathcal{E} := \mathcal{E}_3 = 5.012 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_n)^4} = 3.684 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \text{ЧДД}_3 + \text{ЧДД}_4 = -1.453 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_5 := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_n)^5} = 3.411 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_5 := \text{ЧДД}_4 + \text{ЧДД}_5 = 1.958 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_6 := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_n)^6} = 3.158 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_6 := \text{ЧДД}_5 + \text{ЧДД}_6 = 5.117 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_7 := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_n)^7} = 2.924 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_7 := \text{ЧДД}_6 + \text{ЧДД}_7 = 8.041 \times 10^5$$

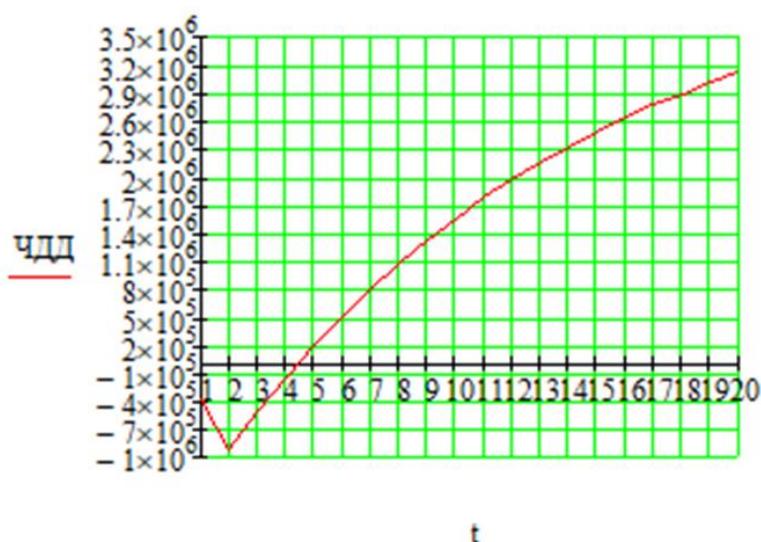
$$\text{ЧДД}_8 := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_n)^8} = 2.708 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_8 := \text{ЧДД}_7 + \text{ЧДД}_8 = 1.075 \times 10^6$$

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad

$\text{ЧДД}_9 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^9} = 2.507 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_9 := \text{ЧДД}_8 + \text{ЧДД}_9 = 1.326 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{10} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{10}} = 2.322 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{10} := \text{ЧДД}_9 + \text{ЧДД}_{10} = 1.558 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{11} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{11}} = 2.15 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{11} := \text{ЧДД}_{10} + \text{ЧДД}_{11} = 1.773 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{12} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{12}} = 1.99 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{12} := \text{ЧДД}_{11} + \text{ЧДД}_{12} = 1.972 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{13} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{13}} = 1.843 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{13} := \text{ЧДД}_{12} + \text{ЧДД}_{13} = 2.156 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{14} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{14}} = 1.706 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{14} := \text{ЧДД}_{13} + \text{ЧДД}_{14} = 2.327 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{15} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{15}} = 1.58 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{15} := \text{ЧДД}_{14} + \text{ЧДД}_{15} = 2.485 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{16} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{16}} = 1.463 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{16} := \text{ЧДД}_{15} + \text{ЧДД}_{16} = 2.631 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{17} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{17}} = 1.355 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{17} := \text{ЧДД}_{16} + \text{ЧДД}_{17} = 2.766 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{18} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{18}} = 1.254 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{18} := \text{ЧДД}_{17} + \text{ЧДД}_{18} = 2.892 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{19} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{19}} = 1.161 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{19} := \text{ЧДД}_{18} + \text{ЧДД}_{19} = 3.008 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{20} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{20}} = 1.075 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{20} := \text{ЧДД}_{19} + \text{ЧДД}_{20} = 3.116 \times 10^6$

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_2} + 1 = 4.099$$

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:

$$\text{ЧД}_1 := \text{Э}_1 = -4.145 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_1 := \text{ЧД}_1 = -4.145 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_2 := \text{Э}_2 = -6.156 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_2 := \text{ЧД}_1 + \text{ЧД}_2 = -1.03 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_3 := \text{Э} = 5.012 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_3 := \text{ЧД}_2 + \text{ЧД}_3 = -5.289 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_4 := \text{Э} = 5.012 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_4 := \text{ЧД}_3 + \text{ЧД}_4 = -2.766 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_5 := \text{Э} = 5.012 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

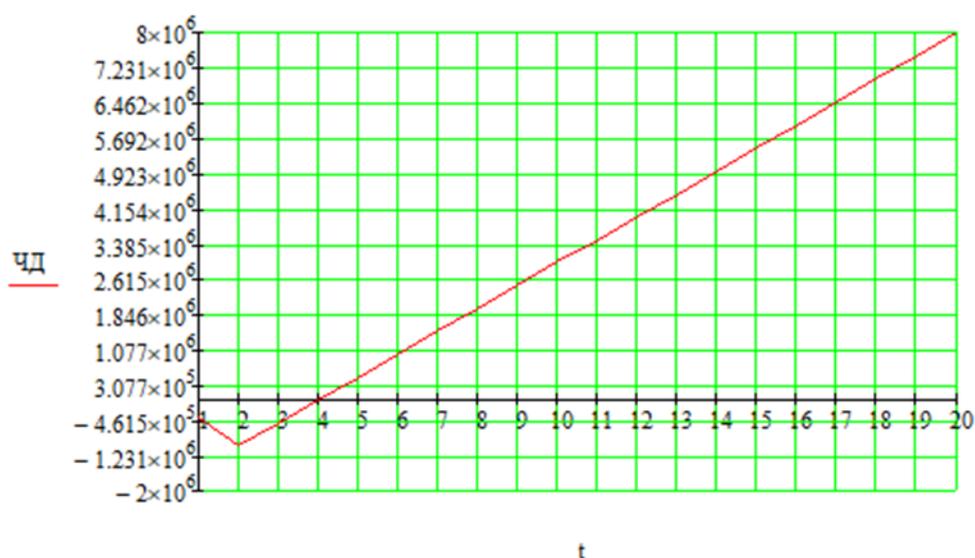
$$\text{ЧД}_5 := \text{ЧД}_4 + \text{ЧД}_5 = 4.735 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_6 := \text{Э} = 5.012 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad

		$ЧД_6 := ЧД_5 + ЧД_6 = 9.747 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_7 := Э = 5.012 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_7 := ЧД_6 + ЧД_7 = 1.476 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_8 := Э = 5.012 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_8 := ЧД_7 + ЧД_8 = 1.977 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_9 := Э = 5.012 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_9 := ЧД_8 + ЧД_9 = 2.478 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{10} := Э = 5.012 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{10} := ЧД_9 + ЧД_{10} = 2.98 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{11} := Э = 5.012 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{11} := ЧД_{10} + ЧД_{11} = 3.481 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{12} := Э = 5.012 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{12} := ЧД_{11} + ЧД_{12} = 3.982 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{13} := Э = 5.012 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{13} := ЧД_{12} + ЧД_{13} = 4.483 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{14} := Э = 5.012 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{14} := ЧД_{13} + ЧД_{14} = 4.984 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{15} := Э = 5.012 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{15} := ЧД_{14} + ЧД_{15} = 5.486 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{16} := Э = 5.012 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{16} := ЧД_{15} + ЧД_{16} = 5.987 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{17} := Э = 5.012 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{17} := ЧД_{16} + ЧД_{17} = 6.488 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{18} := Э = 5.012 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{18} := ЧД_{17} + ЧД_{18} = 6.989 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{19} := Э = 5.012 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{19} := ЧД_{18} + ЧД_{19} = 7.49 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{20} := Э = 5.012 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{20} := ЧД_{19} + ЧД_{20} = 7.992 \times 10^6$	тыс.руб

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad



Простой срок окупаемости составит 4 года 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 4 года.

*Рассчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

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

$$R_1 := \frac{\Xi_1}{K_2} \cdot 100 = -41.233 \quad \%$$

$$R_2 := \frac{\Xi_2}{K_2} \cdot 100 = -61.233 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\Xi_3}{K_2} \cdot 100 = 49.857 \quad \%$$

Выводы: Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 1005 миллионов руб. составит 4 года. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД > 1 (ИДД=4.099). Рентабельность проекта составит 49.857 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

Продолжение приложение Б. Расчёт в программе Mathcad

*Сравнить варианты пот дисконтированным затратам. Определить оптимальный.

Укрупнённые стоимостные показатели взяты из СТО
5694700729.240.124-2012.

Расчёт приведённых затрат.

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

$$E := 0.1$$

Капиталовложения на сооружение сети:

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

Капиталовложения в строительство ВЛ:

$$K_{\text{вл}} := C_0 \cdot l$$

Капиталовложения в строительство ВЛ:

$$K_{\text{вл}} := C_0 \cdot l$$

$$C_{\text{АССС230}} := 3200 \quad \text{тыс.руб/км} \quad C_{185} := 1100 \quad \text{тыс.руб/км}$$

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

Вариант №1.

$$K_{\text{вл1}} := C_{185} \cdot l_1 + C_{185} \cdot l_2 = 6600 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты, сопутствующие строительству:

3,3% - временные здания и сооружения;

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

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

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma \text{вл1}} := K_{\text{вл1}} + K_{\text{вл1}} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 7555.68 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$K_{\text{вл2}} := C_{\text{АССС230}} \cdot l_2 = 2.56 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma \text{вл2}} := K_{\text{вл2}} + K_{\text{вл2}} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 2.931 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в строительство ПС:

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

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

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

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

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

$$K_{\text{пост110}} := 11000 \quad \text{тыс.руб} \quad K_{\text{пост35}} := 11000 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ру1101}} := 36300 \quad \text{тыс.руб} \quad K_{\text{ру35}} := 22000 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{1\text{тр}40} := 8600 \quad \text{тыс.руб} \quad K_{2\text{тр}40} := 7600 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad

$$K_{nc1} := K_{пост110} + K_{ру1101} + K_{1тр40} = 5.59 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$
$$K_{nc2} := K_{пост35} + K_{ру35} + K_{2тр40} = 4.06 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Итоговые капиталовложения на сооружение ПС:

$$K_{\Sigma nc1} := K_{nc1} + K_{nc1} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 6.399 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$
$$K_{\Sigma nc2} := K_{nc2} + K_{nc2} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 4.648 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения на сооружение сети:

$$K_{инф} := 11.6$$

Вариант №1.

$$K_1 := (K_{\Sigma вл1} + K_{\Sigma nc1}) \cdot K_{инф} = 829980 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$K_2 := (K_{\Sigma вл2} + K_{\Sigma nc2}) \cdot K_{инф} = 8.791 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

$$И := И_э + И_{ам} + И_{\Delta W}$$

Эксплуатационные издержки:

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

Вариант №1.

$$И_{э1} := \alpha_{э, вл} \cdot K_{\Sigma вл1} + \alpha_{э, nc} \cdot K_{\Sigma nc1} = 3.253 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$И_{э2} := \alpha_{э, вл} \cdot K_{\Sigma вл2} + \alpha_{э, nc} \cdot K_{\Sigma nc2} = 2.529 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Амортизационные издержки:

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

Вариант №1.

$$И_{ам1} := \frac{K_{\Sigma вл1}}{T_{ст, вл}} + \frac{K_{\Sigma nc1}}{T_{ст, nc}} = 3.703 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$И_{ам2} := \frac{K_{\Sigma вл2}}{T_{ст, вл}} + \frac{K_{\Sigma nc2}}{T_{ст, nc}} = 4.278 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

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

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad

Потери электроэнергии:

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

Потери в ВЛ:

Вариант №1.

$$T := 5500 \quad \text{ч}$$

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{\text{вл1}} := 1660$$

Вариант №2.

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{\text{вл2}} := 3150$$

Потери электрической энергии в трансформаторах:

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Sigma W_{\text{тр}} := 1200$$

Суммарные потери в сети:

Вариант №1.

$$\Sigma W_1 := (\Sigma W_{\text{вл1}} + \Sigma W_{\text{тр}}) \cdot 1000 = 2.86 \times 10^6$$

Вариант №2.

$$\Sigma W_2 := (\Sigma W_{\text{вл2}} + \Sigma W_{\text{тр}}) \cdot 1000 = 4.35 \times 10^6$$

Стоимость потерь электроэнергии:

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

Вариант №1.

$$I_{\Delta W1} := (\Sigma W_1 \cdot C_0) \cdot 10^{-3} = 8122.4 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{\Delta W2} := (\Sigma W_2 \cdot C_0) \cdot 10^{-3} = 1.235 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

Вариант №1.

$$I_1 := I_{s1} + I_{\text{вл1}} + I_{\Delta W1} = 1.508 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad

Вариант №2.

$$I_2 := I_{32} + I_{\text{ан2}} + I_{\Delta W2} = 1.916 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Приведённые затраты:

Вариант №1.

$$Z_1 := E \cdot K_1 + I_1 = 98076.434 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$Z_2 := E \cdot K_2 + I_2 = 107072.30976 \quad \text{тыс.руб}$$

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

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

Годовая прибыль:

$$O := W_{\text{год}} \cdot T_3 \quad T_3 := 2.87 \text{руб/кВт*ч}$$

Переданная электроэнергия за год:

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

$$S_{\text{ном1}} := 48460 \quad \text{кВт} \quad n := 2 \quad k_{1\text{зном}} := 0.5$$

$$S_{p1} := n \cdot S_{\text{ном1}} \cdot k_{1\text{зном}} = 4.846 \times 10^4 \quad \text{кВА}$$

$$\cos\phi_1 := 0.929$$

$$P_{p1} := S_{p1} \cdot \cos\phi_1 = 4.502 \times 10^4 \quad \text{кВт}$$

$$P_p := P_{p1} = 4.502 \times 10^4 \quad \text{кВт}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 2.341 \times 10^8 \quad \text{кВт*ч}$$

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_3) \cdot 10^{-3} = 6.719 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$И := I_1 - I_{\text{ам1}} = 1.138 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$П_{\text{год}} := O - И = 6.605 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$Н := П_{\text{год}} \cdot 0.24 = 1.585 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

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

Капиталовложения в первый год:

$$K_{t1} := 0.4 \cdot K_1 = 3.32 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{t2} := 0.6 \cdot K_1 = 4.98 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Первый год:

$$E_n := 0.08$$

$$\text{Э}_1 := -И - K_{t1} = -3.434 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_1 := \frac{\text{Э}_1}{(1 + E_n)^1} = -3.179 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{1.} := \text{ЧДД}_1 = -3.179 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Второй год:

$$\text{Э}_2 := -И - K_{t2} = -5.094 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \frac{\text{Э}_2}{(1 + E_n)^2} = -4.367 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2. := \text{ЧДД}_{1.} + \text{ЧДД}_2 = -7.546 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad

Третий год:

$$\Theta_3 := O - И - Н = 5.02 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \frac{\Theta_3}{(1 + E_H)^3} = 3.985 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{3.} := \text{ЧДД}_2 + \text{ЧДД}_3 = -3.561 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\Theta := \Theta_3 = 5.02 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^4} = 3.69 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{4.} := \text{ЧДД}_3 + \text{ЧДД}_4 = 1.282 \times 10^4$$

$$\text{ЧДД}_5 := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^5} = 3.416 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{5.} := \text{ЧДД}_4 + \text{ЧДД}_5 = 3.545 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_6 := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^6} = 3.163 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{6.} := \text{ЧДД}_5 + \text{ЧДД}_6 = 6.708 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_7 := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^7} = 2.929 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{7.} := \text{ЧДД}_6 + \text{ЧДД}_7 = 9.637 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_8 := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^8} = 2.712 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{8.} := \text{ЧДД}_7 + \text{ЧДД}_8 = 1.235 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_9 := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^9} = 2.511 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{9.} := \text{ЧДД}_8 + \text{ЧДД}_9 = 1.486 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_{10} := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^{10}} = 2.325 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{10.} := \text{ЧДД}_9 + \text{ЧДД}_{10} = 1.719 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_{11} := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^{11}} = 2.153 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{11.} := \text{ЧДД}_{10.} + \text{ЧДД}_{11} = 1.934 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_{12} := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^{12}} = 1.993 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

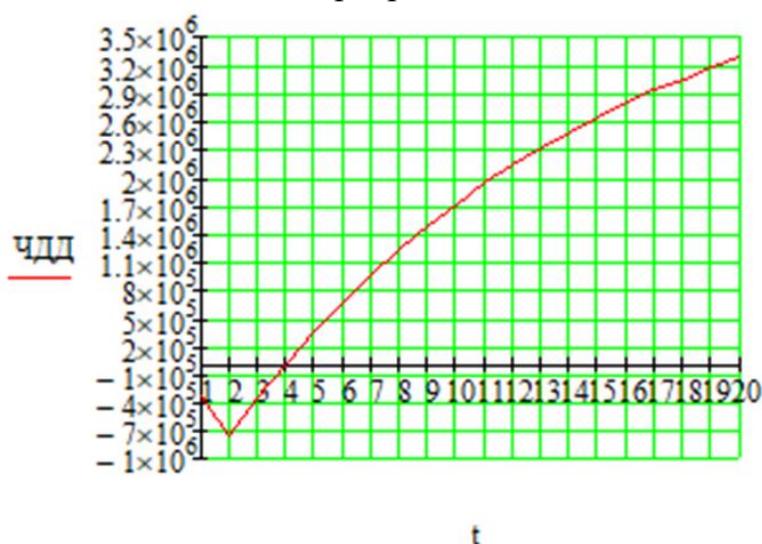
$$\text{ЧДД}_{12.} := \text{ЧДД}_{11.} + \text{ЧДД}_{12} = 2.133 \times 10^6$$

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad

$\text{ЧДД}_{13} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{13}} = 1.846 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{13} := \text{ЧДД}_{12} + \text{ЧДД}_{13} = 2.318 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{14} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{14}} = 1.709 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{14} := \text{ЧДД}_{13} + \text{ЧДД}_{14} = 2.489 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{15} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{15}} = 1.582 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{15} := \text{ЧДД}_{14} + \text{ЧДД}_{15} = 2.647 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{16} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{16}} = 1.465 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{16} := \text{ЧДД}_{15} + \text{ЧДД}_{16} = 2.793 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{17} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{17}} = 1.357 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{17} := \text{ЧДД}_{16} + \text{ЧДД}_{17} = 2.929 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{18} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{18}} = 1.256 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{18} := \text{ЧДД}_{17} + \text{ЧДД}_{18} = 3.055 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{19} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{19}} = 1.163 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{19} := \text{ЧДД}_{18} + \text{ЧДД}_{19} = 3.171 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{20} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{20}} = 1.077 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{20} := \text{ЧДД}_{19} + \text{ЧДД}_{20} = 3.279 \times 10^6$

$t :=$	$\text{ЧДД} :=$
(1)	ЧДД ₁ .
2	ЧДД ₂ .
3	ЧДД ₃ .
4	ЧДД ₄ .
5	ЧДД ₅ .
6	ЧДД ₆ .
7	ЧДД ₇ .
8	ЧДД ₈ .
9	ЧДД ₉ .
10	ЧДД ₁₀ .
11	ЧДД ₁₁ .
12	ЧДД ₁₂ .
13	ЧДД ₁₃ .
14	ЧДД ₁₄ .
15	ЧДД ₁₅ .
16	ЧДД ₁₆ .
17	ЧДД ₁₇ .
18	ЧДД ₁₈ .
19	ЧДД ₁₉ .
20	ЧДД ₂₀ .

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_1} + 1 = 4.95$$

ИДД > 1, следовательно, проект экономически эффективен.

*Определить простой и дисконтированный сроки окупаемости.

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

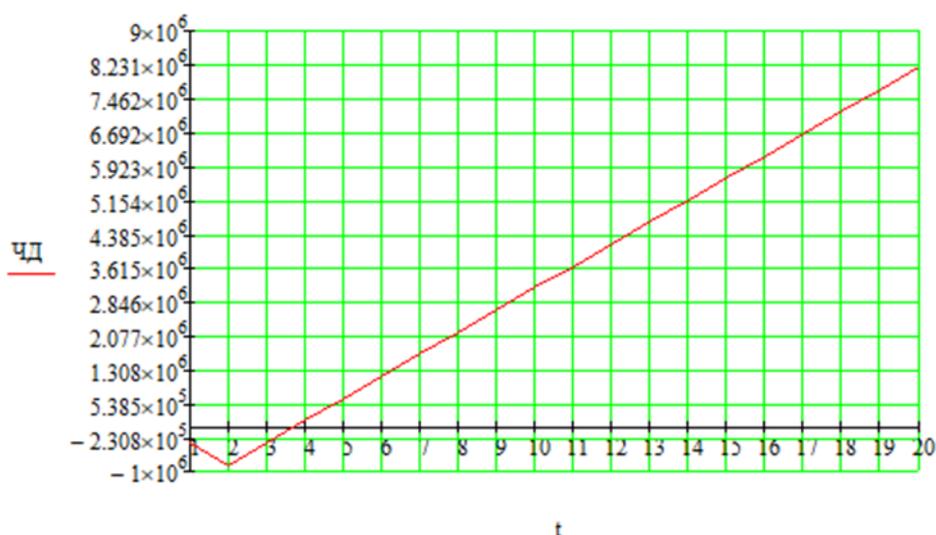
Чистый доход:

$\text{ЧД}_1 := \text{Э}_1 = -3.434 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_{1.1} := \text{ЧД}_1 = -3.434 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_2 := \text{Э}_2 = -5.094 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_{2.2} := \text{ЧД}_{1.1} + \text{ЧД}_2 = -8.527 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_3 := \text{Э} = 5.02 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_{3.3} := \text{ЧД}_{2.2} + \text{ЧД}_3 = -3.508 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_4 := \text{Э} = 5.02 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_{4.4} := \text{ЧД}_{3.3} + \text{ЧД}_4 = 1.512 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_5 := \text{Э} = 5.02 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_{5.5} := \text{ЧД}_{4.4} + \text{ЧД}_5 = 6.532 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_6 := \text{Э} = 5.02 \times 10^5$	тыс.руб		

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad

		$ЧД_6 := ЧД_5 + ЧД_6 = 1.155 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_7 := Э = 5.02 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_7 := ЧД_6 + ЧД_7 = 1.657 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_8 := Э = 5.02 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_8 := ЧД_7 + ЧД_8 = 2.159 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_9 := Э = 5.02 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_9 := ЧД_8 + ЧД_9 = 2.661 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{10} := Э = 5.02 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{10} := ЧД_9 + ЧД_{10} = 3.163 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{11} := Э = 5.02 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{11} := ЧД_{10} + ЧД_{11} = 3.665 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{12} := Э = 5.02 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{12} := ЧД_{11} + ЧД_{12} = 4.167 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{13} := Э = 5.02 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{13} := ЧД_{12} + ЧД_{13} = 4.669 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{14} := Э = 5.02 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{14} := ЧД_{13} + ЧД_{14} = 5.171 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{15} := Э = 5.02 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{15} := ЧД_{14} + ЧД_{15} = 5.673 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{16} := Э = 5.02 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{16} := ЧД_{15} + ЧД_{16} = 6.175 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{17} := Э = 5.02 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{17} := ЧД_{16} + ЧД_{17} = 6.677 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{18} := Э = 5.02 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{18} := ЧД_{17} + ЧД_{18} = 7.179 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{19} := Э = 5.02 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{19} := ЧД_{18} + ЧД_{19} = 7.681 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{20} := Э = 5.02 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{20} := ЧД_{19} + ЧД_{20} = 8.183 \times 10^6$	тыс.руб

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad



Простой срок окупаемости составит 3 года 7 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 4 года.

*Рассчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

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

$$R_1 := \frac{\Theta_1}{K_1} \cdot 100 = -41.371 \quad \%$$

$$R_2 := \frac{\Theta_2}{K_1} \cdot 100 = -61.371 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\Theta_3}{K_1} \cdot 100 = 60.48 \quad \%$$

Выводы: Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 830 миллионов руб. составит 4 года. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД > 1 (ИДД=4.95). Рентабельность проекта составит 60.48 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad

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

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

Годовая прибыль:

$$O := W_{\text{год}} \cdot T_3 \quad T_3 := 2.87 \text{ руб/кВт*ч}$$

Переданная электроэнергия за год:

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

$$S_{\text{ном1}} := 48460 \quad \text{кВт} \quad n := 2 \quad k_{\text{изном}} := 0.5$$

$$S_{p1} := n \cdot S_{\text{ном1}} \cdot k_{\text{изном}} = 4.846 \times 10^4 \quad \text{кВА}$$

$$\cos\phi_1 := 0.929$$

$$P_{p1} := S_{p1} \cdot \cos\phi_1 = 4.502 \times 10^4 \quad \text{кВт}$$

$$P_p := P_{p1} = 4.502 \times 10^4 \quad \text{кВт}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 2.341 \times 10^8 \quad \text{кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_3) \cdot 10^{-3} = 6.719 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$И := И_2 - И_{\text{эм2}} = 1.488 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$П_{\text{год}} := O - И = 6.57 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$Н := П_{\text{год}} \cdot 0.24 = 1.577 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

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

Капиталовложения в первый год:

$$K_{11} := 0.4 \cdot K_2 = 3.516 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{22} := 0.6 \cdot K_2 = 5.275 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad

Первый год:

$$E_n := 0.08$$

$$\Delta_1 := -И - K_{t1} = -3.665 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_1 := \frac{\Delta_1}{(1 + E_n)^1} = -3.394 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_1 := \text{ЧДД}_1 = -3.394 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Второй год:

$$\Delta_2 := -И - K_{t2} = -5.424 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \frac{\Delta_2}{(1 + E_n)^2} = -4.65 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \text{ЧДД}_1 + \text{ЧДД}_2 = -8.044 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Третий год:

$$\Delta_3 := 0 - И - Н = 4.993 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \frac{\Delta_3}{(1 + E_n)^3} = 3.964 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \text{ЧДД}_2 + \text{ЧДД}_3 = -4.08 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\Delta := \Delta_3 = 4.993 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \frac{\Delta}{(1 + E_n)^4} = 3.67 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \text{ЧДД}_3 + \text{ЧДД}_4 = -4.098 \times 10^4$$

$$\text{ЧДД}_5 := \frac{\Delta}{(1 + E_n)^5} = 3.398 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_5 := \text{ЧДД}_4 + \text{ЧДД}_5 = 2.988 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_6 := \frac{\Delta}{(1 + E_n)^6} = 3.146 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_6 := \text{ЧДД}_5 + \text{ЧДД}_6 = 6.135 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_7 := \frac{\Delta}{(1 + E_n)^7} = 2.913 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_7 := \text{ЧДД}_6 + \text{ЧДД}_7 = 9.048 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_8 := \frac{\Delta}{(1 + E_n)^8} = 2.698 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_8 := \text{ЧДД}_7 + \text{ЧДД}_8 = 1.175 \times 10^6$$

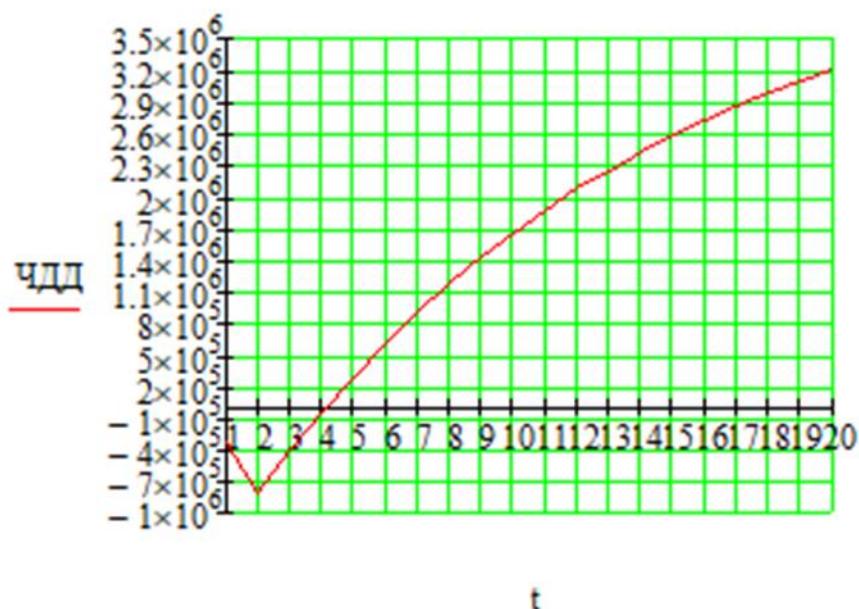
$$\text{ЧДД}_9 := \frac{\Delta}{(1 + E_n)^9} = 2.498 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_9 := \text{ЧДД}_8 + \text{ЧДД}_9 = 1.424 \times 10^6$$

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad

$\text{ЧДД}_{10} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{10}} = 2.313 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{10} := \text{ЧДД}_9 + \text{ЧДД}_{10} = 1.656 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{11} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{11}} = 2.141 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{11} := \text{ЧДД}_{10} + \text{ЧДД}_{11} = 1.87 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{12} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{12}} = 1.983 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{12} := \text{ЧДД}_{11} + \text{ЧДД}_{12} = 2.068 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{13} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{13}} = 1.836 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{13} := \text{ЧДД}_{12} + \text{ЧДД}_{13} = 2.252 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{14} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{14}} = 1.7 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{14} := \text{ЧДД}_{13} + \text{ЧДД}_{14} = 2.422 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{15} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{15}} = 1.574 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{15} := \text{ЧДД}_{14} + \text{ЧДД}_{15} = 2.579 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{16} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{16}} = 1.457 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{16} := \text{ЧДД}_{15} + \text{ЧДД}_{16} = 2.725 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{17} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{17}} = 1.349 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{17} := \text{ЧДД}_{16} + \text{ЧДД}_{17} = 2.86 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{18} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{18}} = 1.25 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{18} := \text{ЧДД}_{17} + \text{ЧДД}_{18} = 2.985 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{19} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{19}} = 1.157 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{19} := \text{ЧДД}_{18} + \text{ЧДД}_{19} = 3.1 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{20} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{20}} = 1.071 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{20} := \text{ЧДД}_{19} + \text{ЧДД}_{20} = 3.208 \times 10^6$

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_2} + 1 = 4.649$$

ИДД > 1, следовательно, проект экономически эффективен.

*Определить простой и дисконтированный сроки окупаемости.

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

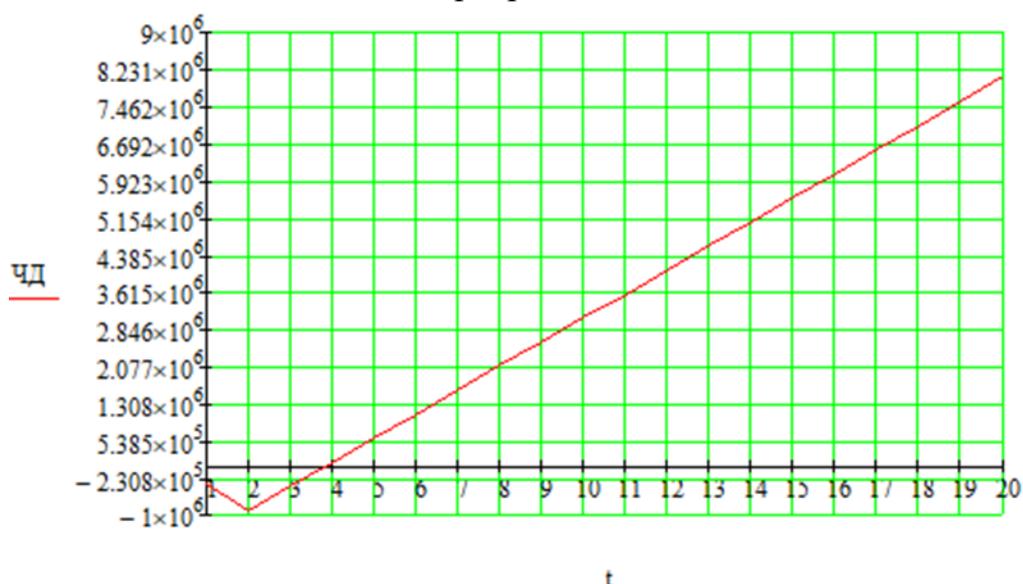
Чистый доход:

$\text{ЧД}_1 = \text{Э}_1 = -3.665 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_1 := \text{ЧД}_1 = -3.665 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_2 = \text{Э}_2 = -5.424 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_2 := \text{ЧД}_1 + \text{ЧД}_2 = -9.089 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_3 = \text{Э} = 4.993 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_3 := \text{ЧД}_2 + \text{ЧД}_3 = -4.096 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_4 = \text{Э} = 4.993 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_4 := \text{ЧД}_3 + \text{ЧД}_4 = 8.974 \times 10^4$	тыс.руб
$\text{ЧД}_5 = \text{Э} = 4.993 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_5 := \text{ЧД}_4 + \text{ЧД}_5 = 5.89 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_6 = \text{Э} = 4.993 \times 10^5$	тыс.руб		

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad

		$ЧД_6 := ЧД_5 + ЧД_6 = 1.088 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_7 := Э = 4.993 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_7 := ЧД_6 + ЧД_7 = 1.588 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_8 := Э = 4.993 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_8 := ЧД_7 + ЧД_8 = 2.087 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_9 := Э = 4.993 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_9 := ЧД_8 + ЧД_9 = 2.586 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{10} := Э = 4.993 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{10} := ЧД_9 + ЧД_{10} = 3.086 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{11} := Э = 4.993 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{11} := ЧД_{10} + ЧД_{11} = 3.585 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{12} := Э = 4.993 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{12} := ЧД_{11} + ЧД_{12} = 4.084 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{13} := Э = 4.993 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{13} := ЧД_{12} + ЧД_{13} = 4.584 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{14} := Э = 4.993 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{14} := ЧД_{13} + ЧД_{14} = 5.083 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{15} := Э = 4.993 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{15} := ЧД_{14} + ЧД_{15} = 5.582 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{16} := Э = 4.993 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{16} := ЧД_{15} + ЧД_{16} = 6.081 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{17} := Э = 4.993 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{17} := ЧД_{16} + ЧД_{17} = 6.581 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{18} := Э = 4.993 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{18} := ЧД_{17} + ЧД_{18} = 7.08 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{19} := Э = 4.993 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{19} := ЧД_{18} + ЧД_{19} = 7.579 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{20} := Э = 4.993 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{20} := ЧД_{19} + ЧД_{20} = 8.079 \times 10^6$	тыс.руб

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad



Простой срок окупаемости составит 4 года.

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 4 года.

*Рассчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

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

$$R_1 := \frac{\Theta_1}{K_2} \cdot 100 = -41.693 \quad \%$$

$$R_2 := \frac{\Theta_2}{K_2} \cdot 100 = -61.693 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\Theta_3}{K_2} \cdot 100 = 56.797 \quad \%$$

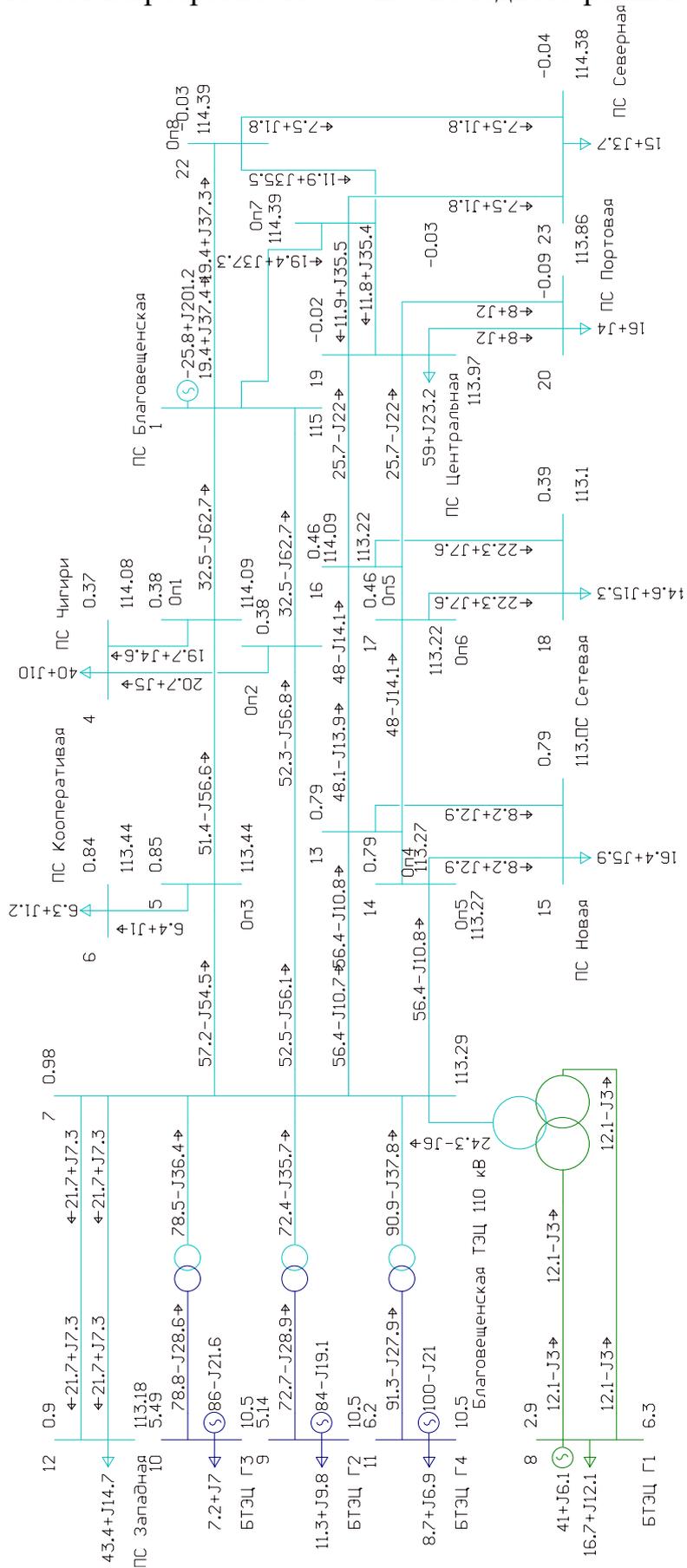
Выводы: Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 879 миллионов руб. составит 4 года. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД > 1 (ИДД=4.649). Рентабельность проекта составит 56.797 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

Приложение В. Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
База	1	ПС Благовещенская	110			-25,8	201,2	115			115	4,55	
Нагр	2	Оп1	110								114,09	3,72	0,38
Нагр	3	Оп2	110								114,09	3,72	0,38
Нагр	4	ПС Чигири	110	40	10						114,08	3,71	0,37
Нагр	5	Оп3	110								113,44	3,13	0,85
Нагр	6	ПС Кооперативная	110	6,3	1,2						113,44	3,13	0,84
Нагр	7	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	110								113,29	2,99	0,98
Ген	8	БТЭЦ Г1	6	16,7	12,1	41	6,1	6,3	-27,5	55,2	6,3		2,9
Ген	9	БТЭЦ Г2	10	11,3	9,8	84	-19,1	10,5	-27,8	83,1	10,5		5,14
Ген	10	БТЭЦ Г3	10	7,2	7	86	-21,6	10,5	-27,8	83,1	10,5		5,49
Ген	11	БТЭЦ Г4	10	8,7	6,9	100	-21	10,5	-39,1	109,6	10,5		6,2
Нагр	12	ПС Западная	110	43,4	14,7						113,18	2,89	0,9
Нагр	13	Оп4	110								113,27	2,98	0,79
Нагр	14	Оп5	110								113,27	2,98	0,79
Нагр	15	ПС Новая	110	16,4	5,9						113,27	2,97	0,79
Нагр	16	Оп5	110								113,22	2,92	0,46
Нагр	17	Оп6	110								113,22	2,92	0,46
Нагр	18	ПС Сетевая	110	44,6	15,3						113,1	2,82	0,39
Нагр	19	ПС Центральная	110	59	23,2						113,97	3,61	-0,02
Нагр	20	ПС Портовая	110	16	4						113,86	3,51	-0,09
Нагр	21	Оп7	110								114,39	3,99	-0,03
Нагр	22	Оп8	110								114,39	3,99	-0,03
Нагр	23	ПС Северная	110	15	3,7						114,38	3,98	-0,04
Нагр	24	БТЭЦ Н1	110								110,46	0,42	2,9

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Iдоп_расч	I загр.
ЛЭП	1	2	ПС Благовещенская - Оп1	0,43	1,87	-11,5				32	-63	357	690	51,8
ЛЭП	1	3	ПС Благовещенская - Оп2	0,43	1,87	-11,5				32	-63	357	690	51,8
ЛЭП	2	4	Оп1 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8				-20	-5	102	690	14,8
ЛЭП	3	4	Оп2 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8				-21	-5	108	690	15,6
ЛЭП	2	5	Оп1 - Оп3	0,37	1,63	-10				51	-57	389	690	56,4
ЛЭП	5	6	Оп3 - ПС Кооперативная	0,01	0,03	-0,2				-6	-1	33	690	4,8
ЛЭП	5	7	Оп3 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,1	0,43	-2,6				57	-55	403	690	58,4
ЛЭП	3	7	Оп2 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,47	2,06	-12,7				52	-57	391	690	56,7
ЛЭП	7	12	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западная	0,25	0,85	-5,9				-22	-7	117	610	19,2
ЛЭП	7	12	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западная	0,25	0,85	-5,9				-22	-7	117	610	19,2
ЛЭП	7	13	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп4	0,17	0,73	-4,5				-56	11	293	690	42,4
ЛЭП	7	14	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп5	0,17	0,73	-4,5				-56	11	293	690	42,4
ЛЭП	13	15	Оп4 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3				-8	-3	44	510	8,7
ЛЭП	14	15	Оп5 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3				-8	-3	44	510	8,7
ЛЭП	13	16	Оп4 - Оп5	0,53	1,36	-9,1				-48	14	255	510	50,1
ЛЭП	14	17	Оп5 - Оп6	0,53	1,36	-9,1				-48	14	255	510	50,1
ЛЭП	16	18	Оп5 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5				-22	-8	120	510	23,6
ЛЭП	17	18	Оп6 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5				-22	-8	120	510	23,6
ЛЭП	16	19	Оп5 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8				-26	22	172	510	33,6
ЛЭП	17	19	Оп6 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8				-26	22	172	510	33,6
ЛЭП	19	20	ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14				-8	-2	42	445	9,4
ЛЭП	19	20	ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14				-8	-2	42	445	9,4
ЛЭП	19	21	ПС Центральная - Оп7	0,47	1,21	-8,1				12	35	189	510	37,1
ЛЭП	19	22	ПС Центральная - Оп8	0,47	1,21	-8,1				12	35	189	510	37,1
ЛЭП	21	23	Оп7 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8				-7	-2	39	510	7,6
ЛЭП	22	23	Оп8 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8				-7	-2	39	510	7,6
ЛЭП	21	1	Оп7 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3				19	37	212	510	41,6
ЛЭП	22	1	Оп8 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3				19	37	212	510	41,6
Тр-р	24	8	БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6			0,057			12	-3	65		
Тр-р	24	8	БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6			0,057			12	-3	65		
Тр-р	7	24	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Н1	0,6	17,4	36,2	0,983	8	2	24	-7	129		
Тр-р	7	9	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г2	0,37	12,3	46,9	0,095	2	1	72	-36	412		
Тр-р	7	10	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г3	0,37	12,3	46,9	0,095	2	1	78	-36	441		
Тр-р	7	11	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г4	0,37	12,3	46,9	0,095	2	1	91	-38	502		

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	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
База	1	ПС Благовещенская	110			-23,6	180,7	115			115	4,55	
Нагр	2	Оп1	110								113,74	3,4	0,52
Нагр	3	Оп2	110								113,72	3,39	0,5
Нагр	4	ПС Чигири	110	40	10						113,72	3,39	0,5
Нагр	5	Оп3	110								112,93	2,67	1,25
Нагр	6	ПС Кооперативная	110	6,3	1,2						112,93	2,66	1,25
Нагр	7	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	110								112,73	2,48	1,45
Ген	8	БТЭЦ Г1	6	16,7	12,1	41	9,7	6,3	-27,5	55,2	6,3		3,37
Ген	9	БТЭЦ Г2	10	11,3	9,8	84	-14,1	10,5	-27,8	83,1	10,5		5,63
Ген	10	БТЭЦ Г3	10	7,2	7	86	-16,7	10,5	-27,8	83,1	10,5		5,98
Ген	11	БТЭЦ Г4	10	8,7	6,9	100	-16,1	10,5	-39,1	109,6	10,5		6,69
Нагр	12	ПС Западная	110	43,4	14,7						112,63	2,39	1,38
Нагр	13	Оп4	110								112,76	2,51	1,22
Нагр	14	Оп5	110								112,76	2,51	1,22
Нагр	15	ПС Новая	110	16,4	5,9						112,76	2,51	1,22
Нагр	16	Оп5	110								112,76	2,51	0,81
Нагр	17	Оп6	110								112,76	2,51	0,81
Нагр	18	ПС Сетевая	110	44,6	15,3						112,65	2,41	0,74
Нагр	19	ПС Центральная	110	59	23,2						113,83	3,49	0,14
Нагр	20	ПС Портовая	110	16	4						113,73	3,39	0,07
Нагр	21	Оп7	110								114,32	3,93	0,06
Нагр	22	Оп8	110								114,32	3,93	0,06
Нагр	23	ПС Северная	110	15	3,7						114,3	3,91	0,05
Нагр	24	БТЭЦ Н1	110								110,46	0,42	3,37

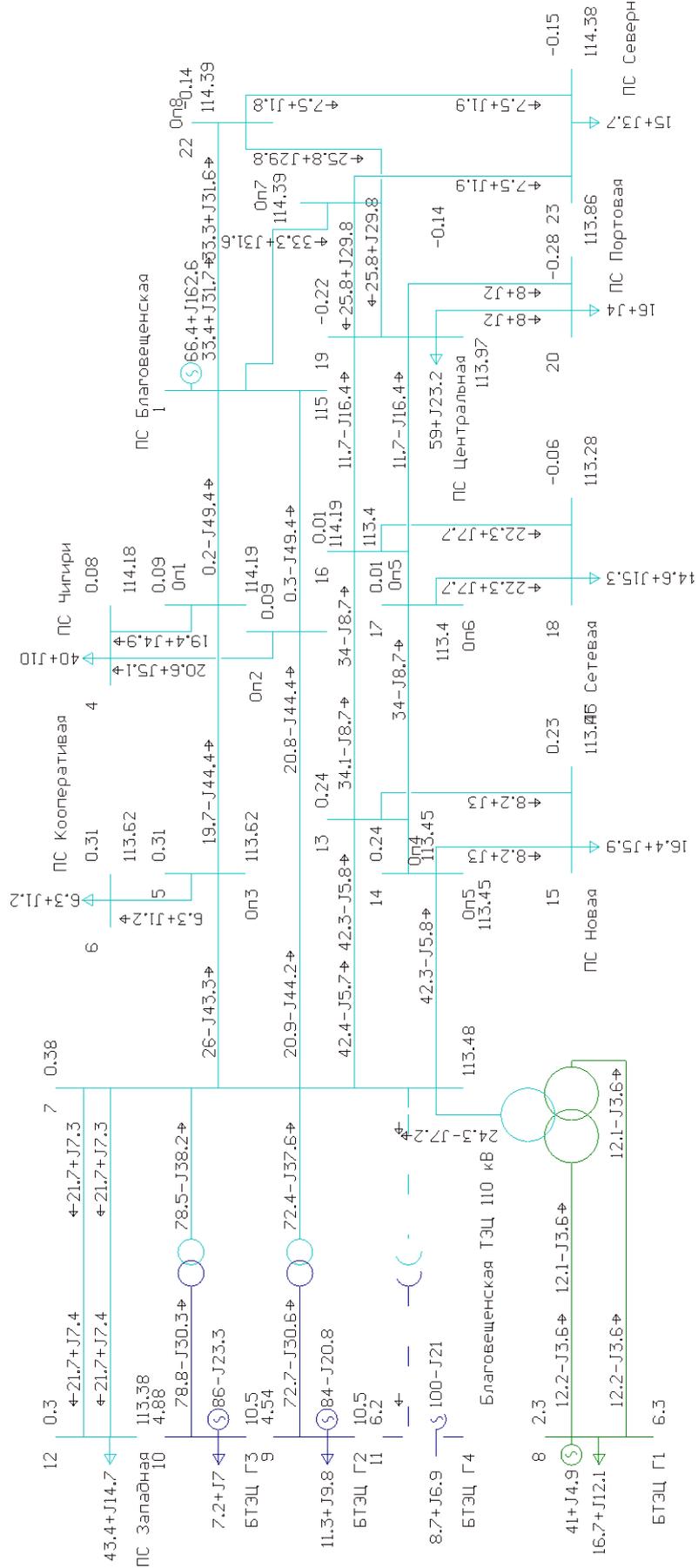
Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_расч	I загр.
ЛЭП	1	2	ПС Благовещенская - Оп1	0,43	1,87	-11,5				43	-87	489	690	70,9
ЛЭП	1	3	ПС Благовещенская - Оп2	0,43	1,87	-11,5							690	
ЛЭП	2	4	Оп1 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8				-40	-10	209	690	30,3
ЛЭП	3	4	Оп2 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8				0	0	0	690	0
ЛЭП	2	5	Оп1 - Оп3	0,37	1,63	-10				83	-76	573	690	83
ЛЭП	5	6	Оп3 - ПС Кооперативная	0,01	0,03	-0,2				-6	-1	33	690	4,7
ЛЭП	5	7	Оп3 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,1	0,43	-2,6				90	-74	594	690	86,1
ЛЭП	3	7	Оп2 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,47	2,06	-12,7							690	
ЛЭП	7	12	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западная	0,25	0,85	-5,9				-22	-7	117	610	19,3
ЛЭП	7	12	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западная	0,25	0,85	-5,9				-22	-7	117	610	19,3
ЛЭП	7	13	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп4	0,17	0,73	-4,5				-66	20	354	690	51,3
ЛЭП	7	14	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп5	0,17	0,73	-4,5				-66	20	354	690	51,3
ЛЭП	13	15	Оп4 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3				-8	-3	45	510	8,7
ЛЭП	14	15	Оп5 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3				-8	-3	45	510	8,7
ЛЭП	13	16	Оп4 - Оп5	0,53	1,36	-9,1				-58	23	319	510	62,5
ЛЭП	14	17	Оп5 - Оп6	0,53	1,36	-9,1				-58	23	319	510	62,5
ЛЭП	16	18	Оп5 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5				-22	-8	121	510	23,7
ЛЭП	17	18	Оп6 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5				-22	-8	121	510	23,7
ЛЭП	16	19	Оп5 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8				-35	31	240	510	47,1
ЛЭП	17	19	Оп6 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8				-35	31	240	510	47,1
ЛЭП	19	20	ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14				-8	-2	42	445	9,4
ЛЭП	19	20	ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14				-8	-2	42	445	9,4
ЛЭП	19	21	ПС Центральная - Оп7	0,47	1,21	-8,1				2	45	227	510	44,5
ЛЭП	19	22	ПС Центральная - Оп8	0,47	1,21	-8,1				2	45	227	510	44,5
ЛЭП	21	23	Оп7 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8				-8	-2	39	510	7,7
ЛЭП	22	23	Оп8 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8				-8	-2	39	510	7,7
ЛЭП	21	1	Оп7 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3				10	47	240	510	47,1
ЛЭП	22	1	Оп8 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3				10	47	240	510	47,1
Тр-р	24	8	БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6			0,057			12	-1	64		
Тр-р	24	8	БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6			0,057			12	-1	64		
Тр-р	7	24	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Н1	0,6	17,4	36,2	0,983	8	2	24	-4	125		
Тр-р	7	9	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г2	0,37	12,3	46,9	0,095	2	1	72	-30	402		
Тр-р	7	10	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г3	0,37	12,3	46,9	0,095	2	1	78	-31	432		
Тр-р	7	11	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г4	0,37	12,3	46,9	0,095	2	1	91	-33	495		

Продолжение приложение В.
Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
База	1	ПС Благовещенская	110			66,4	162,6	115			115	4,55	
Нагр	2	Оп1	110								114,19	3,81	0,09
Нагр	3	Оп2	110								114,19	3,81	0,09
Нагр	4	ПС Чигири	110	40	10						114,18	3,8	0,08
Нагр	5	Оп3	110								113,62	3,29	0,31
Нагр	6	ПС Кооперативная	110	6,3	1,2						113,62	3,29	0,31
Нагр	7	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	110								113,48	3,16	0,38
Ген	8	БТЭЦ Г1	6	16,7	12,1	41	4,9	6,3	-27,5	55,2	6,3		2,3
Ген	9	БТЭЦ Г2	10	11,3	9,8	84	-20,8	10,5	-27,8	83,1	10,5		4,54
Ген	10	БТЭЦ Г3	10	7,2	7	86	-23,3	10,5	-27,8	83,1	10,5		4,88
Ген	11	БТЭЦ Г4	10	8,7	6,9	100	-21	10,5	-39,1	109,6			6,2
Нагр	12	ПС Западная	110	43,4	14,7						113,38	3,07	0,3
Нагр	13	Оп4	110								113,45	3,14	0,24
Нагр	14	Оп5	110								113,45	3,14	0,24
Нагр	15	ПС Новая	110	16,4	5,9						113,45	3,14	0,23
Нагр	16	Оп5	110								113,4	3,09	0,01
Нагр	17	Оп6	110								113,4	3,09	0,01
Нагр	18	ПС Сетевая	110	44,6	15,3						113,28	2,98	-0,06
Нагр	19	ПС Центральная	110	59	23,2						113,97	3,61	-0,22
Нагр	20	ПС Портовая	110	16	4						113,86	3,51	-0,28
Нагр	21	Оп7	110								114,39	3,99	-0,14
Нагр	22	Оп8	110								114,39	3,99	-0,14
Нагр	23	ПС Северная	110	15	3,7						114,38	3,98	-0,15
Нагр	24	БТЭЦ Н1	110								110,46	0,42	2,29

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_расч	I загр.
ЛЭП	1	2	ПС Благовещенская - Оп1	0,43	1,87	-11,5				0	-50	250	690	36,2
ЛЭП	1	3	ПС Благовещенская - Оп2	0,43	1,87	-11,5				0	-50	250	690	36,2
ЛЭП	2	4	Оп1 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8				-19	-5	101	690	14,7
ЛЭП	3	4	Оп2 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8				-21	-5	107	690	15,5
ЛЭП	2	5	Оп1 - Оп3	0,37	1,63	-10				20	-45	247	690	35,8
ЛЭП	5	6	Оп3 - ПС Кооперативная	0,01	0,03	-0,2				-6	-1	32	690	4,7
ЛЭП	5	7	Оп3 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,1	0,43	-2,6				26	-43	257	690	37,2
ЛЭП	3	7	Оп2 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,47	2,06	-12,7				21	-44	249	690	36
ЛЭП	7	12	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западная	0,25	0,85	-5,9				-22	-7	117	610	19,1
ЛЭП	7	12	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западная	0,25	0,85	-5,9				-22	-7	117	610	19,1
ЛЭП	7	13	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп4	0,17	0,73	-4,5				-42	6	217	690	31,5
ЛЭП	7	14	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп5	0,17	0,73	-4,5				-42	6	217	690	31,5
ЛЭП	13	15	Оп4 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3				-8	-3	44	510	8,7
ЛЭП	14	15	Оп5 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3				-8	-3	44	510	8,7
ЛЭП	13	16	Оп4 - Оп5	0,53	1,36	-9,1				-34	9	179	510	35,1
ЛЭП	14	17	Оп5 - Оп6	0,53	1,36	-9,1				-34	9	179	510	35,1
ЛЭП	16	18	Оп5 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5				-22	-8	120	510	23,6
ЛЭП	17	18	Оп6 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5				-22	-8	120	510	23,6
ЛЭП	16	19	Оп5 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8				-12	16	102	510	20,1
ЛЭП	17	19	Оп6 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8				-12	16	102	510	20,1
ЛЭП	19	20	ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14				-8	-2	42	445	9,4
ЛЭП	19	20	ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14				-8	-2	42	445	9,4
ЛЭП	19	21	ПС Центральная - Оп7	0,47	1,21	-8,1				26	30	199	510	39,1
ЛЭП	19	22	ПС Центральная - Оп8	0,47	1,21	-8,1				26	30	199	510	39,1
ЛЭП	21	23	Оп7 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8				-8	-2	39	510	7,6
ЛЭП	22	23	Оп8 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8				-8	-2	39	510	7,6
ЛЭП	21	1	Оп7 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3				33	32	232	510	45,4
ЛЭП	22	1	Оп8 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3				33	32	232	510	45,4
Тр-р	24	8	БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6			0,057			12	-4		66	
Тр-р	24	8	БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6			0,057			12	-4		66	
Тр-р	7	24	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Н1	0,6	17,4	36,2	0,983	8	2	24	-9		131	
Тр-р	7	9	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г2	0,37	12,3	46,9	0,095	2	1	72	-38		415	
Тр-р	7	10	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г3	0,37	12,3	46,9	0,095	2	1	78	-38		444	
Тр-р	7	11	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г4	0,37	12,3	46,9	0,095	2	1					

Продолжение приложение В.
Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

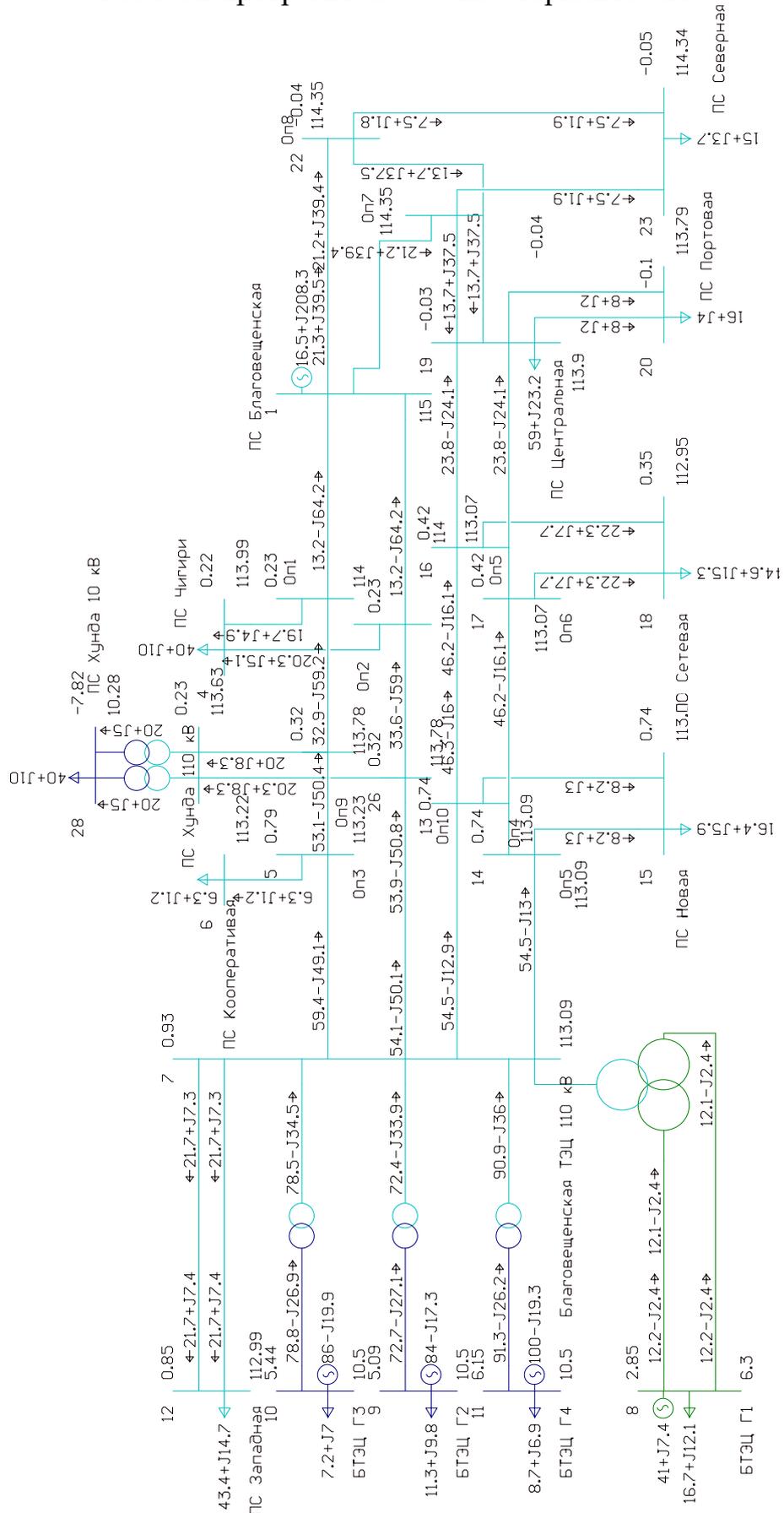


Приложение Г. Расчёт в программе RastWin 3 варианта №1

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
База	1	ПС Благовещенская	110			16,5	208,3	115			115	4,55	
Нагр	2	Оп1	110								114	3,63	0,23
Нагр	3	Оп2	110								114	3,63	0,23
Нагр	4	ПС Чигири	110	40	10						113,99	3,62	0,22
Нагр	5	Оп3	110								113,23	2,93	0,79
Нагр	6	ПС Кооперативная	110	6,3	1,2						113,22	2,93	0,79
Нагр	7	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	110								113,09	2,81	0,93
Ген	8	БТЭЦ Г1	6	16,7	12,1	41	7,4	6,3	-27,5	55,2	6,3		2,85
Ген	9	БТЭЦ Г2	10	11,3	9,8	84	-17,3	10,5	-27,8	83,1	10,5		5,09
Ген	10	БТЭЦ Г3	10	7,2	7	86	-19,9	10,5	-27,8	83,1	10,5		5,44
Ген	11	БТЭЦ Г4	10	8,7	6,9	100	-19,3	10,5	-39,1	109,6	10,5		6,15
Нагр	12	ПС Западная	110	43,4	14,7						112,99	2,72	0,85
Нагр	13	Оп4	110								113,09	2,81	0,74
Нагр	14	Оп5	110								113,09	2,81	0,74
Нагр	15	ПС Новая	110	16,4	5,9						113,09	2,81	0,74
Нагр	16	Оп5	110								113,07	2,79	0,42
Нагр	17	Оп6	110								113,07	2,79	0,42
Нагр	18	ПС Сетевая	110	44,6	15,3						112,95	2,68	0,35
Нагр	19	ПС Центральная	110	59	23,2						113,9	3,55	-0,03
Нагр	20	ПС Портовая	110	16	4						113,79	3,45	-0,1
Нагр	21	Оп7	110								114,35	3,96	-0,04
Нагр	22	Оп8	110								114,35	3,96	-0,04
Нагр	23	ПС Северная	110	15	3,7						114,34	3,94	-0,05
Нагр	24	БТЭЦ Н1	110								110,46	0,42	2,84
Нагр	25	Оп9	110								113,78	3,44	0,32
Нагр	26	Оп10	110								113,78	3,44	0,32
Нагр	27	ПС Хунда 110 кВ	110								113,63	3,3	0,23
Нагр	28	ПС Хунда 10 кВ	10	40	10						10,28	-2,12	-7,82

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Iдоп_расч	загр.
ЛЭП	1	2	ПС Благовещенская - Оп1	0,43	1,87	-11,5				13	-65	332	690	48,1
ЛЭП	1	3	ПС Благовещенская - Оп2	0,43	1,87	-11,5				13	-65	332	690	48,1
ЛЭП	2	4	Оп1 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8				-20	-5	103	690	14,9
ЛЭП	3	4	Оп2 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8				-20	-5	106	690	15,4
ЛЭП	25	5	Оп9 - Оп3	0,37	1,63	-10				53	-51	373	690	54,1
ЛЭП	5	6	Оп3 - ПС Кооперативная	0,01	0,03	-0,2				-6	-1	33	690	4,7
ЛЭП	5	7	Оп3 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,1	0,43	-2,6				59	-49	393	690	57
ЛЭП	26	7	Оп10 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,47	2,06	-12,7				54	-51	377	690	54,6
ЛЭП	7	12	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западная	0,25	0,85	-5,9				-22	-7	117	610	19,2
ЛЭП	7	12	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западная	0,25	0,85	-5,9				-22	-7	117	610	19,2
ЛЭП	7	13	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп4	0,17	0,73	-4,5				-55	13	286	690	41,5
ЛЭП	7	14	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп5	0,17	0,73	-4,5				-55	13	286	690	41,5
ЛЭП	13	15	Оп4 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3				-8	-3	44	510	8,7
ЛЭП	14	15	Оп5 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3				-8	-3	44	510	8,7
ЛЭП	13	16	Оп4 - Оп5	0,53	1,36	-9,1				-46	16	250	510	49
ЛЭП	14	17	Оп5 - Оп6	0,53	1,36	-9,1				-46	16	250	510	49
ЛЭП	16	18	Оп5 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5				-22	-8	121	510	23,6
ЛЭП	17	18	Оп6 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5				-22	-8	121	510	23,6
ЛЭП	16	19	Оп5 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8				-24	24	172	510	33,7
ЛЭП	17	19	Оп6 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8				-24	24	172	510	33,7
ЛЭП	19	20	ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14				-8	-2	42	445	9,4
ЛЭП	19	20	ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14				-8	-2	42	445	9,4
ЛЭП	19	21	ПС Центральная - Оп7	0,47	1,21	-8,1				14	38	202	510	39,7
ЛЭП	19	22	ПС Центральная - Оп8	0,47	1,21	-8,1				14	38	202	510	39,7
ЛЭП	21	23	Оп7 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8				-8	-2	39	510	7,6
ЛЭП	22	23	Оп8 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8				-8	-2	39	510	7,6
ЛЭП	21	1	Оп7 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3				21	39	226	510	44,3
ЛЭП	22	1	Оп8 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3				21	39	226	510	44,3
Тр-р	24	8	БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6			0,057			12	-2	65		
Тр-р	24	8	БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6			0,057			12	-2	65		
Тр-р	7	24	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Н1	0,6	17,4	36,2	0,983	8	2	24	-6	127		
Тр-р	7	9	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г2	0,37	12,3	46,9	0,095	2	1	72	-34	408		
Тр-р	7	10	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г3	0,37	12,3	46,9	0,095	2	1	78	-35	438		
Тр-р	7	11	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г4	0,37	12,3	46,9	0,095	2	1	91	-36	499		
ЛЭП	2	25	Оп1 - Оп9	0,1	0,47	-2,6				33	-59	344	690	49,8
ЛЭП	3	26	Оп2 - Оп10	0,1	0,47	-2,6				34	-59	345	690	49,9
ЛЭП	25	27	Оп9 - ПС Хунда 110 кВ	0,36	1,21	-8,4				-20	-8	110	330	33,3
ЛЭП	26	27	Оп10 - ПС Хунда 110 кВ	0,36	1,21	-8,4				-20	-8	112	330	33,8
Тр-р	27	28	ПС Хунда 110 кВ - ПС Хунда 10 кВ	4,38	86,7	8,5	0,095	9	3	-20	-8	111		
Тр-р	27	28	ПС Хунда 110 кВ - ПС Хунда 10 кВ	4,38	86,7	8,5	0,095	9	3	-20	-8	111		

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	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
База	1	ПС Благовещенская	110			16,3	126,3	112			112	1,82	
Нагр	2	Оп1	110								111,04	0,94	0,2
Нагр	3	Оп2	110										0,23
Нагр	4	ПС Чигири	110	40	10						111,02	0,92	0,17
Нагр	5	Оп3	110								110,71	0,65	1,07
Нагр	6	ПС Кооперативная	110	6,3	1,2						110,71	0,65	1,06
Нагр	7	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	110								110,68	0,62	1,27
Ген	8	БТЭЦ Г1	6	16,7	12,1	41	22,9	6,3	-27,5	55,2	6,3		3,17
Ген	9	БТЭЦ Г2	10	11,3	9,8	84	4,2	10,5	-27,8	83,1	10,5		5,49
Ген	10	БТЭЦ Г3	10	7,2	7	86	1,7	10,5	-27,8	83,1	10,5		5,85
Ген	11	БТЭЦ Г4	10	8,7	6,9	100	2,3	10,5	-39,1	109,6	10,5		6,57
Нагр	12	ПС Западная	110	43,4	14,7						110,58	0,52	1,19
Нагр	13	Оп4	110								110,63	0,57	1,05
Нагр	14	Оп5	110								110,63	0,57	1,05
Нагр	15	ПС Новая	110	16,4	5,9						110,63	0,57	1,05
Нагр	16	Оп5	110								110,49	0,45	0,68
Нагр	17	Оп6	110								110,49	0,45	0,68
Нагр	18	ПС Сетевая	110	44,6	15,3						110,37	0,34	0,6
Нагр	19	ПС Центральная	110	59	23,2						111,1	1	0,04
Нагр	20	ПС Портовая	110	16	4						110,99	0,9	-0,03
Нагр	21	Оп7	110								111,47	1,33	0
Нагр	22	Оп8	110								111,47	1,33	0
Нагр	23	ПС Северная	110	15	3,7						111,45	1,32	-0,01
Нагр	24	БТЭЦ Н1	110								110,46	0,42	3,19
Нагр	25	Оп9	110								110,87	0,8	0,33
Нагр	26	Оп10	110										0,32
Нагр	27	ПС Хунда 110 кВ	110								110,56	0,51	0,13
Нагр	28	ПС Хунда 10 кВ	10	40	10						10,67	1,61	-8,41

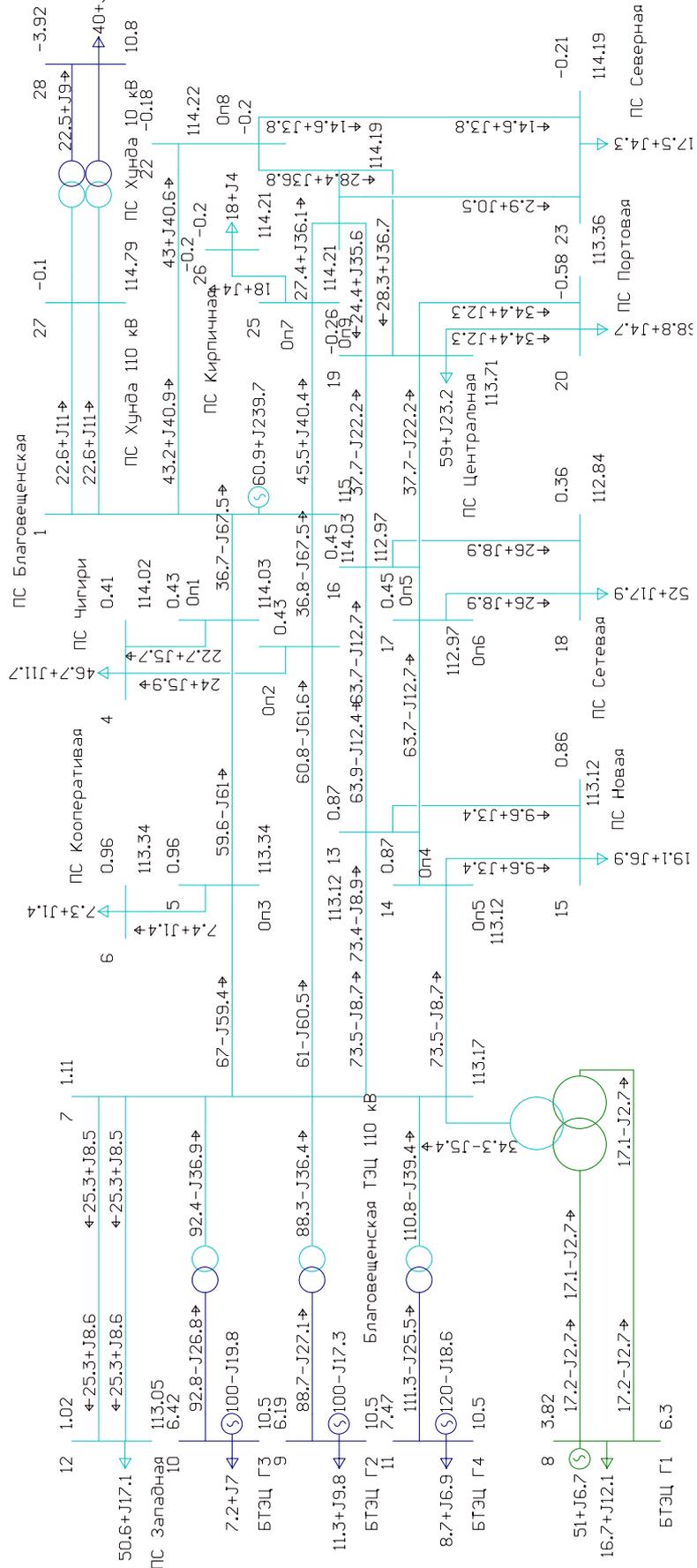
Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_расч	загр.
ЛЭП	1	2	ПС Благовещенская - Оп1	0,43	1,87	-11,5				9	-60	312	690	45,2
ЛЭП	1	3	ПС Благовещенская - Оп2	0,43	1,87	-11,5							690	
ЛЭП	2	4	Оп1 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8				-40	-10	214	690	31,1
ЛЭП	3	4	Оп2 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8							690	
ЛЭП	25	5	Оп9 - Оп3	0,37	1,63	-10				90	-32	496	690	71,9
ЛЭП	5	6	Оп3 - ПС Кооперативная	0,01	0,03	-0,2				-6	-1	33	690	4,8
ЛЭП	5	7	Оп3 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,1	0,43	-2,6				96	-30	526	690	76,2
ЛЭП	26	7	Оп10 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,47	2,06	-12,7							690	
ЛЭП	7	12	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западная	0,25	0,85	-5,9				-22	-7	120	610	19,6
ЛЭП	7	12	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западная	0,25	0,85	-5,9				-22	-7	120	610	19,6
ЛЭП	7	13	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп4	0,17	0,73	-4,5				-63	7	331	690	48
ЛЭП	7	14	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп5	0,17	0,73	-4,5				-63	7	331	690	48
ЛЭП	13	15	Оп4 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3				-8	-3	45	510	8,9
ЛЭП	14	15	Оп5 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3				-8	-3	45	510	8,9
ЛЭП	13	16	Оп4 - Оп5	0,53	1,36	-9,1				-55	10	291	510	57,1
ЛЭП	14	17	Оп5 - Оп6	0,53	1,36	-9,1				-55	10	291	510	57,1
ЛЭП	16	18	Оп5 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5				-22	-8	123	510	24,2
ЛЭП	17	18	Оп6 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5				-22	-8	123	510	24,2
ЛЭП	16	19	Оп5 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8				-32	18	193	510	37,8
ЛЭП	17	19	Оп6 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8				-32	18	193	510	37,8
ЛЭП	19	20	ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14				-8	-2	43	445	9,6
ЛЭП	19	20	ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14				-8	-2	43	445	9,6
ЛЭП	19	21	ПС Центральная - Оп7	0,47	1,21	-8,1				5	32	166	510	32,5
ЛЭП	19	22	ПС Центральная - Оп8	0,47	1,21	-8,1				5	32	166	510	32,5
ЛЭП	21	23	Оп7 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8				-8	-2	40	510	7,8
ЛЭП	22	23	Оп8 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8				-8	-2	40	510	7,8
ЛЭП	21	1	Оп7 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3				13	33	185	510	36,2
ЛЭП	22	1	Оп8 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3				13	33	185	510	36,2
Тр-р	24	8	БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6			0,057			12	5	69		
Тр-р	24	8	БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6			0,057			12	5	69		
Тр-р	7	24	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Н1	0,6	17,4	36,2	0,983	8	2	24	9	135		
Тр-р	7	9	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г2	0,37	12,3	46,9	0,095	2	1	72	-12	383		
Тр-р	7	10	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г3	0,37	12,3	46,9	0,095	2	1	79	-12	414		
Тр-р	7	11	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г4	0,37	12,3	46,9	0,095	2	1	91	-14	480		
ЛЭП	2	25	Оп1 - Оп9	0,1	0,47	-2,6				49	-49	362	690	52,5
ЛЭП	3	26	Оп2 - Оп10	0,1	0,47	-2,6							690	
ЛЭП	25	27	Оп9 - ПС Хунда 110 кВ	0,36	1,21	-8,4				-40	-17	229	330	69,3
ЛЭП	26	27	Оп10 - ПС Хунда 110 кВ	0,36	1,21	-8,4							330	
Тр-р	27	28	ПС Хунда 110 кВ - ПС Хунда 10 кВ	4,38	86,7	8,5	0,102	5	3	-20	-8	114		
Тр-р	27	28	ПС Хунда 110 кВ - ПС Хунда 10 кВ	4,38	86,7	8,5	0,102	5	3	-20	-8	114		

Приложение Д. Расчёт в программе RastWin 3 варианта №2

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
База	1	ПС Благовещенская	110			60,9	239,7	115			115	4,55	
Нагр	2	Оп1	110								114,03	3,66	0,43
Нагр	3	Оп2	110								114,03	3,66	0,43
Нагр	4	ПС Чигири	110	46,7	11,7						114,02	3,65	0,41
Нагр	5	Оп3	110								113,34	3,04	0,96
Нагр	6	ПС Кооперативная	110	7,4	1,4						113,34	3,04	0,96
Нагр	7	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	110								113,17	2,89	1,11
Ген	8	БТЭЦ Г1	6	16,7	12,1	51	6,7	6,3	-27,5	55,2	6,3		3,82
Ген	9	БТЭЦ Г2	10	11,3	9,8	100	-17,3	10,5	-27,8	83,1	10,5		6,19
Ген	10	БТЭЦ Г3	10	7,2	7	100	-19,8	10,5	-27,8	83,1	10,5		6,42
Ген	11	БТЭЦ Г4	10	8,7	6,9	120	-18,6	10,5	-39,1	109,6	10,5		7,47
Нагр	12	ПС Западная	110	50,6	17,2						113,05	2,78	1,02
Нагр	13	Оп4	110								113,12	2,84	0,87
Нагр	14	Оп5	110								113,12	2,84	0,87
Нагр	15	ПС Новая	110	19,1	6,9						113,12	2,84	0,86
Нагр	16	Оп5	110								112,97	2,7	0,45
Нагр	17	Оп6	110								112,97	2,7	0,45
Нагр	18	ПС Сетевая	110	52	17,8						112,84	2,58	0,36
Нагр	19	ПС Центральная	110	59	23,2						113,71	3,38	-0,26
Нагр	20	ПС Портовая	110	68,8	4,7						113,36	3,05	-0,58
Нагр	21	Оп7	110								114,19	3,81	-0,2
Нагр	22	Оп8	110								114,22	3,84	-0,18
Нагр	23	ПС Северная	110	17,5	4,3						114,19	3,8	-0,21
Нагр	24	БТЭЦ Н1	110								110,43	0,39	3,81
Нагр	25	Оп9	110								114,21	3,83	-0,2
Нагр	26	ПС Кирпичная	110	18	4						114,21	3,82	-0,2
Нагр	27	ПС Хунда 110 кВ	110								114,79	4,35	-0,1
Нагр	28	ПС Хунда 10 кВ	10	40	10						10,8	2,82	-3,92

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_расч	загр.
ЛЭП	1	2	ПС Благовещенская - Оп1	0,43	1,87	-11,5				36	-68	389	690	56,4
ЛЭП	1	3	ПС Благовещенская - Оп2	0,43	1,87	-11,5				37	-68	389	690	56,4
ЛЭП	2	4	Оп1 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8				-23	-6	118	690	17,2
ЛЭП	3	4	Оп2 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8				-24	-6	125	690	18,1
ЛЭП	2	5	Оп1 - Оп3	0,37	1,63	-10				59	-62	435	690	63
ЛЭП	5	6	Оп3 - ПС Кооперативная	0,01	0,03	-0,2				-7	-1	38	690	5,5
ЛЭП	5	7	Оп3 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,1	0,43	-2,6				67	-60	457	690	66,2
ЛЭП	3	7	Оп2 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,47	2,06	-12,7				61	-62	439	690	63,6
ЛЭП	7	12	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западная	0,25	0,85	-5,9				-25	-9	136	610	22,4
ЛЭП	7	12	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западная	0,25	0,85	-5,9				-25	-9	136	610	22,4
ЛЭП	13	7	Оп4 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,17	0,73	-4,5				73	-9	378	690	54,7
ЛЭП	14	7	Оп5 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,17	0,73	-4,5				73	-9	378	690	54,7
ЛЭП	13	15	Оп4 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3				-10	-3	52	510	10,2
ЛЭП	14	15	Оп5 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3				-10	-3	52	510	10,2
ЛЭП	13	16	Оп4 - Оп5	0,53	1,36	-9,1				-64	12	332	510	65,1
ЛЭП	14	17	Оп5 - Оп6	0,53	1,36	-9,1				-64	12	332	510	65,1
ЛЭП	16	18	Оп5 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5				-26	-9	141	510	27,6
ЛЭП	17	18	Оп6 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5				-26	-9	141	510	27,6
ЛЭП	16	19	Оп5 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8				-38	22	222	510	43,5
ЛЭП	17	19	Оп6 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8				-38	22	222	510	43,5
ЛЭП	19	20	ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14				-35	-2	176	445	39,5
ЛЭП	19	20	ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14				-35	-2	176	445	39,5
ЛЭП	19	21	ПС Центральная - Оп7	0,47	1,21	-8,1				24	36	219	510	42,9
ЛЭП	19	22	ПС Центральная - Оп8	0,47	1,21	-8,1				28	37	235	510	46,2
ЛЭП	21	23	Оп7 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8				-3	0	15	510	2,9
ЛЭП	22	23	Оп8 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8				-15	-4	76	510	14,9
ЛЭП	25	1	Оп9 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3				45	40	306	510	60
ЛЭП	22	1	Оп8 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3				43	41	299	510	58,6
Тр-р	24	8	БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6			0,057			17	-3	91		
Тр-р	24	8	БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6			0,057			17	-3	91		
Тр-р	7	24	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Н1	0,6	17,4	36,2	0,983	8	2	34	-7	178		
Тр-р	7	9	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г2	0,37	12,3	46,9	0,095	2	1	88	-36	487		
Тр-р	7	10	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г3	0,37	12,3	46,9	0,095	2	1	92	-37	508		
Тр-р	7	11	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г4	0,37	12,3	46,9	0,095	2	1	111	-39	600		
ЛЭП	25	26	Оп9 - ПС Кирпичная	0,03	0,06	-0,4				-18	-4	93	445	20,9
ЛЭП	21	25	Оп7 - Оп9	0,03	0,05	-0,4				27	36	229	510	44,9
Тр-р	27	28	ПС Хунда 110 кВ - ПС Хунда 10 кВ	1,46	38,4	17,7	0,097	8	3	-23	-11	127		
Тр-р	27	28	ПС Хунда 110 кВ - ПС Хунда 10 кВ	1,46	38,4	17,7	0,097	8	3	-23	-11	127		
ЛЭП	1	27	ПС Благовещенская - ПС Хунда 110 кВ	0,48	1,24	-8,2				-23	-11	127	510	24,8
ЛЭП	1	27	ПС Благовещенская - ПС Хунда 110 кВ	0,48	1,24	-8,2				-23	-11	127	510	24,8

Продолжение приложение Д.
Расчёт в программе RastWin 3 варианта №2

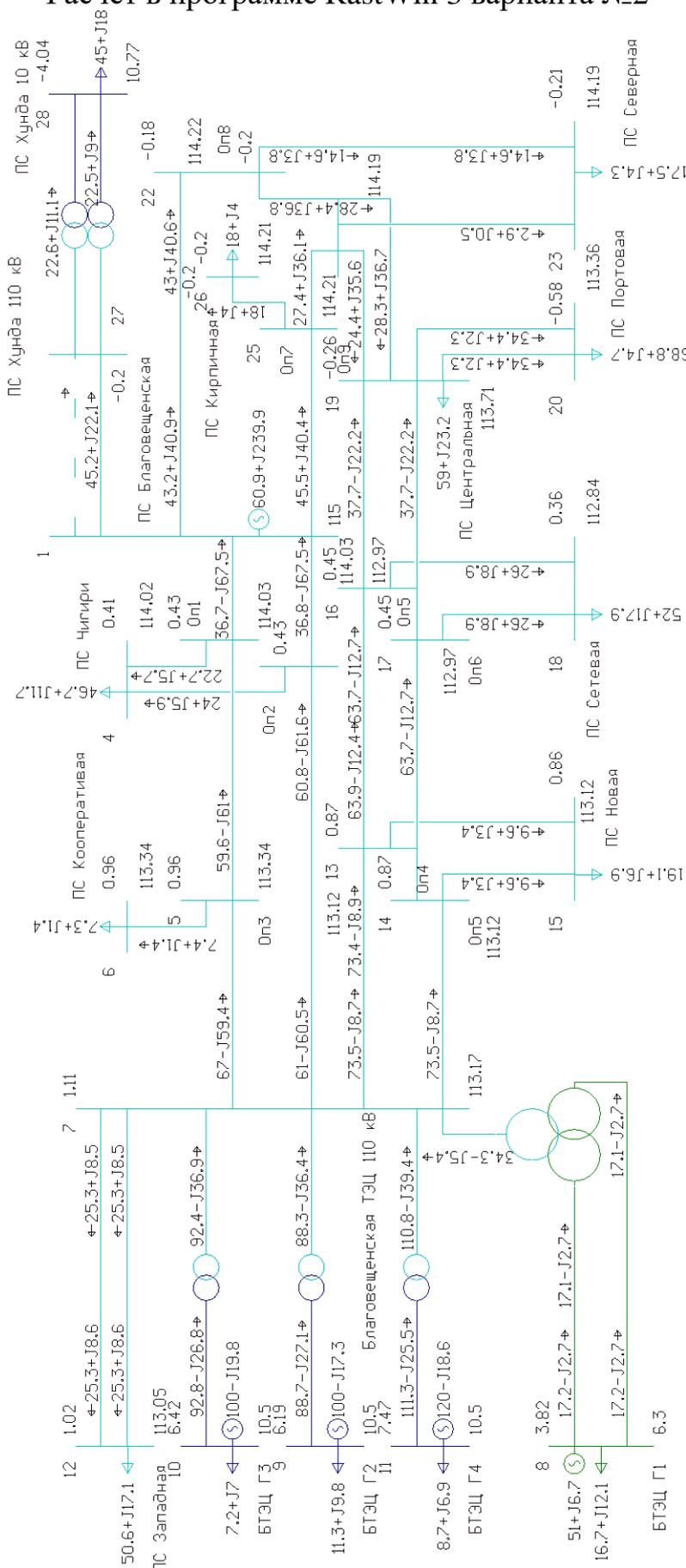


Продолжение приложение Д.
Расчёт в программе RastWin 3 варианта №2

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
База	1	ПС Благовещенская	110			60,9	239,9	115			115	4,55	
Нагр	2	Оп1	110								114,03	3,66	0,43
Нагр	3	Оп2	110								114,03	3,66	0,43
Нагр	4	ПС Чигири	110	46,7	11,7						114,02	3,65	0,41
Нагр	5	Оп3	110								113,34	3,04	0,96
Нагр	6	ПС Кооперативная	110	7,4	1,4						113,34	3,04	0,96
Нагр	7	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	110								113,17	2,89	1,11
Ген	8	БТЭЦ Г1	6	16,7	12,1	51	6,7	6,3	-27,5	55,2	6,3		3,82
Ген	9	БТЭЦ Г2	10	11,3	9,8	100	-17,3	10,5	-27,8	83,1	10,5		6,19
Ген	10	БТЭЦ Г3	10	7,2	7	100	-19,8	10,5	-27,8	83,1	10,5		6,42
Ген	11	БТЭЦ Г4	10	8,7	6,9	120	-18,6	10,5	-39,1	109,6	10,5		7,47
Нагр	12	ПС Западная	110	50,6	17,2						113,05	2,78	1,02
Нагр	13	Оп4	110								113,12	2,84	0,87
Нагр	14	Оп5	110								113,12	2,84	0,87
Нагр	15	ПС Новая	110	19,1	6,9						113,12	2,84	0,86
Нагр	16	Оп5	110								112,97	2,7	0,45
Нагр	17	Оп6	110								112,97	2,7	0,45
Нагр	18	ПС Сетевая	110	52	17,8						112,84	2,58	0,36
Нагр	19	ПС Центральная	110	59	23,2						113,71	3,38	-0,26
Нагр	20	ПС Портовая	110	68,8	4,7						113,36	3,05	-0,58
Нагр	21	Оп7	110								114,19	3,81	-0,2
Нагр	22	Оп8	110								114,22	3,84	-0,18
Нагр	23	ПС Северная	110	17,5	4,3						114,19	3,8	-0,21
Нагр	24	БТЭЦ Н1	110								110,43	0,39	3,81
Нагр	25	Оп9	110								114,21	3,83	-0,2
Нагр	26	ПС Кирпичная	110	18	4						114,21	3,82	-0,2
Нагр	27	ПС Хунда 110 кВ	110								114,57	4,16	-0,2
Нагр	28	ПС Хунда 10 кВ	10	45	18						10,77	2,61	-4,04

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Iдоп_расч	загр.
ЛЭП	1	2	ПС Благовещенская - Оп1	0,43	1,87	-11,5				36	-68	389	690	56,4
ЛЭП	1	3	ПС Благовещенская - Оп2	0,43	1,87	-11,5				37	-68	389	690	56,4
ЛЭП	2	4	Оп1 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8				-23	-6	118	690	17,2
ЛЭП	3	4	Оп2 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8				-24	-6	125	690	18,1
ЛЭП	2	5	Оп1 - Оп3	0,37	1,63	-10				59	-62	435	690	63
ЛЭП	5	6	Оп3 - ПС Кооперативная	0,01	0,03	-0,2				-7	-1	38	690	5,5
ЛЭП	5	7	Оп3 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,1	0,43	-2,6				67	-60	457	690	66,2
ЛЭП	3	7	Оп2 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,47	2,06	-12,7				61	-62	439	690	63,6
ЛЭП	7	12	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западная	0,25	0,85	-5,9				-25	-9	136	610	22,4
ЛЭП	7	12	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западная	0,25	0,85	-5,9				-25	-9	136	610	22,4
ЛЭП	13	7	Оп4 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,17	0,73	-4,5				73	-9	378	690	54,7
ЛЭП	14	7	Оп5 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,17	0,73	-4,5				73	-9	378	690	54,7
ЛЭП	13	15	Оп4 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3				-10	-3	52	510	10,2
ЛЭП	14	15	Оп5 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3				-10	-3	52	510	10,2
ЛЭП	13	16	Оп4 - Оп5	0,53	1,36	-9,1				-64	12	332	510	65,1
ЛЭП	14	17	Оп5 - Оп6	0,53	1,36	-9,1				-64	12	332	510	65,1
ЛЭП	16	18	Оп5 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5				-26	-9	141	510	27,6
ЛЭП	17	18	Оп6 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5				-26	-9	141	510	27,6
ЛЭП	16	19	Оп5 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8				-38	22	222	510	43,5
ЛЭП	17	19	Оп6 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8				-38	22	222	510	43,5
ЛЭП	19	20	ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14				-35	-2	176	445	39,5
ЛЭП	19	20	ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14				-35	-2	176	445	39,5
ЛЭП	19	21	ПС Центральная - Оп7	0,47	1,21	-8,1				24	36	219	510	42,9
ЛЭП	19	22	ПС Центральная - Оп8	0,47	1,21	-8,1				28	37	235	510	46,2
ЛЭП	21	23	Оп7 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8				-3	0	15	510	2,9
ЛЭП	22	23	Оп8 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8				-15	-4	76	510	14,9
ЛЭП	25	1	Оп9 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3				45	40	306	510	60
ЛЭП	22	1	Оп8 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3				43	41	299	510	58,6
Тр-р	24	8	БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6			0,057			17	-3	91		
Тр-р	24	8	БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6			0,057			17	-3	91		
Тр-р	7	24	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Н1	0,6	17,4	36,2	0,983	8	2	34	-7	178		
Тр-р	7	9	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г2	0,37	12,3	46,9	0,095	2	1	88	-36	487		
Тр-р	7	10	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г3	0,37	12,3	46,9	0,095	2	1	92	-37	508		
Тр-р	7	11	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г4	0,37	12,3	46,9	0,095	2	1	111	-39	600		
ЛЭП	25	26	Оп9 - ПС Кирпичная	0,03	0,06	-0,4				-18	-4	93	445	20,9
ЛЭП	21	25	Оп7 - Оп9	0,03	0,05	-0,4				27	36	229	510	44,9
Тр-р	27	28	ПС Хунда 110 кВ - ПС Хунда 10 кВ	1,46	38,4	17,7	0,097	8	3	-23	-11	127		
Тр-р	27	28	ПС Хунда 110 кВ - ПС Хунда 10 кВ	1,46	38,4	17,7	0,097	8	3	-23	-11	127		
ЛЭП	1	27	ПС Благовещенская - ПС Хунда 110 кВ	0,48	1,24	-8,2							510	
ЛЭП	1	27	ПС Благовещенская - ПС Хунда 110 кВ	0,48	1,24	-8,2				-45	-22	254	510	49,8

Продолжение приложение Д.
Расчёт в программе RastWin 3 варианта №2

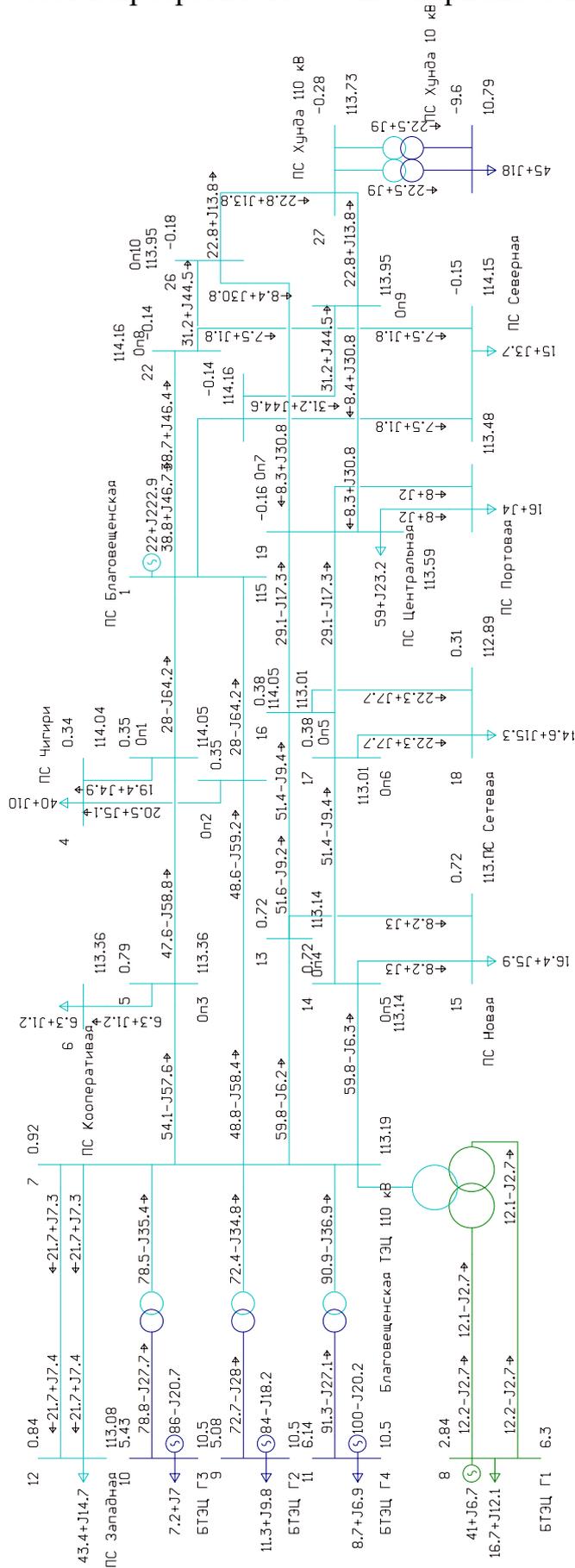


Приложение Е. Расчёт в программе RastWin 3 варианта №3

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
База	1	ПС Благовещенская	110				22	222,9		115		115	4,55
Нагр	2	Оп1	110								114,05	3,68	0,35
Нагр	3	Оп2	110								114,05	3,68	0,35
Нагр	4	ПС Чигири	110	40	10						114,04	3,67	0,34
Нагр	5	Оп3	110								113,36	3,05	0,79
Нагр	6	ПС Кооперативная	110	6,3	1,2						113,36	3,05	0,79
Нагр	7	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	110								113,19	2,9	0,92
Ген	8	БТЭЦ Г1	6	16,7	12,1		41	6,7	6,3	-27,5	55,2	6,3	2,84
Ген	9	БТЭЦ Г2	10	11,3	9,8		84	-18,2	10,5	-27,8	83,1	10,5	5,08
Ген	10	БТЭЦ Г3	10	7,2	7		86	-20,7	10,5	-27,8	83,1	10,5	5,43
Ген	11	БТЭЦ Г4	10	8,7	6,9		100	-20,2	10,5	-39,1	109,6	10,5	6,14
Нагр	12	ПС Западная	110	43,4	14,7						113,08	2,8	0,84
Нагр	13	Оп4	110								113,14	2,86	0,72
Нагр	14	Оп5	110								113,14	2,86	0,72
Нагр	15	ПС Новая	110	16,4	5,9						113,14	2,85	0,72
Нагр	16	Оп5	110								113,01	2,74	0,38
Нагр	17	Оп6	110								113,01	2,74	0,38
Нагр	18	ПС Сетевая	110	44,6	15,3						112,89	2,63	0,31
Нагр	19	ПС Центральная	110	59	23,2						113,59	3,26	-0,16
Нагр	20	ПС Портовая	110	16	4						113,48	3,16	-0,23
Нагр	21	Оп7	110								114,16	3,79	-0,14
Нагр	22	Оп8	110								114,16	3,79	-0,14
Нагр	23	ПС Северная	110	15	3,7						114,15	3,77	-0,15
Нагр	24	БТЭЦ Н1	110								110,46	0,42	2,84
Нагр	25	Оп9	110								113,95	3,59	-0,18
Нагр	26	Оп10	110								113,95	3,59	-0,18
Нагр	27	ПС Хунда 110 кВ	110								113,73	3,39	-0,28
Нагр	28	ПС Хунда 10 кВ	10	45	18						10,79	2,72	-9,6

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I_доп_расч	загр.	
ЛЭП	1	2	ПС Благовещенская - Оп1	0,43	1,87	-11,5					28	-65	354	690	51,4
ЛЭП	1	3	ПС Благовещенская - Оп2	0,43	1,87	-11,5					28	-65	354	690	51,4
ЛЭП	2	4	Оп1 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8					-19	-5	101	690	14,7
ЛЭП	3	4	Оп2 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8					-21	-5	107	690	15,5
ЛЭП	2	5	Оп1 - Оп3	0,37	1,63	-10					47	-59	385	690	55,8
ЛЭП	5	6	Оп3 - ПС Кооперативная	0,01	0,03	-0,2					-6	-1	33	690	4,7
ЛЭП	5	7	Оп3 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,1	0,43	-2,6					54	-58	403	690	58,4
ЛЭП	3	7	Оп2 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,47	2,06	-12,7					49	-59	388	690	56,3
ЛЭП	7	12	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западная	0,25	0,85	-5,9					-22	-7	117	610	19,2
ЛЭП	7	12	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западная	0,25	0,85	-5,9					-22	-7	117	610	19,2
ЛЭП	7	13	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп4	0,17	0,73	-4,5					-60	6	307	690	44,5
ЛЭП	7	14	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп5	0,17	0,73	-4,5					-60	6	307	690	44,5
ЛЭП	13	15	Оп4 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3					-8	-3	44	510	8,7
ЛЭП	14	15	Оп5 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3					-8	-3	44	510	8,7
ЛЭП	13	16	Оп4 - Оп5	0,53	1,36	-9,1					-52	9	267	510	52,4
ЛЭП	14	17	Оп5 - Оп6	0,53	1,36	-9,1					-52	9	267	510	52,4
ЛЭП	16	18	Оп5 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5					-22	-8	121	510	23,6
ЛЭП	17	18	Оп6 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5					-22	-8	121	510	23,6
ЛЭП	16	19	Оп5 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8					-29	17	172	510	33,8
ЛЭП	17	19	Оп6 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8					-29	17	172	510	33,8
ЛЭП	19	20	ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14					-8	-2	42	445	9,4
ЛЭП	19	20	ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14					-8	-2	42	445	9,4
ЛЭП	19	25	ПС Центральная - Оп9	0,47	1,21	-8,1					8	31	162	510	31,8
ЛЭП	19	26	ПС Центральная - Оп10	0,47	1,21	-8,1					8	31	162	510	31,8
ЛЭП	21	23	Оп7 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8					-8	-2	39	510	7,7
ЛЭП	22	23	Оп8 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8					-8	-2	39	510	7,7
ЛЭП	21	1	Оп7 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3					39	46	306	510	59,9
ЛЭП	22	1	Оп8 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3					39	46	306	510	59,9
Тр-р	24	8	БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6			0,057				12	-3	65		
Тр-р	24	8	БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6			0,057				12	-3	65		
Тр-р	7	24	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Н1	0,6	17,4	36,2	0,983	8	2	24	-7	128			
Тр-р	7	9	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г2	0,37	12,3	46,9	0,095	2	1	72	-35	410			
Тр-р	7	10	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г3	0,37	12,3	46,9	0,095	2	1	78	-35	439			
Тр-р	7	11	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г4	0,37	12,3	46,9	0,095	2	1	91	-37	500			
ЛЭП	21	25	Оп7 - Оп9	0,1	0,47	-2,6					-31	-45	275	510	54
ЛЭП	22	26	Оп8 - Оп10	0,1	0,47	-2,6					-31	-45	275	510	54
ЛЭП	25	27	Оп9 - ПС Хунда 110 кВ	0,36	1,21	-8,4					-23	-14	135	330	41
ЛЭП	26	27	Оп10 - ПС Хунда 110 кВ	0,36	1,21	-8,4					-23	-14	135	330	41
Тр-р	27	28	ПС Хунда 110 кВ - ПС Хунда 10 кВ	4,38	86,7	8,5	0,104	4	3	-23	-14	135			
Тр-р	27	28	ПС Хунда 110 кВ - ПС Хунда 10 кВ	4,38	86,7	8,5	0,104	4	3	-23	-14	135			

Продолжение приложение Е.
Расчёт в программе RastWin 3 варианта №3

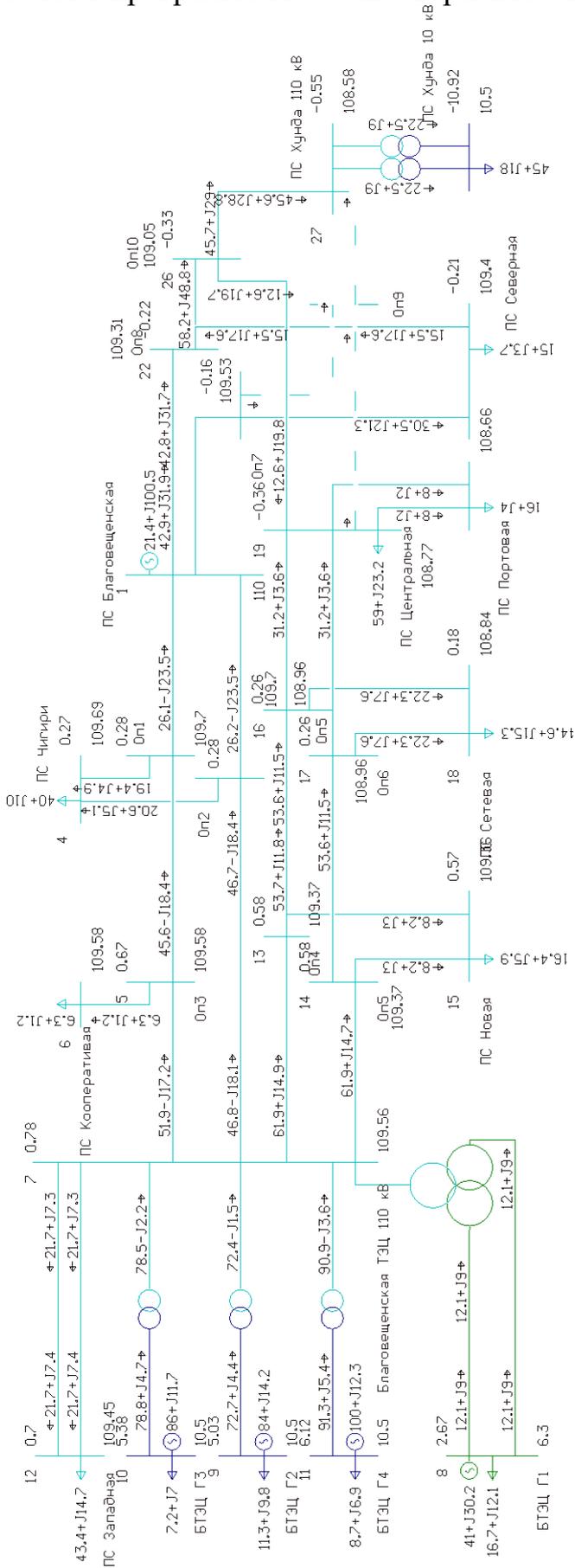


Продолжение приложение Е.
Расчёт в программе RastWin 3 варианта №3

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
База	1	ПС Благовещенская	110			21,4	100,5	110			110		
Нагр	2	Оп1	110								109,7	-0,27	0,28
Нагр	3	Оп2	110								109,7	-0,27	0,28
Нагр	4	ПС Чигири	110	40	10						109,69	-0,28	0,27
Нагр	5	Оп3	110								109,58	-0,38	0,67
Нагр	6	ПС Кооперативная	110	6,3	1,2						109,58	-0,38	0,67
Нагр	7	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	110								109,56	-0,4	0,78
Ген	8	БТЭЦ Г1	6	16,7	12,1	41	30,2	6,3	-27,5	55,2	6,3		2,67
Ген	9	БТЭЦ Г2	10	11,3	9,8	84	14,2	10,5	-27,8	83,1	10,5		5,03
Ген	10	БТЭЦ Г3	10	7,2	7	86	11,7	10,5	-27,8	83,1	10,5		5,38
Ген	11	БТЭЦ Г4	10	8,7	6,9	100	12,3	10,5	-39,1	109,6	10,5		6,12
Нагр	12	ПС Западная	110	43,4	14,7						109,45	-0,5	0,7
Нагр	13	Оп4	110								109,37	-0,58	0,58
Нагр	14	Оп5	110								109,37	-0,58	0,58
Нагр	15	ПС Новая	110	16,4	5,9						109,36	-0,58	0,57
Нагр	16	Оп5	110								108,96	-0,94	0,26
Нагр	17	Оп6	110								108,96	-0,94	0,26
Нагр	18	ПС Сетевая	110	44,6	15,3						108,84	-1,06	0,18
Нагр	19	ПС Центральная	110	59	23,2						108,77	-1,11	-0,36
Нагр	20	ПС Портовая	110	16	4						108,66	-1,22	-0,44
Нагр	21	Оп7	110								109,53	-0,43	-0,16
Нагр	22	Оп8	110								109,31	-0,63	-0,22
Нагр	23	ПС Северная	110	15	3,7						109,4	-0,54	-0,21
Нагр	24	БТЭЦ Н1	110								110,46	0,42	2,7
Нагр	25	Оп9	110										-0,18
Нагр	26	Оп10	110								109,05	-0,87	-0,33
Нагр	27	ПС Хунда 110 кВ	110								108,58	-1,3	-0,55
Нагр	28	ПС Хунда 10 кВ	10	45	18						10,5	0	-10,92

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_расч	загр.
ЛЭП	1	2	ПС Благовещенская - Оп1	0,43	1,87	-11,5				26	-24	185	690	26,8
ЛЭП	1	3	ПС Благовещенская - Оп2	0,43	1,87	-11,5				26	-24	185	690	26,8
ЛЭП	2	4	Оп1 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8				-19	-5	106	690	15,3
ЛЭП	3	4	Оп2 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8				-21	-5	112	690	16,2
ЛЭП	2	5	Оп1 - Оп3	0,37	1,63	-10				46	-19	259	690	37,5
ЛЭП	5	6	Оп3 - ПС Кооперативная	0,01	0,03	-0,2				-6	-1	34	690	4,9
ЛЭП	5	7	Оп3 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,1	0,43	-2,6				52	-17	288	690	41,8
ЛЭП	3	7	Оп2 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,47	2,06	-12,7				47	-18	265	690	38,3
ЛЭП	7	12	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западная	0,25	0,85	-5,9				-22	-7	121	610	19,8
ЛЭП	7	12	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западная	0,25	0,85	-5,9				-22	-7	121	610	19,8
ЛЭП	7	13	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп4	0,17	0,73	-4,5				-62	-15	336	690	48,7
ЛЭП	7	14	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп5	0,17	0,73	-4,5				-62	-15	336	690	48,7
ЛЭП	13	15	Оп4 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3				-8	-3	46	510	9
ЛЭП	14	15	Оп5 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3				-8	-3	46	510	9
ЛЭП	13	16	Оп4 - Оп5	0,53	1,36	-9,1				-54	-12	290	510	56,9
ЛЭП	14	17	Оп5 - Оп6	0,53	1,36	-9,1				-54	-12	290	510	56,9
ЛЭП	16	18	Оп5 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5				-22	-8	125	510	24,5
ЛЭП	17	18	Оп6 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5				-22	-8	125	510	24,5
ЛЭП	16	19	Оп5 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8				-31	-4	167	510	32,7
ЛЭП	17	19	Оп6 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8				-31	-4	167	510	32,7
ЛЭП	19	20	ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14				-8	-2	44	445	9,8
ЛЭП	19	20	ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14				-8	-2	44	445	9,8
ЛЭП	19	25	ПС Центральная - Оп9	0,47	1,21	-8,1							510	
ЛЭП	19	26	ПС Центральная - Оп10	0,47	1,21	-8,1				13	20	124	510	24,4
ЛЭП	21	23	Оп7 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8				-31	-21	196	510	38,5
ЛЭП	22	23	Оп8 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8				16	18	124	510	24,3
ЛЭП	21	1	Оп7 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3				31	21	197	510	38,6
ЛЭП	22	1	Оп8 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3				43	32	281	510	55,1
Тр-р	24	8	БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6			0,057			12	9	79		
Тр-р	24	8	БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6			0,057			12	9	79		
Тр-р	7	24	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Н1	0,6	17,4	36,2	0,983	8	2	24	16	154		
Тр-р	7	9	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г2	0,37	12,3	46,9	0,095	2	1	72	-2	382		
Тр-р	7	10	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г3	0,37	12,3	46,9	0,095	2	1	79	-2	414		
Тр-р	7	11	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г4	0,37	12,3	46,9	0,095	2	1	91	-4	480		
ЛЭП	21	25	Оп7 - Оп9	0,1	0,47	-2,6							510	
ЛЭП	22	26	Оп8 - Оп10	0,1	0,47	-2,6				-58	-49	402	510	78,9
ЛЭП	25	27	Оп9 - ПС Хунда 110 кВ	0,36	1,21	-8,4							330	
ЛЭП	26	27	Оп10 - ПС Хунда 110 кВ	0,36	1,21	-8,4				-46	-29	287	330	86,9
Тр-р	27	28	ПС Хунда 110 кВ - ПС Хунда 10 кВ	4,38	86,7	8,5	0,107	2	3	-23	-14	143		
Тр-р	27	28	ПС Хунда 110 кВ - ПС Хунда 10 кВ	4,38	86,7	8,5	0,107	2	3	-23	-14	143		

Продолжение приложение Е.
Расчёт в программе RastWin 3 варианта №3



Продолжение приложение Е.
Расчёт в программе RastWin 3 варианта №3

Тип0	Номер	Название	U_ном
зак	1	ПС Благовещенская	110
зак	2	Оп1	110
зак	3	Оп2	110
зак	4	ПС Чигири	110
зак	5	Оп3	110
зак	6	ПС Кооперативная	110
зак	7	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	110
зак	8	БТЭЦ Г1	6
зак	9	БТЭЦ Г2	10
зак	10	БТЭЦ Г3	10
зак	11	БТЭЦ Г4	10
зак	12	ПС Западная	110
зак	13	Оп4	110
зак	14	Оп5	110
зак	15	ПС Новая	110
зак	16	Оп5	110
зак	17	Оп6	110
зак	18	ПС Сетевая	110
зак	19	ПС Центральная	110
зак	20	ПС Портовая	110
зак	21	Оп7	110
зак	22	Оп8	110
зак	23	ПС Северная	110
зак	24	БТЭЦ Н1	110
зак	25	Оп9	110
зак	26	Оп10	110
зак	28	ПС Хунда 110 кВ	110
зак	29	ПС Хунда 10 кВ	10

Продолжение приложение Е.
Расчёт в программе RastWin 3 варианта №3

Тип	tip0	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	x0	Kт/г
Тр-р	Тр-р	27	28	ПС Хунда 110 кВ - ПС Хунда 10 кВ	4,38	86,7	8,5	86,7	0,095
Тр-р	Тр-р	27	28	ПС Хунда 110 кВ - ПС Хунда 10 кВ	4,38	86,7	8,5	86,7	0,095
Тр-р	Тр-р	7	11	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г4	0,37	12,3	46,9	12,3	0,095
Тр-р	Тр-р	7	10	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г3	0,37	12,3	46,9	12,3	0,095
Тр-р	Тр-р	7	9	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г2	0,37	12,3	46,9	12,3	0,095
Тр-р	Тр-р	7	24	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Н1	0,6	17,4	36,2	17,4	0,983
Тр-р	Тр-р	24	8	БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6				0,057
Тр-р	Тр-р	24	8	БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6				0,057
ЛЭП	ЛЭП	26	27	Оп10 - ПС Хунда 110 кВ	0,36	1,21	-8,4	3,63	
ЛЭП	ЛЭП	25	27	Оп9 - ПС Хунда 110 кВ	0,36	1,21	-8,4	3,63	
ЛЭП	ЛЭП	3	26	Оп2 - Оп10	0,1	0,47	-2,6	1,41	
ЛЭП	ЛЭП	2	25	Оп1 - Оп9	0,1	0,47	-2,6	1,41	
ЛЭП	ЛЭП	22	1	Оп8 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3	4,65	
ЛЭП	ЛЭП	21	1	Оп7 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3	4,65	
ЛЭП	ЛЭП	22	23	Оп8 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8	1,239	
ЛЭП	ЛЭП	21	23	Оп7 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8	1,239	
ЛЭП	ЛЭП	19	22	ПС Центральная - Оп8	0,47	1,21	-8,1	3,63	
ЛЭП	ЛЭП	19	21	ПС Центральная - Оп7	0,47	1,21	-8,1	3,63	
ЛЭП	ЛЭП	19	20	ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14	6,54	
ЛЭП	ЛЭП	19	20	ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14	6,54	
ЛЭП	ЛЭП	17	19	Оп6 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8	12,3	
ЛЭП	ЛЭП	16	19	Оп5 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8	12,3	
ЛЭП	ЛЭП	17	18	Оп6 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5	2,46	
ЛЭП	ЛЭП	16	18	Оп5 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5	2,46	
ЛЭП	ЛЭП	14	17	Оп5 - Оп6	0,53	1,36	-9,1	4,08	
ЛЭП	ЛЭП	13	16	Оп4 - Оп5	0,53	1,36	-9,1	4,08	
ЛЭП	ЛЭП	14	15	Оп5 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3	0,135	
ЛЭП	ЛЭП	13	15	Оп4 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3	0,135	
ЛЭП	ЛЭП	7	14	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп5	0,17	0,73	-4,5	2,187	
ЛЭП	ЛЭП	7	13	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - Оп4	0,17	0,73	-4,5	2,187	
ЛЭП	ЛЭП	7	12	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западные	0,25	0,85	-5,9	2,55	
ЛЭП	ЛЭП	7	12	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западные	0,25	0,85	-5,9	2,55	
ЛЭП	ЛЭП	26	7	Оп10 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,47	2,06	-12,7	6,18	
ЛЭП	ЛЭП	5	7	Оп3 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,1	0,43	-2,6	1,287	
ЛЭП	ЛЭП	5	6	Оп3 - ПС Кооперативная	0,01	0,03	-0,2	0,102	
ЛЭП	ЛЭП	25	5	Оп9 - Оп3	0,37	1,63	-10	4,89	
ЛЭП	ЛЭП	3	4	Оп2 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8	0,372	
ЛЭП	ЛЭП	2	4	Оп1 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8	0,372	
ЛЭП	ЛЭП	1	3	ПС Благовещенская - Оп2	0,43	1,87	-11,5	5,61	
ЛЭП	ЛЭП	1	2	ПС Благовещенская - Оп1	0,43	1,87	-11,5	5,61	

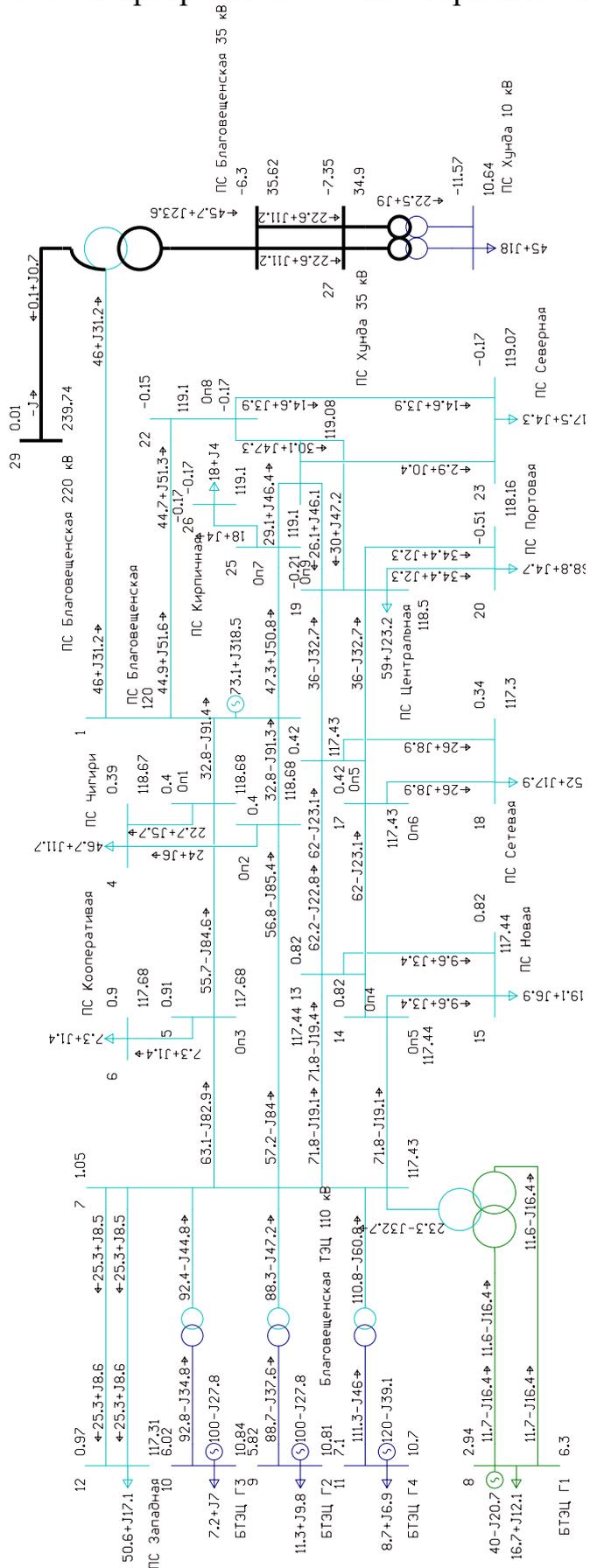
№	№ сост	Тип	П 1	l 1	dl 1	l 2	dl 2	l 0	dl 0
1	1	1ф	29	7,4308	-88,52	7,4308	-88,52	7,4308	-88,52
1	1	1ф1ф	29	14,7473	-88,2	-7,2017	-87,12	-7,5481	-89,23
1	1	2ф	29	10,9741	-87,84	-10,9741	-87,84	0	
1	1	3ф	29	21,9482	-87,84	0		0	
1	1	1ф	28	1,6053	-84,24	1,6053	-84,24	1,6053	-84,24
1	1	1ф1ф	28	3,1189	-83,25	-1,4185	-78,85	-1,7081	-86,91
1	1	2ф	28	2,2672	-81,87	-2,2672	-81,87	0	
1	1	3ф	28	4,5344	-81,87	0		0	

Приложение Ж. Расчёт в программе RastWin 3 варианта №4

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
База	1	ПС Благовещенская	110			73,1	318,5	120			120	9,09	
Нагр	2	Оп1	110								118,68	7,89	0,4
Нагр	3	Оп2	110								118,68	7,89	0,4
Нагр	4	ПС Чигири	110	46,7	11,7						118,67	7,88	0,39
Нагр	5	Оп3	110								117,68	6,98	0,91
Нагр	6	ПС Кооперативная	110	7,4	1,4						117,68	6,98	0,9
Нагр	7	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	110								117,43	6,75	1,05
Ген	8	БТЭЦ Г1	6	16,7	12,1	40	-20,7	6,3	-27,5	55,2	6,3		2,94
Ген-	9	БТЭЦ Г2	10	11,3	9,8	100	-27,8	10,5	-27,8	83,1	10,81	2,93	5,82
Ген-	10	БТЭЦ Г3	10	7,2	7	100	-27,8	10,5	-27,8	83,1	10,84	3,2	6,02
Ген-	11	БТЭЦ Г4	10	8,7	6,9	120	-39,1	10,5	-39,1	109,6	10,7	1,9	7,1
Нагр	12	ПС Западная	110	50,6	17,2						117,31	6,65	0,97
Нагр	13	Оп4	110								117,44	6,77	0,82
Нагр	14	Оп5	110								117,44	6,77	0,82
Нагр	15	ПС Новая	110	19,1	6,9						117,44	6,76	0,82
Нагр	16	Оп5	110								117,43	6,75	0,42
Нагр	17	Оп6	110								117,43	6,75	0,42
Нагр	18	ПС Сетевая	110	52	17,8						117,3	6,63	0,34
Нагр	19	ПС Центральная	110	59	23,2						118,5	7,73	-0,21
Нагр	20	ПС Портовая	110	68,8	4,7						118,16	7,42	-0,51
Нагр	21	Оп7	110								119,08	8,25	-0,17
Нагр	22	Оп8	110								119,1	8,28	-0,15
Нагр	23	ПС Северная	110	17,5	4,3						119,07	8,25	-0,17
Нагр	24	БТЭЦ Н1	110								110,46	0,42	2,89
Нагр	25	Оп9	110								119,1	8,28	-0,17
Нагр	26	ПС Кирпичная	110	18	4						119,1	8,27	-0,17
Нагр	27	ПС Хунда 35 кВ	35								34,9	-0,28	-7,35
Нагр	28	ПС Хунда 10 кВ	10	45	18						10,64	1,34	-11,57
Нагр	29	ПС Благовещенская 220 кВ	220								239,74	8,97	0,01
Нагр	30	ПС Благовещенская Н1	220								239,91	9,05	0,01
Нагр	31	ПС Благовещенская 35 кВ	35								35,62	1,76	-6,3

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Iдоп_расч	загр.
ЛЭП	1	2	ПС Благовещенская - Оп1	0,43	1,87	-11,5				32	-92	472	690	68,4
ЛЭП	1	3	ПС Благовещенская - Оп2	0,43	1,87	-11,5				33	-92	472	690	68,4
ЛЭП	2	4	Оп1 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8				-23	-6	114	690	16,5
ЛЭП	3	4	Оп2 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8				-24	-6	120	690	17,4
ЛЭП	2	5	Оп1 - Оп3	0,37	1,63	-10				55	-86	497	690	72
ЛЭП	5	6	Оп3 - ПС Кооперативная	0,01	0,03	-0,2				-7	-1	37	690	5,3
ЛЭП	5	7	Оп3 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,1	0,43	-2,6				63	-83	512	690	74,3
ЛЭП	3	7	Оп2 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,47	2,06	-12,7				57	-85	500	690	72,4
ЛЭП	7	12	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западная	0,25	0,85	-5,9				-25	-9	132	610	21,6
ЛЭП	7	12	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западная	0,25	0,85	-5,9				-25	-9	132	610	21,6
ЛЭП	13	7	Оп4 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,17	0,73	-4,5				72	-19	365	690	53
ЛЭП	14	7	Оп5 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,17	0,73	-4,5				72	-19	365	690	53
ЛЭП	13	15	Оп4 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3				-10	-3	50	510	9,8
ЛЭП	14	15	Оп5 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3				-10	-3	50	510	9,8
ЛЭП	13	16	Оп4 - Оп5	0,53	1,36	-9,1				-62	23	326	510	63,8
ЛЭП	14	17	Оп5 - Оп6	0,53	1,36	-9,1				-62	23	326	510	63,8
ЛЭП	16	18	Оп5 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5				-26	-9	135	510	26,5
ЛЭП	17	18	Оп6 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5				-26	-9	135	510	26,5
ЛЭП	16	19	Оп5 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8				-36	32	237	510	46,4
ЛЭП	17	19	Оп6 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8				-36	32	237	510	46,4
ЛЭП	19	20	ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14				-34	-2	169	445	37,9
ЛЭП	19	20	ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14				-34	-2	169	445	37,9
ЛЭП	19	21	ПС Центральная - Оп7	0,47	1,21	-8,1				26	46	257	510	50,5
ЛЭП	19	22	ПС Центральная - Оп8	0,47	1,21	-8,1				30	47	272	510	53,4
ЛЭП	21	23	Оп7 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8				-3	0	14	510	2,8
ЛЭП	22	23	Оп8 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8				-15	-4	73	510	14,4
ЛЭП	25	1	Оп9 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3				47	50	334	510	65,6
ЛЭП	22	1	Оп8 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3				45	51	330	510	64,6
Тр-р	24	8	БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6			0,057			12	-16	105		
Тр-р	24	8	БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6			0,057			12	-16	105		
Тр-р	7	24	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Н1	0,6	17,4	36,2	0,983	8	2	23	-35	208		
Тр-р	7	9	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г2	0,37	12,3	46,9	0,095	2	1	88	-47	492		
Тр-р	7	10	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г3	0,37	12,3	46,9	0,095	2	1	92	-45	505		
Тр-р	7	11	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г4	0,37	12,3	46,9	0,095	2	1	111	-61	621		
ЛЭП	25	26	Оп9 - ПС Кирпичная	0,03	0,06	-0,4				-18	-4	89	445	20,1
ЛЭП	21	25	Оп7 - Оп9	0,03	0,05	-0,4				29	46	266	510	52,1
Тр-р	27	28	ПС Хунда 35 кВ - ПС Хунда 10 кВ	0,14	3,9	118,4	0,316	6	3	-23	-11	417		
Тр-р	27	28	ПС Хунда 35 кВ - ПС Хунда 10 кВ	0,14	3,9	118,4	0,316	6	3	-23	-11	417		
ЛЭП	31	27	ПС Благовещенская 35 кВ - ПС Хунда 35 кВ	0,48	1,24	-8,2				-23	-12	417	1024	40,7
ЛЭП	31	27	ПС Благовещенская 35 кВ - ПС Хунда 35 кВ	0,48	1,24	-8,2				-23	-12	417	1024	40,7
Тр-р	29	30	ПС Благовещенская 220 кВ - ПС Благовещенская	0,55	59,2	11,8	1			0	0	0		
Тр-р	30	1	ПС Благовещенская Н1 - ПС Благовещенская	0,48			0,5			46	31	134		
Тр-р	30	31	ПС Благовещенская Н1 - ПС Благовещенская	3,2	131		0,159			-46	-31	133		

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	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
База	1	ПС Благовещенская	110			73,5	313,1	119			119	8,18	
Нагр	2	Оп1	110								117,7	7	0,41
Нагр	3	Оп2	110								117,7	7	0,41
Нагр	4	ПС Чигири	110	46,7	11,7						117,69	6,99	0,4
Нагр	5	Оп3	110								116,72	6,11	0,91
Нагр	6	ПС Кооперативная	110	7,4	1,4						116,72	6,11	0,91
Нагр	7	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	110								116,48	5,89	1,06
Ген	8	БТЭЦ Г1	6	16,7	12,1	40	-14,7	6,3	-27,5	55,2	6,3		2,94
Ген-	9	БТЭЦ Г2	10	11,3	9,8	100	-27,8	10,5	-27,8	83,1	10,71	2,03	5,91
Ген-	10	БТЭЦ Г3	10	7,2	7	100	-27,8	10,5	-27,8	83,1	10,74	2,3	6,11
Ген-	11	БТЭЦ Г4	10	8,7	6,9	120	-39,1	10,5	-39,1	109,6	10,6	0,99	7,21
Нагр	12	ПС Западная	110	50,6	17,2						116,36	5,78	0,98
Нагр	13	Оп4	110								116,49	5,9	0,83
Нагр	14	Оп5	110								116,49	5,9	0,83
Нагр	15	ПС Новая	110	19,1	6,9						116,49	5,9	0,83
Нагр	16	Оп5	110								116,46	5,88	0,42
Нагр	17	Оп6	110								116,46	5,88	0,42
Нагр	18	ПС Сетевая	110	52	17,8						116,33	5,75	0,34
Нагр	19	ПС Центральная	110	59	23,2						117,51	6,83	-0,22
Нагр	20	ПС Портовая	110	68,8	4,7						117,17	6,52	-0,52
Нагр	21	Оп7	110								118,08	7,35	-0,17
Нагр	22	Оп8	110								118,11	7,37	-0,16
Нагр	23	ПС Северная	110	17,5	4,3						118,08	7,34	-0,18
Нагр	24	БТЭЦ Н1	110								110,46	0,42	2,9
Нагр	25	Оп9	110								118,11	7,37	-0,17
Нагр	26	ПС Кирпичная	110	18	4						118,1	7,36	-0,18
Нагр	27	ПС Хунда 35 кВ	35								35,46	1,32	-7,94
Нагр	28	ПС Хунда 10 кВ	10	45	18						10,83	3,1	-12,02
Нагр	29	ПС Благовещенская 220 кВ	220								247,65	12,57	0,01
Нагр	30	ПС Благовещенская Н1	220								247,83	12,65	0,01
Нагр	31	ПС Благовещенская 35 кВ	35								36,87	5,35	-5,95

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Iдоп_расч	загр.
ЛЭП	1	2	ПС Благовещенская - Оп1	0,43	1,87	-11,5				32	-90	466	690	67,6
ЛЭП	1	3	ПС Благовещенская - Оп2	0,43	1,87	-11,5				33	-90	466	690	67,6
ЛЭП	2	4	Оп1 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8				-23	-6	115	690	16,6
ЛЭП	3	4	Оп2 - ПС Чигири	0,03	0,12	-0,8				-24	-6	121	690	17,6
ЛЭП	2	5	Оп1 - Оп3	0,37	1,63	-10				55	-84	492	690	71,3
ЛЭП	5	6	Оп3 - ПС Кооперативная	0,01	0,03	-0,2				-7	-1	37	690	5,4
ЛЭП	5	7	Оп3 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,1	0,43	-2,6				63	-81	508	690	73,7
ЛЭП	3	7	Оп2 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,47	2,06	-12,7				57	-83	495	690	71,7
ЛЭП	7	12	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западная	0,25	0,85	-5,9				-25	-9	133	610	21,7
ЛЭП	7	12	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - ПС Западная	0,25	0,85	-5,9				-25	-9	133	610	21,7
ЛЭП	13	7	Оп4 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,17	0,73	-4,5				72	-18	367	690	53,2
ЛЭП	14	7	Оп5 - Благовещенская ТЭЦ 110 кВ	0,17	0,73	-4,5				72	-18	367	690	53,2
ЛЭП	13	15	Оп4 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3				-10	-3	50	510	9,9
ЛЭП	14	15	Оп5 - ПС Новая	0,02	0,04	-0,3				-10	-3	50	510	9,9
ЛЭП	13	16	Оп4 - Оп5	0,53	1,36	-9,1				-62	22	327	510	64,1
ЛЭП	14	17	Оп5 - Оп6	0,53	1,36	-9,1				-62	22	327	510	64,1
ЛЭП	16	18	Оп5 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5				-26	-9	136	510	26,8
ЛЭП	17	18	Оп6 - ПС Сетевая	0,32	0,82	-5,5				-26	-9	136	510	26,8
ЛЭП	16	19	Оп5 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8				-36	31	236	510	46,2
ЛЭП	17	19	Оп6 - ПС Центральная	0,16	4,1	-2,8				-36	31	236	510	46,2
ЛЭП	19	20	ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14				-34	-2	170	445	38,2
ЛЭП	19	20	ПС Центральная - ПС Портовая	1,03	2,18	-14				-34	-2	170	445	38,2
ЛЭП	19	21	ПС Центральная - Оп7	0,47	1,21	-8,1				26	45	256	510	50,1
ЛЭП	19	22	ПС Центральная - Оп8	0,47	1,21	-8,1				30	46	271	510	53,1
ЛЭП	21	23	Оп7 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8				-3	0	14	510	2,8
ЛЭП	22	23	Оп8 - ПС Северная	0,16	0,41	-2,8				-15	-4	74	510	14,5
ЛЭП	25	1	Оп9 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3				47	49	334	510	65,5
ЛЭП	22	1	Оп8 - ПС Благовещенская	0,61	1,55	-10,3				45	50	329	510	64,5
Тр-р	24	8	БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6			0,057			12	-13	93		
Тр-р	24	8	БТЭЦ Н1 - БТЭЦ Г1	0,6			0,057			12	-13	93		
Тр-р	7	24	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Н1	0,6	17,4	36,2	0,983	8	2	23	-29	183		
Тр-р	7	9	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г2	0,37	12,3	46,9	0,095	2	1	88	-47	497		
Тр-р	7	10	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г3	0,37	12,3	46,9	0,095	2	1	92	-45	509		
Тр-р	7	11	Благовещенская ТЭЦ 110 кВ - БТЭЦ Г4	0,37	12,3	46,9	0,095	2	1	111	-61	627		
ЛЭП	25	26	Оп9 - ПС Кирпичная	0,03	0,06	-0,4				-18	-4	90	445	20,3
ЛЭП	21	25	Оп7 - Оп9	0,03	0,05	-0,4				29	45	264	510	51,7
Тр-р	27	28	ПС Хунда 35 кВ - ПС Хунда 10 кВ	0,14	3,9	118,4	0,316	6	3	-23	-11	410		
Тр-р	27	28	ПС Хунда 35 кВ - ПС Хунда 10 кВ	0,14	3,9	118,4	0,316	6	3	-23	-11	410		
ЛЭП	31	27	ПС Благовещенская 35 кВ - ПС Хунда 35 кВ	0,48	1,24	-8,2							1024	
ЛЭП	31	27	ПС Благовещенская 35 кВ - ПС Хунда 35 кВ	0,48	1,24	-8,2				-46	-25	820	1024	80,1
Тр-р	29	30	ПС Благовещенская 220 кВ - ПС Благовещенская	0,55	59,2	11,8	1			0	0	0		
Тр-р	30	1	ПС Благовещенская Н1 - ПС Благовещенская	0,48			0,48	8	4	46	32	131		
Тр-р	30	31	ПС Благовещенская Н1 - ПС Благовещенская	3,2	131		0,159			-46	-31	130		

