

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

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы

Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

на тему: Реконструкция подстанции 220 кВ Белогорск с применением  
инновационного оборудования и цифровых технологий

Исполнитель

студент группы 342-ом2

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.В. Ковзель

Руководитель

профессор, канд. техн.  
наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Руководитель

научного содержания  
программы магистратуры  
профессор, докт. техн.  
наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль

старший преподаватель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Рецензент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Благовещенск 2025

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

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция подстанции 220 кВ Белогорск с применением инновационного оборудования и цифровых технологий

(утверждено приказом от 21.02.2023 № 442-уч)

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

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема электрической сети Амурской области, схемы потокораспределения Амурской области, контрольные замеры летнего и зимнего периода Филиала АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): анализ схемно-режимной ситуации в электрических сетях Амурской области, проектирование вариантов развития электрической сети при вводе ПС.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 2 листа графической части, 54 таблиц, 20 рисунков, \_\_\_\_\_

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

7. Дата выдачи задания 22.02.2025

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович, декан, профессор, кандидат технических наук

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

Задание принял к исполнению (дата): 22.02.2025

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 109 стр., 8 рисунков, 42 таблицы, 5 приложений, 51 источник, 56 формулы.

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

Актуальность темы обусловлена экономическим развитием Амурской области в Белогорском районе.

Целью работы является проектирование обоснование реконструкция подстанции 220 кВ Белогорск с применением инновационных и цифровых технологий.

В результате был определен эквивалент рассматриваемого участка сети. Осуществлен структурный анализ электрической сети рассматриваемого района Амурской области. 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. Осуществлен прогноз электрических нагрузок района проектирования. На основании результатов расчётов и анализа режимов разработаны варианты реконструкции ПС 220 кВ Белогорск. Проведена техническая проработка предложенных вариантов. Выполнен выбор оптимального варианта подключения на основании расчёта экономической эффективности.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Анализ современного состояния схемно–режимной ситуации в электрических сетях Белогорского района Амурской области	10
1.1 Экономическая характеристика Белогорского района	10
1.2 Климатические характеристики и территориальные особенности Амурской области	11
1.3 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети	13
1.4 Структурный анализ электрической сети	14
1.4.1 Характеристика источников питания	14
1.4.2 Структурный анализ ЛЭП	16
1.4.3 Структурный анализ ПС	19
1.5 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети по выделенному эквиваленту	22
1.6 Выводы	37
2 Характеристика инновационного оборудования, применяемого при развитии электрических сетей	38
2.1 Инновационные технологии, применяемые для проектирования подстанций	38
2.1.1 Регулирование напряжения и потоков реактивной мощности	38
2.1.2 Цифровизация подстанций путём создания системы управления коммутационными аппаратами 6-35 кВ с автоматизированного рабочего места диспетчера	49
2.2 Выводы	58
3 Проектирование развития электрической сети Амурской области в связи с реконструкцией подстанции Белогорск	59
3.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе	60

3.2 Технический анализ вариантов развития электрической сети	62
3.3 Вывод	64
4 Техническая проработка выбранных вариантов развития электрической сети Амурской области в связи с реконструкцией подстанции Белогорск	65
4.1 Выбор трансформаторов для подключаемой подстанции	65
4.2 Вариант реконструкции ПС 220 кВ Белогорск с строительством захода от ВЛ 220 кВ Амурская – Белогорск/т	67
4.3 Вариант развития электрической сети при реконструкции ПС 220 кВ Белогорск с строительством захода от ВЛ 220 кВ Амурская – Белогорск/т и ВЛ 220 кВ Короли/т – НПС-26	71
4.4 Вывод	73
5 Выбор оптимального варианта развития сети	74
5.1 Капиталовложения	74
5.2 Расчет эксплуатационных издержек	76
5.3 Определение статических приведенных затрат и выбор оптимального варианта сети	78
5.4 Оценка инвестиционной привлекательности проекта	79
5.5 Выводы	83
6 Расчет токов короткого замыкания	84
6.1 Расчет токов короткого замыкания	84
6.2 Разработка вариантов конструктивного исполнения подстанции и выбор оптимального	85
6.2.1 Выбор и проверка выключателей	85
6.2.2 Выбор и проверка разъединителей	87
6.2.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	88
6.2.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	90
6.2.5 Выбор и проверка токоведущих частей	91
6.2.6 Выбор и проверка изоляторов	93
6.2.7 Выбор ОПН	95

6.3 Применение цифровых технологий на вводимых ПС	98
6.4 Выводы	100
Заключение	101
Библиографический список	103
Приложение А Топологическая схема эквивалента электрической сети	110
Приложение Б Расчёт в программе Mathcad	113
Приложение В Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима	125
Приложение Г Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1	134
Приложение Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2	140

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

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

## ВВЕДЕНИЕ

В данной магистерской диссертации проводится развитие электрических сетей Амурской области с источником питания Бурейская ГЭС в связи с реконструкцией ПС 220 кВ Белогорск, с целью подключения новых социально–экономически значимых объектов.

Актуальность темы обусловлена экономическим развитием Белогорского района Амурской области

Объект исследования – электрические сети 220 кВ Белогорского района Амурской области.

Предмет исследования – инновационные технологии применяемые в линиях электропередачи и на подстанциях.

Целью работы является проектирование, обоснование, реконструкция подстанции 220 кВ Белогорск с применением инновационных и цифровых технологий.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- 1) выявить экономическую необходимость развития Белогорского района Амурской области и климатическую характеристику данного района;
- 2) произвести анализ схемно–режимной ситуации электрических сетей, в которых планируется реконструкций ПС 220 кВ Белогорск;
- 3) разработать мероприятия, направленные на повышение эффективности функционирования заданного района в нормальных и послеаварийных режимах;
- 4) произвести разработку вариантов реконструкции ПС 220 кВ Белогорск и провести технический анализ разработанных вариантов подключения;
- 5) определить оптимальный вариант инновационного развития сети на основании расчёта экономической эффективности с учетом фактора надежности.

Научная новизна заключается в обоснованном выборе инновационных и цифровых технологий и их адаптации, к подстанции 220 кВ Белогорск.

Практическая значимость заключается в повышении гибкости электрических сетей 220 кВ Амурской области, а также надёжное электроснабжение социально–экономически значимых объектов Амурской области.

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

В ходе работы использовались следующие программные продукты: Операционная система MS Windows 11 Pro, MS Office 2010 standard; Mathcad Education – University Edition, RastrWin3 Базовый комплекс.

# 1. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ СХЕМНО–РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ БЕЛОГОРСКОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

Для выявления оптимального места, источников питания, электрических сетей и подстанций в рассматриваемом районе, а также для оценки возможности подключения новых потребителей и идентификации потенциальных ограничений, проводится анализ текущего состояния и режима работы электрических сетей.

## 1.1 Экономическая характеристика Белогорского района

Белогорский район Амурской области, расположенный на Дальнем Востоке России, имеет свою уникальную экономическую структуру и особенности. Вот основные аспекты экономической характеристики данного района:

1. Сельское хозяйство: Белогорский район традиционно ориентирован на сельское хозяйство. Основные направления — это растениеводство (выращивание зерновых, сои, картофеля) и животноводство (молочное и мясное скотоводство). Район обладает плодородными землями, что способствует развитию аграрного сектора.

2. Промышленность: В районе развита перерабатывающая промышленность, включая предприятия по переработке сельскохозяйственной продукции. Также имеются небольшие предприятия в сфере легкой и пищевой промышленности.

3. Торговля и услуги: Белогорск, как административный центр района, является важным торговым узлом. Здесь развиваются различные сферы услуг, включая розничную торговлю, общественное питание и транспортные услуги.

4. Транспортная инфраструктура: Район имеет развитую транспортную сеть, включая автомобильные и железнодорожные пути, что способствует как внутренним, так и внешним экономическим связям.

5. Инвестиции и развитие: в последние годы в районе наблюдается рост интереса со стороны инвесторов, что связано с природными ресурсами и развитием инфраструктуры. Местные власти активно работают над привлечением инвестиций для модернизации экономики.

6. Экологические факторы: Экологическая ситуация в районе также играет важную роль в экономике. Сохранение природных ресурсов и экосистем важно для устойчивого развития сельского хозяйства и туризма.

В целом, Белогорский район имеет потенциал для дальнейшего развития благодаря своим природным ресурсам, аграрной базе и транспортной инфраструктуре. Однако для достижения устойчивого роста необходимо решать проблемы модернизации производств и повышения качества жизни населения [55,56].

## **1.2 Климатические характеристики и территориальные особенности Амурской области**

Описание географических и климатических особенностей Белогорского района Амурской области проводится для выбора оптимального места строительства и подбора оборудования, соответствующего местным климатическим условиям.

Климатическая и географическая характеристика города Белогорска в Амурской области включает в себя следующие аспекты:

Белогорский район расположен в зоне умеренного муссонного климата с ярко выраженной сезонностью. Для летнего периода (июль-август) характерны повышенные температурные показатели, достигающие в среднем +20...+25°C. Зимой наблюдается устойчивый минусовый температурный режим с частым переходом отметки ниже 0°C..

Белогорск, являющийся административным центром одноименного района Амурской области, расположен на возвышенности приблизительно 200 метров над уровнем моря. Стратегическое географическое положение города создает благоприятные условия для: формирования транспортно-логистического узла и освоения природно-ресурсного потенциала территории.

Город Белогорск также расположен в регионе с богатыми природными ресурсами, что способствует развитию промышленности и сельского хозяйства.

Основные климатические показатели приведены в таблице 1 [32].

Таблица 1 – Климатические условия

Характеристика	Значение
Преобладающее направление ветра	З, СЗ
Нормативный скоростной напор ветра, Па	500
Нормативный скоростной напор ветра при гололеде, Па	160
Ветровой район	II
Нормативная толщина стенки гололеда (один раз в 25 лет)	20 мм
Район по гололеду	III
Температура воздуха при гололеде	- 5 °С
Абсолютный минимум температуры воздуха	- 37 °С
Абсолютный максимум температуры воздуха	+ 35 °С
Число грозных часов в год	50 часов
Среднегодовое количество осадков	900–1000 мм
Глубина промерзания грунта	1,3 м

Белогорск обладает выгодным соседством с ключевыми населёнными пунктами региона - Благовещенском и Свободным, что создаёт для города ряд преимуществ: возможность экономического взаимодействия и доступ к развитой инфраструктуре

Геологическое строение территории Белогорского района отличается сложной слоистой структурой с чередованием различных почвенных комплексов. Для данной местности характерны следующие типы грунтовых образований:

В предгорных зонах и на склоновых поверхностях преобладают глинисто-иловые почвенные массы и лугово-болотные грунтовые комплексы

На возвышенных участках распространены каменисто-песчаные отложения, вариативные по составу горные породы.

Специфика грунтового покрова Белогорского района варьируется в зависимости от особенности рельефа местности, геологических особенностей и действующих природных процессов.

Белогорский район Амурской области обладает значительным экономическим потенциалом благодаря уникальному сочетанию природно-климатических и географических факторов. Эти особенности создают конкурентные преимущества для комплексного развития района

При проектировании для данного района требуется подбор оборудования, адаптированного к условиям умеренно-холодного климата.

### **1.3 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети**

Для планирования развития энергосистемы выполняется расчет эквивалента рассматриваемого участка сети, что позволяет произвести подключение новых подстанций, от энергосистемы при ее развитии.

В качестве расчетного эквивалента принят фрагмент действующей электрической сети Амурской области, включающий линии электропередачи следующих классов напряжения: 500, 220, 110 и 35 кВ, представленный на рисунке 1. В качестве эквивалента рассматриваемого сетевого участка принята Бурейская ГЭС, являющаяся основным источником энергоснабжения данного района. Электростанция осуществляет выдачу мощности в энергосистему Амурской области через следующие линии электропередачи: две ЛЭП 220 кВ и одну ЛЭП 500 кВ, а также от подстанции с высшим классом напряжения 500 кВ: Подстанция 500 кВ "Амурская" - принимает мощность от Бурейской ГЭС и Зейской ГЭС по ЛЭП 500 кВ и Свободненской ГЭС по ЛЭП 220 кВ. Девять подстанций с высшим классом напряжения 220 кВ располагаемыми между Бурейской ГЭС и ПС 500 кВ Амурская: ПС НПС-27; ПС Завитая; ПС Завитая/т; ПС НПС-26; ПС Короли/т; ПС Белогорск/т; ПС Белогорск; ПС Хвойная; ПС Свободный. Семь подстанций с высшим классом напряжения 110 кВ находятся в рассматриваемом районе: ПС Анновка; ПС Озёрная; ПС Полевая; ПС Ромны; ПС Возжаевка; ПС Силикатная; ПС Некрасовка также Семь подстанций с высшим классом напряжения 35 кВ питаются от ПС рассмотренных выше: ПС Белый Яр; ПС Успеновка; ПС Новомихайловка; ПС Романовка; ПС Знаменка; ПС Смелое; ПС Заречная.

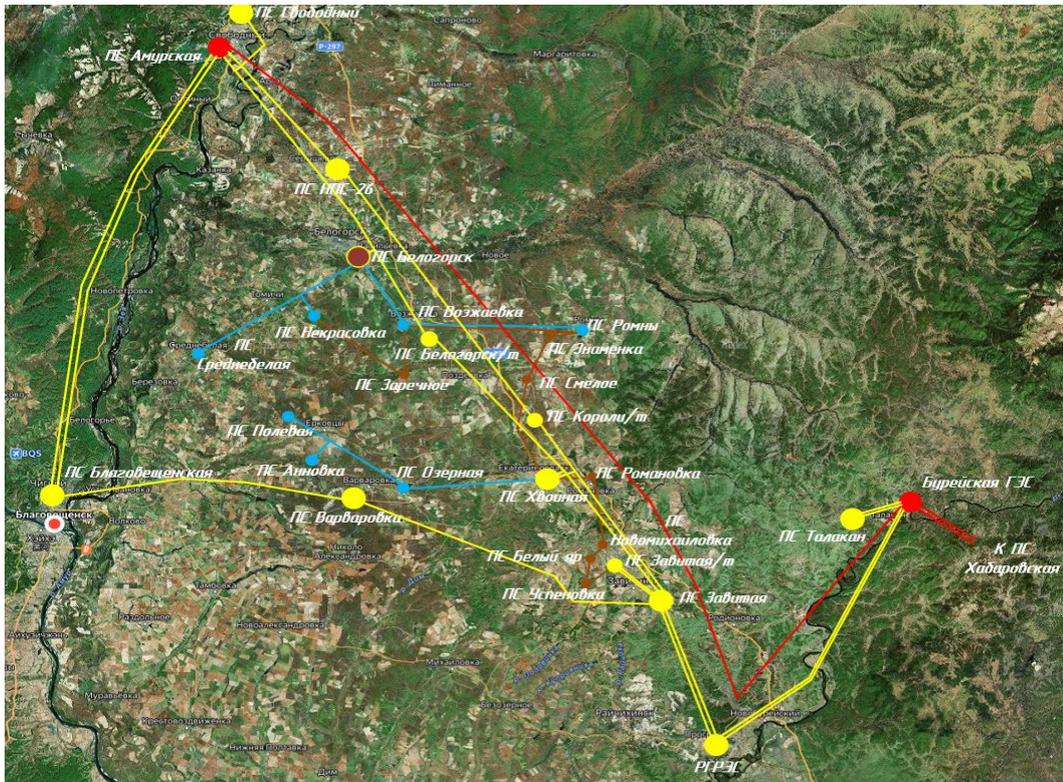


Рисунок 1 – Топологическая схема эквивалента электрической сети

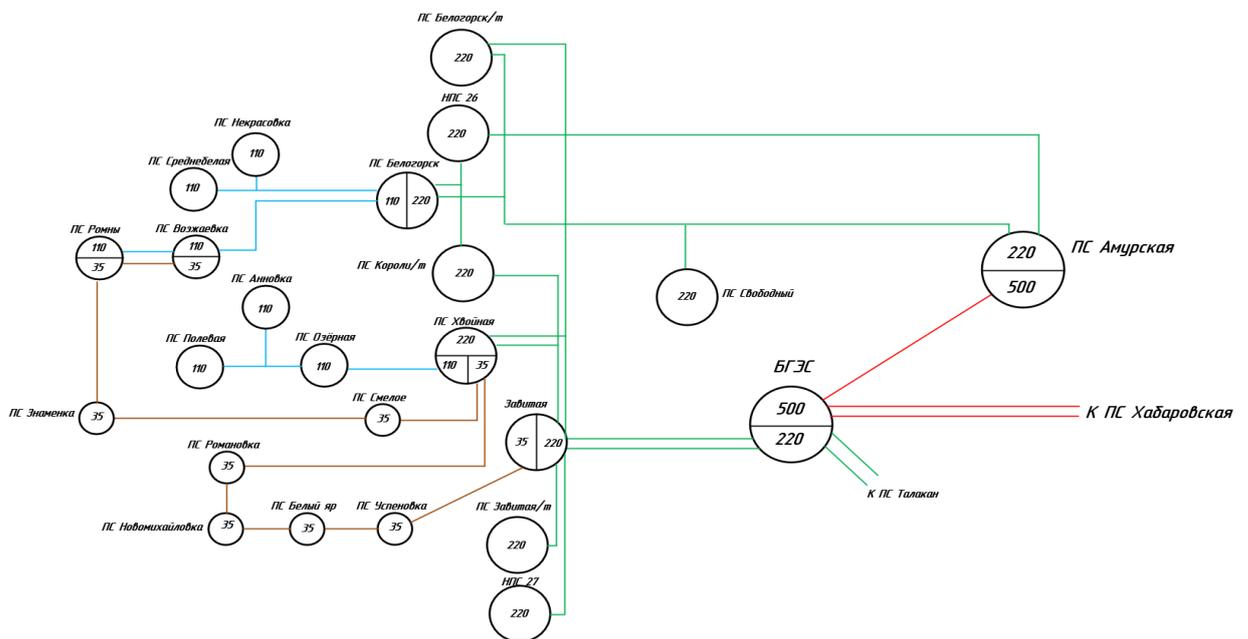


Рисунок 2 – Граф электрической сети

## 1.4 Структурный анализ электрической сети

Структурный анализ электроэнергетической системы рассматриваемого района предполагает решение трех ключевых задач: анализ генерирующих мощностей, структурный анализ ЛЭП, структурный анализ ПС.

### 1.4.1 Характеристика источников питания

## Бурейская ГЭС

Бурейская ГЭС — это крупная высоконапорная гидроэлектростанция, представляющая собой приплотинный гидроузел. Ее проектная установленная мощность составляет 2010 МВт. В состав сооружения входят плотина, здание гидроэлектростанции, открытое распределительное устройство, а также коммутационное здание с газовой изоляцией. Поскольку станция не оснащена судоходными шлюзами, движение речных судов через неё невозможно.

В энергетической системе Восточной России Бурейская ГЭС выполняет ряд ключевых задач:

- Генерация электроэнергии и передача мощности в сеть;
- Регулирование частоты электроэнергии;
- Взаимодействие с системой для компенсации суточных и недельных колебаний нагрузки;
- Обеспечение аварийного резерва как по мощности, так и по энергии.

Произведённая на станции электроэнергия поступает в энергосистему Дальнего Востока России через два распределительных устройства с номинальным напряжением 500 кВ и 220 кВ.

Распределительное устройство 500 кВ выполнено по схеме 8-Шестиугольник [12]. От данного распределительного устройства отходят 3 ЛЭП 500 кВ, Автотрансформатор связи 500/220/35 кВ и два сдвоенных генераторных блока с установленной мощностью 670 МВт каждый.

Распределительное устройство 220 кВ выполнено по схеме Одна рабочая секционированная выключателем система шин с шинами АТ, от данного распределительного отходят 4 линейные ячейки и 3 трансформаторные ячейки.

Таблица 2 – Генераторы

Марка	Кол-во	$P_{НОМ}$ , МВт	$U_{НОМ}$ , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
СВ-1313/265-48 УХЛ4	6	335	15,75	125	230

Таблица 3 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	$U_K$ , %			$\Delta P_K$ , кВт	$\Delta P_X$ , кВт	$\Delta Q_X$ , кВАр	$I_X$ , %
		В-С	В-Н	С-Н				
АОДЦТН-167000/500/220/35	3	11	35	21,5	325	125	1503	0,4
ТЦ-400000/500/15,75	4	13			800	350	1600	0,4
ТЦ-400000/220/15,75	2	11			880	330	1600	0,4

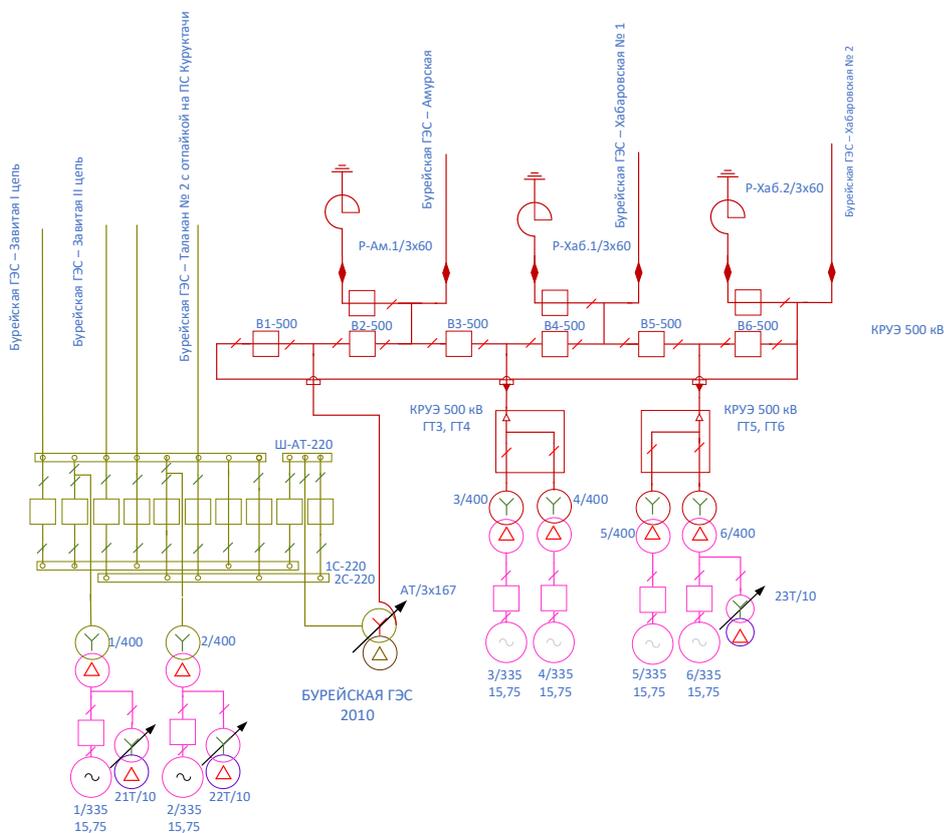


Рисунок 3 – Главная схема Бурейской ГЭС

#### 1.4.2 Структурный анализ ЛЭП

Рассмотри ЛЭП по классам напряжения и марки проводников находящиеся в районе подключения новых ПС в соответствии с рисунком 1.

Таблица 4 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети 220 кВ  
[49]

Наименование линии	U <sub>ном</sub> , кВ	Марка и сечение линии	Длина линии, км	
1	2	3	4	
Бурейская ГЭС - Амурская	500	3 x AC-300/39	278,6	
Бурейская ГЭС – Хабаровская №1		3 x AC-300/39	429,9	
Бурейская ГЭС – Хабаровская №2		3 x AC-300/39	427,2	
Бурейская ГЭС – Завитая 1 цепь	220	AC-400/51	78,81	
Бурейская ГЭС – Завитая 2 цепь		AC-400/51	78,81	
Бурейская ГЭС – Талакан №1 с отпайкой на ПС Тарманчукан		AC-240/32	3,3	
Бурейская ГЭС – Талакан №2 с отпайкой на ПС Тарманчукан		AC-240/32	3,3	
Завитая – Белогорск/т с отпайкой на ПС Хвойная		AC-300/39	121,46	
Завитая – Короли/т с отпайкой на ПС Хвойная		AC-300/39	51,66	
НПС 26 – Короли/т с отпайкой на ПС Белогорск		AC-300/39	88,98	
Амурская – НПС 26		AC-300/39	51,36	
Амурская – Белогорск/т с отпайкой на ПС Белогорск и ПС Свободный		AC-300/39	72,71	
Завитая – Завитая/т		AC-240/32	7.6	
Завитая – НПС 27		AC-240/32	59.5	
Белогорск – Среднебелая с отпайкой на ПС Некрасовка		110	AC-120/19	66
Белогорск - Возжаевка			AC-95/16	20.6
Возжаевка - Ромны	AC-95/16		44.9	
Хвойная - Озерная	AC-120/19		36.7	

1	2	3	4
Озерная – Полевая с отпайкой на ПС Анновка	110	АС-120/19	44.4
Завитая – Успеновка	35	АС-95/16	19.3
Успеновка – Белый яр		АС-95/16	11
Белый яр - Новомихайловка		АС-95/16	6.2
Новомихайловка - Романовка		АС-95/16	19
Хвойная - Романовка		АС-95/16	15.3
Хвойная - Смелое		АС-50/9	38.37
Смелое - Знаменка		АС-50/9	26
Знаменка - Ромны		АС-50/9	28
Ромны - Возжаевка		АС-95/16	44.9

Таблица 5 – Суммарная протяженность ЛЭП по классам напряжения

U <sub>ном</sub> , кВ	Сечение	Суммарная протяженность, км	Суммарная протяженность км
500	3 х АС-300/39	1144,7	2204,16
220	АС – 400/51	157.62	
	АС – 300/39	386.17	
	АС – 240/32	140.2	
110	АС – 120/19	137.1	
	АС – 95/16	30.3	
35	АС-95/16	115.7	
	АС-50/9	92.37	

### 1.4.3 Структурный анализ ПС

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

Таблица 6 – ПС по способу присоединения к сети

Наименование ПС	Способ присоединения к сети	Количество и марки трансформаторов
1	2	3
ПС Амурская	Узловая	6 х АОДЦТН-167000/500/220/10 2 х АДЦТН-63000/220/110
ПС Завитая;	Узловая	2 х ТДТН-25000/220
ПС Талакан	Тупиковая	2 х ТДН-40000/220
ПС Куруктачи	Тупиковая	2 х ТДН-25000/220
ПС Хвойная;	Ответвительная	АДЦТН-30000/220/110 АДЦТН-32000/220/110
ПС Короли/т;	Транзитная	2 х ТДТНЖ-40000/220
НПС 26	Транзитная	2 х ТДН-25000/220
ПС Белогорск/т;	Транзитная	2 х ТДТНЖ-40000/220
ПС Белогорск;	Ответвительная	2 х АДЦТН-63000/220/110, 2 х ТДТН-40000/220
ПС Свободный;	Ответвительная	ТДТН-40000/220
ПС Завитая/т	Тупиковая	2 х ТДТНЖ-40000/220
НПС-27	Тупиковая	2 х ТДН-25000/220
ПС Некрасовка	Ответвительная	2хТДТН-6300/110
ПС Среднебелая	Тупиковая	2хТДТН-16000/110
ПС Возжаевка	Транзитная	2хТДТН-16000/110
ПС Ромны	Тупиковая	2хТДТН-10000/110
ПС Озерная	Транзитная	ТДТН-10000/110 ТДТН-6300/110
ПС Анновка	Ответвительная	2хТМН-2500/110

1	2	3
ПС Полевая	Транзитная	2хТДТН-10000/110
ПС Успеновка	Транзитная	ТМН-1000/35
ПС Белый яр	Транзитная	ТМН-2500/35
ПС Новомихайловка	Транзитная	2хТМН-4000/35
ПС Романовка	Транзитная	2хТМН-1600/35
ПС Смелое	Транзитная	ТМН-1600/35 ТМН-1000/35
ПС Знаменка	Транзитная	2хТМН-4000/35
ПС Заречная	Транзитная	2хТМН-1600/35

Таблица 7 – Схема РУ ВН подстанций эквивалента сети

Наименование ПС	Схема РУ ВН
1	2
ПС Завитая;	Две рабочие системы шин (13)
ПС Талакан	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)
ПС Куруктачи	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Хвойная;	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (5АН)
ПС Короли/т;	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (5АН)
НПС 26	Четырехугольник (7)
ПС Белогорск/т;	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (5АН)
ПС Белогорск;	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Свободный;	Блок (линия-трансформатор) с выключателем(3Н)
ПС Завитая/т	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)
НПС-27	Четырехугольник (7)
ПС Некрасовка	Блок трансформатор линия

1	2	
ПС Среднебелая	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной переемычкой со стороны трансформаторов (5АН)	
ПС Возжаевка	Одна рабочая система шин	
ПС Ромны	Блок трансформатор линия	
ПС Озерная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной переемычкой со стороны линии (5Н)	
ПС Анновка	Блок трансформатор линия	
ПС Полевая	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)	
ПС Успеновка	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной переемычкой со стороны трансформаторов (5АН)	
ПС Белый яр	Одна рабочая система шин	
ПС Новомихайловка	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)	
ПС Романовка	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной переемычкой со стороны трансформаторов (5АН)	
ПС Смелое	Одна рабочая система шин	
ПС Знаменка	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной переемычкой со стороны трансформаторов (5АН)	
ПС Заречная	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)	
ПС Амурская	500	Четырехугольник (7)
	220	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)

В рассматриваемом участке электрической сети сильными связями обладают ПС 500 кВ Амурской, которая связана с Зейской ГЭС через три ЛЭП 220 кВ и две ЛЭП на напряжение 500 кВ, а также с Бурейской ГЭС через две ЛЭП 220 кВ и одну ЛЭП 500 кВ. В этом районе находятся одна электростанция с установленной мощностью 2010 МВт, 24 подстанции, большинство из которых двух трансформаторные. Линии номинального напряжения 220 кВ преобладают, и наибольшую протяженность имеют линии, выполненные сечением АС-300. Схемы подключения ПС преобладают транзитного типа с

схемы мостик (5АН). Полученные данные будут использованы в дальнейшем для расчёта режимов работы существующей электрической сети.

### **1.5 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети по выделенному эквиваленту**

Основными задачами данного раздела являются выявление режимных проблем, определение возможности и необходимости реконструкции сети и оптимизации режима [40].

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

- Данные контрольного замера по подстанциям Амурской области за 2019-2024 годы;
- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону Амурского РДУ 2024 г.
- Схема потокораспределения Амурских электрических сетей за 2024 г.

Согласно приказу по проектированию развития энергосистем Минэнерго России от 06 декабря 2022 г. N 1286 расчёт режимов следует осуществлять в соответствии с [33], где расчет нормальной схемы сети предполагает включение в работу всех ВЛ и трансформаторов.

В данном исследовании, максимальная и минимальная мощность нагрузок были взяты из данных контрольных измерений на соответствующих подстанциях из массива за период 2018-2023 год. Максимальные нагрузки на подстанции были взяты из данных зимних контрольных измерений в часы максимальных нагрузок, в то время как минимальные нагрузки на подстанции были взяты из данных летних контрольных измерений в часы минимальных нагрузок. Данные по нагрузкам представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Данне контрольных замеров

Название ПС	Максимальные нагрузки		Минимальные нагрузки	
	Активная мощность по данным КЗ, МВт	Реактивная мощность по данным КЗ, МВар	Активная мощность по данным КЗ, МВт	Реактивная мощность по данным КЗ, МВар
1	2	3	4	5
БГЭС 500 кВ	344,8	-258,6	293,1	-219,8
БГЭС 220 кВ	16,6	1,4	14,1	1,2
Амурская 220 кВ	293,1	-51,7	249,1	-44,0
Завитая 220 кВ	17,2	-43,1	14,7	-36,6
Короли/т 220 кВ	24,0	5,9	20,4	5,1
Белогорск/т 220 кВ	21,6	16,4	18,3	13,9
Свободный 220 кВ	8,2	0,9	7,0	0,7
НПС 26	5,3	0,9	4,5	0,7
Амурская 220 кВ	34,5	-51,7	29,3	-44,0
Белогорск 35 кВ	25,9	8,6	22,0	7,3
Белогорск 10 кВ	7,8	3,4	6,6	2,9
Хвойная 35 кВ	3,4	0,9	2,9	0,7
Завитая 35 кВ	4,3	0,9	3,7	0,7
Завитая 10 кВ	3,4	0,9	2,9	0,7
Некрасовка 110 кВ	0,9	0,3	0,7	0,3
Среднебелая 110 кВ	4,3	1,7	3,7	1,5
Возжаевка 10 кВ	0,9	0,3	0,7	0,3
Ромны 10 кВ	0,9	0,3	0,7	0,3
Озерная 110 кВ	0,9	0,3	0,7	0,3
Анновка 110 кВ	0,9	0,3	0,7	0,3
Полевая 110 кВ	16,4	-1,7	13,9	-1,5
Завитая/т 220 кВ	22,4	10,3	19,1	8,8
НПС 27	19,0	-2,6	16,1	-2,2
Успенровка 35 кВ	0,4	0,1	0,4	0,1
Белый яр 35 кВ	1,3	0,3	1,1	0,3
Новомихайловка 35 кВ	3,4	0,9	2,9	0,7
Романовка 35 кВ	1,3	0,3	1,1	0,3

1	2	3	4	5
Смелое 35 кВ	1,3	0,3	1,1	0,3
Знаменка 35 кВ	1,7	0,4	1,5	0,4

Для последующих расчетов требуется выполнить прогнозирование нагрузок [40].

При этом для оценки нагрузок и расчета вероятностных характеристик используются данные контрольных измерений, относящиеся к соответствующим подстанциям. В качестве примера проведем расчет активной мощности для подстанции Завитая, а итоги расчетов по остальным объектам представлены в таблице 9.

Средние значения активной и реактивной мощности рассчитываются по следующим формулам [40]

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

$$P_{cp} = \frac{(17,2 \cdot 4) + (17,0 \cdot 4) + (17,4 \cdot 4) + (17,3 \cdot 6) + (17,1 \cdot 6)}{24} = 17,2 \text{ МВт}$$

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

где  $T$  – период, ч;

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

Среднеквадратичная активная и реактивная мощности определяются по выражениям [40]:

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

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{(17,2^2 \cdot 4) + (17,0^2 \cdot 4) + (17,4^2 \cdot 4) + (17,3^2 \cdot 6) + (17,1^2 \cdot 6)}{24}} = 17,3 \text{ MBm}$$

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

Максимальная мощность представляет собой среднее значение мощности в течение получасового интервала, соответствующего пиковому потреблению энергосистемы. Этот параметр используется при выборе всего оборудования, за исключением силовых трансформаторов и проводников воздушных линий. Вероятностное значение максимальной мощности рассчитывается с использованием коэффициента Стьюдента [40]..

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

$$P_{\text{max}} = 17,2 \cdot (1 + 1,96 \cdot \sqrt{1,07^2 - 1}) = 18,06$$

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

$$k_{\phi} = \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{cp}}} \quad (7)$$

$$k_{\phi} = \frac{17,3}{17,2} = 1,01$$

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

$t_{\beta}$  – коэффициент Стьюдента, равный 1,96.

Минимальная мощность определяется как среднее значение нагрузки в часы наименьшего потребления в энергосистеме. Расчет значения  $P_{\text{min}}$

осуществляется по формуле, аналогичной той, что используется для определения максимальной мощности.

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

$$P_{\min} = 17,2 \cdot (1 - 1,96 \cdot \sqrt{1,07^2 - 1}) = 4,36$$

$$Q_{\min} = Q_{cp} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}). \quad (9)$$

Рассчитанные значения вероятностно–статистических характеристик для каждой ПС по формулам приведённым выше сведены в таблицу 9.

Таблица 9 – Значения вероятностно–статистических характеристик для каждой ПС

Подстанция	$P_{\max}$ , МВт	$P_{cp}$ , МВт	$P_{\text{эф}}$ , МВт	$P_{\min}$ , МВт	$Q_{\max}$ , Мвар	$Q_{cp}$ , Мвар	$Q_{\text{эф}}$ , Мвар	$Q_{\min}$ , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Завитая 220 кВ	18,06	17,2	18,5	4,36	45,255	43,1	41,3	36,6
БГЭС 500 кВ	362,04	344,8	330,5	293,1	271,53	258,6	247,8	219,8
БГЭС 220 кВ	17,43	16,6	15,9	14,1	1,47	1,4	1,3	1,2
Амурская 220 кВ	307,755	293,1	280,9	249,1	54,285	51,7	49,6	44
Короли/т 220 кВ	25,2	24	23	20,4	6,195	5,9	5,7	5,1
Белогорск/т 220 кВ	22,68	21,6	20,7	18,3	17,22	16,4	15,7	13,9
Свободный 220 кВ	8,61	8,2	7,8	7	0,945	0,9	0,8	0,7
НПС 26	5,565	5,3	5,1	4,5	0,945	0,9	0,8	0,7
Амурская 220 кВ	36,225	34,5	33	29,3	54,285	51,7	49,6	44
Белогорск 35 кВ	27,195	25,9	24,8	22	9,03	8,6	8,3	7,3
Белогорск 10 кВ	8,19	7,8	7,4	6,6	3,57	3,4	3,3	2,9
Хвойная 35 кВ	3,57	3,4	3,3	2,9	0,945	0,9	0,8	0,7
Завитая 35 кВ	4,515	4,3	4,1	3,7	0,945	0,9	0,8	0,7
Завитая 10 кВ	3,57	3,4	3,3	2,9	0,945	0,9	0,8	0,7
Некрасовка 110 кВ	0,945	0,9	0,8	0,7	0,315	0,3	0,3	0,3

Среднебелая 110 кВ	4,515	4,3	4,1	3,7	1,785	1,7	1,7	1,5
Возжаевка 10 кВ	0,945	0,9	0,8	0,7	0,315	0,3	0,3	0,3
Ромны 10 кВ	0,945	0,9	0,8	0,7	0,315	0,3	0,3	0,3
Озерная 110 кВ	0,945	0,9	0,8	0,7	0,315	0,3	0,3	0,3
Анновка 110 кВ	0,945	0,9	0,8	0,7	0,315	0,3	0,3	0,3
Полевая 110 кВ	17,22	16,4	15,7	13,9	1,785	1,7	1,7	1,5
Завитая/т 220 кВ	23,52	22,4	21,5	19,1	10,815	10,3	9,9	8,8
НПС 27	19,95	19	18,2	16,1	2,73	2,6	2,5	2,2
Успенровка 35 кВ	0,42	0,4	0,4	0,4	0,105	0,1	0,1	0,1
Белый яр 35 кВ	1,365	1,3	1,2	1,1	0,315	0,3	0,3	0,3
Новомихайловка 35	3,57	3,4	3,3	2,9	0,945	0,9	0,8	0,7
Романовка 35 кВ	1,365	1,3	1,2	1,1	0,315	0,3	0,3	0,3
Смелое 35 кВ	1,365	1,3	1,2	1,1	0,315	0,3	0,3	0,3
Знаменка 35 кВ	1,785	1,7	1,7	1,5	0,42	0,4	0,4	0,4

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

$$P_{cp}^{прог} = P_{cp}^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t_{баз}}, \quad (10)$$

где  $P_{cp}^{баз}$  – средняя мощность, МВт;

$\varepsilon$  – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,0313, согласно СиПР ЕЭС РФ 2023-2028 гг. [55];

$t_{прог}$  – год на который определяется электрическая нагрузка;

$t_{баз}$  – год в который снимался первый из анализируемых графиков.

Данные летнего и зимнего контрольного замера мощностей представлены в таблице 10.

Определим прогнозируемые средняя мощности для ПС Завитая.

$$P_{сред\ Завитая}^{прог} = 17,2 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 20 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{сред Завитая}}^{\text{прог}} = 43.1 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 50 \text{ Мвар.}$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети, результаты расчета представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Прогнозируемые мощности для ПС

Название ПС	Зима 2029г.		Лето 2029г.	
	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, МВар	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, МВар
1	2	3	4	5
БГЭС 500 кВ	400	300	340,0	255,0
БГЭС 220 кВ	19,3	1,6	16,4	1,4
Амурская 220 кВ	340	60	289,0	51,0
Завитая 220 кВ	20	50	17,0	42,5
Короли/т 220 кВ	27,8	6,9	23,6	5,9
Белогорск/т 220 кВ	25	19	21,3	16,2
Свободный 220 кВ	9,5	1	8,1	0,9
НПС 26	6,2	1	5,3	0,9
Амурская 220 кВ	40	60	34,0	51,0
Белогорск 35 кВ	30	10	25,5	8,5
Белогорск 10 кВ	9	4	7,7	3,4
Хвойная 35 кВ	4	1	3,4	0,9
Завитая 35 кВ	5	1	4,3	0,9
Завитая 10 кВ	4	1	3,4	0,9
Некрасовка 110 кВ	1	0,4	0,9	0,3
Среднебелая 110 кВ	5	2	4,3	1,7
Возжаевка 10 кВ	1	0,4	0,9	0,3
Ромны 10 кВ	1	0,4	0,9	0,3
Озерная 110 кВ	1	0,4	0,9	0,3
Анновка 110 кВ	1	0,4	0,9	0,3
Полевая 110 кВ	19	2	16,2	1,7
Завитая/т 220 кВ	26	12	22,1	10,2

1	2	3	4	5
НПС 27	22	3	18,7	2,6
Успеновка 35 кВ	0,5	0,1	0,4	0,1
Белый яр 35 кВ	1,5	0,4	1,3	0,3
Новомихайловка 35 кВ	4	1	3,4	0,9
Романовка 35 кВ	1,5	0,4	1,3	0,3
Смелое 35 кВ	1,5	0,4	1,3	0,3
Знаменка 35 кВ	2	0,5	1,7	0,4

Электрический расчет включает в себя определение распределения активной и реактивной мощности по линиям сети, расчет потерь активной и реактивной мощности, а также вычисление напряжений на шинах потребительских подстанций в условиях основного нормального и послеаварийного режимов 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.

Для расчета режимов исходными данными служат режимные характеристики потребителей, конфигурация сети и параметры её элементов. Проведение расчетов рекомендуется выполнять в специализированном программном комплексе RastrWin 3. Модель анализируемого участка

электрической сети, построенная в RastrWin 3, представлена в приложении Б. В таблице 11 приведены данные по нагрузке подстанций и отклонениям напряжения в нормальном режиме для выбранного эквивалента сети:

Таблица 11 - отклонение напряжения в нормальном режиме

Тип	Номер	Название	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ	ΔU, %	U <sub>кз</sub> , кВ	$((U - U_{кз}) / U) \times 100, \%$
1	2	3	4	5	6	7	8
Ген	1	БГЭС ГА 1	15,75	16,00	1,59	16,02	0,10
Ген	2	БГЭС ГА 2	15,75	16,00	1,59	16,02	0,11
Ген	3	БГЭС ГА 3	15,75	16,00	1,59	16,02	0,13
Ген	4	БГЭС ГА 4	15,75	16,00	1,59	16,00	0,00
Ген	5	БГЭС ГА 5	15,75	16,00	1,59	16,03	0,21
Ген	6	БГЭС ГА 6	15,75	16,00	1,59	16,04	0,25
Нагр	7	БГЭС 500 кВ	500	522,69	4,54	522,69	0,00
Нагр	8	БГЭС Н1	500	516,57	3,31	517,09	0,10
Нагр	9	БГЭС 220 кВ	220	227,32	3,33	227,87	0,24
Нагр	10	БГЭС 35 кВ	35	36,16	3,31	36,20	0,11
Нагр	11	Завитая 220 кВ	220	228,94	4,06	229,24	0,13
Нагр	12	Хвойная 220 кВ	220	227,76	3,53	228,08	0,14
Нагр	13	Короли/т 220 кВ	220	227,50	3,41	228,18	0,30
Нагр	14	Белогорск/т 220 кВ	220	225,81	2,64	226,53	0,32
Нагр	15	Белогорск 220 кВ	220	225,88	2,67	226,24	0,16
Нагр	16	Свободный 220 кВ	220	228,96	4,07	229,35	0,17
Нагр	17	НПС 26	220	227,48	3,40	227,73	0,11
База	18	Амурская 500 кВ	500	520,00	4,00	520,62	0,12
Нагр	19	Амурская Н1	500	520,87	4,17	521,13	0,05
Нагр	20	Амурская Н2	500	520,87	4,17	522,95	0,40
Нагр	21	Амурская 220 кВ	220	229,13	4,15	229,50	0,16
Нагр	22	Амурская 35 кВ	35	36,46	4,17	36,52	0,17
Нагр	23	оп. Хвойная 1	220	227,39	3,36	227,64	0,11
Нагр	24	оп. Хвойная 2	220	227,76	3,53	228,03	0,12
Нагр	25	оп. Белогорск 1	220	226,75	3,07	226,86	0,05
Нагр	26	оп. Белогорск 2	220	225,88	2,67	226,11	0,10
Нагр	27	оп. Свободный	220	228,96	4,07	229,19	0,10
Нагр	28	Белогорск Н1	220	223,18	1,45	223,74	0,25

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8
Нагр	29	Белогорск Н2	220	223,18	1,45	223,18	0,00
Нагр	30	Белогорск Н3	220	219,80	-0,09	220,02	0,10
Нагр	31	Белогорск Н4	220	219,80	-0,09	220,33	0,24
Нагр	32	Белогорск 110 кВ	110	111,50	1,36	111,62	0,11
Нагр	33	Белогорск 35 кВ	35	34,91	-0,26	34,96	0,13
Нагр	34	Белогорск 10 кВ	10,5	10,43	-0,71	10,44	0,14
Нагр	35	Хвойная Н1	220	227,89	3,59	228,57	0,30
Нагр	36	Хвойная Н2	220	227,89	3,59	228,12	0,10
Нагр	37	Хвойная 110 кВ	110	113,91	3,56	114,02	0,10
Нагр	38	Хвойная 35 кВ	35	36,13	3,23	36,17	0,11
Нагр	39	Завитая Н1	220	238,44	8,38	238,68	0,10
Нагр	40	Завитая Н2	220	238,44	8,38	238,44	0,00
Нагр	41	Завитая 35 кВ	35	37,89	8,25	37,93	0,10
Нагр	42	Завитая 10 кВ	10,5	11,36	8,15	11,39	0,24
Нагр	43	оп. Некрасовка	110	110,92	0,84	111,04	0,11
Нагр	44	Некрасовка 110 кВ	110	110,91	0,83	111,05	0,13
Нагр	45	Среднебелая 110 кВ	110	110,42	0,38	110,57	0,14
Нагр	46	Возжаевка 110 кВ	110	111,25	1,14	111,58	0,30
Нагр	47	Возжаевка Н1	110	115,10	4,64	115,47	0,32
Нагр	48	Возжаевка Н2	110	115,10	4,64	115,28	0,16
Нагр	49	Возжаевка 35 кВ	35	36,59	4,55	36,65	0,17
Нагр	50	Возжаевка 10 кВ	10,5	10,91	3,88	10,92	0,11
Нагр	51	Ромны 110 кВ	110	111,16	1,06	111,29	0,12
Нагр	52	Ромны Н1	110	111,53	1,39	111,59	0,05
Нагр	53	Ромны Н2	110	111,53	1,39	111,98	0,40
Нагр	54	Ромны 35 кВ	35	35,46	1,31	35,52	0,16
Нагр	55	Ромны 10 кВ	10,5	10,57	0,64	10,59	0,17
Нагр	56	Озерная 110 кВ	110	112,54	2,31	112,66	0,11
Нагр	57	оп. Анновка	110	111,91	1,74	112,04	0,12
Нагр	58	Анновка 110 кВ	110	111,91	1,73	111,97	0,05
Нагр	59	Полевая 110 кВ	110	111,05	0,95	111,16	0,10
Нагр	60	Завитая/т 220 кВ	220	228,81	4,00	229,04	0,10
Нагр	61	НПС 27	220	229,26	4,21	229,83	0,25
Нагр	62	Успенровка 35 кВ	35	36,02	2,91	36,08	0,17
Нагр	63	Белый яр 35 кВ	35	35,07	0,21	35,11	0,11

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8
Нагр	64	Новомихайловка 35 кВ	35	34,61	-1,13	34,65	0,12
Нагр	65	Романовка 35 кВ	35	34,25	-2,13	34,27	0,05
Нагр	66	Смелое 35 кВ	35	34,96	-0,10	35,10	0,40
Нагр	67	Знаменка 35 кВ	35	34,33	-1,91	34,37	0,11

Примечание:

$U_{\text{ном}}$  - Номинальное напряжение, кВ;

$U$  - Расчетное напряжение, кВ;

$\Delta U$  - Отклонение напряжения, %;

$U_{\text{кз}}$  – Напряжение по данным контрольного замера, кВ;

$\Delta U_{\text{кз}}$  - Отклонение расчетного напряжения от данных к.з., %;

Отклонения напряжения соответствуют допустимым значениям.

Таблица 12 – Токовая нагрузка ветвей в нормальном режиме

Название	$I_{\text{max}}$ , А	$I_{\text{кз}}$ , А	$I_{\text{ддтн}}$ , А	$I_{\text{max}}/I_{\text{ддтн}}$ , %	$((I_{\text{max}} - I_{\text{кз}}) / I_{\text{кз}}) \times 100$ , %	Попадание в токовый интервал
1	2	3	4	5	6	7
Завитая 35 кВ - Успенровка 35 кВ	128,04	128,04	330	38,80	0,00	-
Успенровка 35 кВ - Белый яр 35 кВ	119,85	119,85	330	36,32	0,00	-
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	206,17	205,95	630	32,73	0,11	-
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	293,01	285,43	960	30,52	2,59	-
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	293,01	285,43	960	30,52	2,59	-
Белый яр 35 кВ - Новомихайловка 35 кВ	94,36	94,36	330	28,59	0,00	-
Хвойная 110 кВ - Озерная 110 кВ	110,33	109,58	390	28,29	0,67	-
Озерная 110 кВ - оп. Анновка	104,71	104,35	390	26,85	0,34	-
оп. Анновка - Полевая 110 кВ	99,33	98,80	390	25,47	0,53	-
БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	165,89	166,89	1000	22,63	-0,60	-
оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	136,77	136,87	630	21,72	-0,07	+
оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	129,37	131,94	630	20,94	-1,99	+
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	129,03	129,38	630	20,54	-0,27	+
оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	117,51	119,55	630	18,98	-1,74	+

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7
оп. Свободный - Амурская 220 кВ	107,03	106,69	630	16,99	0,32	+
Знаменка 35 кВ - Ромны 35 кВ	34,52	34,52	210	16,44	0,00	+
оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	93,23	93,46	630	14,80	-0,24	+
Хвойная 35 кВ - Смелое 35 кВ	25,50	25,50	210	12,14	0,00	+
оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	69,00	69,00	630	10,95	0,00	+
Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	68,96	68,05	630	10,95	1,32	+
Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1	67,73	67,28	630	10,75	0,66	+
НПС 26 - Амурская 220 кВ	65,22	58,94	630	10,35	9,62	+
оп. Белогорск 1 - НПС 26	54,61	50,43	630	8,67	7,64	+
Ромны 35 кВ - Возжаевка 35 кВ	27,99	27,99	330	8,48	0,00	-
Белогорск 110 кВ - оп.Некрасовка	31,20	31,98	390	8,20	-2,48	-
Новомихайловка 35 кВ - Романовка 35 кВ	25,99	25,99	330	7,88	0,00	-
оп.Некрасовка - Среднебелая 110 кВ	26,56	28,04	390	7,19	-5,59	-
Белогорск 110 кВ - Возжаевка 110 кВ	21,54	21,55	330	6,53	-0,04	-
Завитая 220 кВ - НПС 27	38,25	35,81	610	6,27	6,36	+
Завитая 220 кВ - НПС 27	38,25	35,81	610	6,27	6,36	+
Завитая 220 кВ - Завитая/т 220 кВ	34,86	35,95	610	5,89	-3,11	+
Завитая 220 кВ - Завитая/т 220 кВ	34,86	35,95	610	5,89	-3,11	+
Возжаевка 110 кВ - Ромны 110 кВ	13,28	12,23	330	4,02	7,91	-
оп.Некрасовка - Некрасовка 110 кВ	5,41	5,58	390	1,43	-3,13	-

Примечание:

$I_{\max}$  – Максимальный ток ЛЭП, А;

$I_{\text{кз}}$  – Ток по данным контрольного замера ЛЭП, А;

$I_{\text{длгн}}$  – Длительно допустимый ток, при температуре +20°C, А;

$I_{\max}/I_{\text{доп}}$  – Загрузка, %.

Перегруженных линий не обнаружено. Около 50 % ЛЭП оказались вне токовых интервалов и недогружены, что указывает на избыточное сечение этих линий. Потери активной мощности в нормальном режиме составили 21,4

МВт. Напряжения во всех узлах сети находятся в пределах допустимых значений. Схема нормального режима представлена на рисунке 4. При сопоставлении расчетных результатов с данными контрольных измерений отклонения по току на ЛЭП и напряжениям в узлах не превышают 10 %, что свидетельствует о корректности смоделированного исходного режима. Для проверки соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения выполняются расчеты послеаварийных режимов. Исходными условиями в послеаварийных режимах следует считать:

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

Рассмотрены следующие варианты послеаварийного режима:

- отключена ВЛ Белогорск/т – Завитая с отпайкой на ПС Хвойная при ремонте ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС - Амурская;

- отключен АТ ПС 220 кВ Белогорск и одного ТР на ПС Завитая.

При отключении ВЛ Белогорск/т – Завитая с отпайкой на ПС Хвойная напряжение в сети сохраняется в допустимых пределах, а ток по линиям не превышает длительно допустимого, но на ВЛ 220 кВ Короли/т – Завитая с отпайкой на ПС Хвойная приближается к длительно допустимому значению. Токовая загрузка ЛЭП, представлена в таблице 13, на рисунке 5 схема потокораспределения.

Таблица 13 – Токовая нагрузка ветвей в послеаварийном режиме

Тип	№ нач	№ кон	Название	Изагр.,%
ЛЭП	11	24	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	94,84
ЛЭП	24	13	оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	83,54
ЛЭП	13	25	Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1	72,69
ЛЭП	25	15	оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	53,67
ЛЭП	9	11	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	43,84
ЛЭП	9	11	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	43,84
ЛЭП	41	62	Завитая 35 кВ - Успеновка 35 кВ	39,36
ЛЭП	62	63	Успеновка 35 кВ - Белый яр 35 кВ	36,82
ЛЭП	63	64	Белый яр 35 кВ - Новомихайловка 35 кВ	28,97
ЛЭП	37	56	Хвойная 110 кВ - Озерная 110 кВ	28,77
ЛЭП	56	57	Озерная 110 кВ - оп. Анновка	27,31
ЛЭП	57	59	оп. Анновка - Полевая 110 кВ	25,86
ЛЭП	25	17	оп. Белогорск 1 - НПС 26	24,18
ЛЭП	17	21	НПС 26 - Амурская 220 кВ	22,05
ЛЭП	26	27	оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	20,35
ЛЭП	27	21	оп. Свободный - Амурская 220 кВ	17,11
ЛЭП	67	54	Знаменка 35 кВ - Ромны 35 кВ	16,80
ЛЭП	14	26	Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	12,96
ЛЭП	38	66	Хвойная 35 кВ - Смелое 35 кВ	12,35
ЛЭП	24	12	оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	11,15
ЛЭП	54	49	Ромны 35 кВ - Возжаевка 35 кВ	8,42
ЛЭП	32	43	Белогорск 110 кВ - оп. Некрасовка	8,38
ЛЭП	64	65	Новомихайловка 35 кВ - Романовка 35 кВ	7,98
ЛЭП	43	45	оп. Некрасовка - Среднебелая 110 кВ	7,34
ЛЭП	32	46	Белогорск 110 кВ - Возжаевка 110 кВ	6,67
ЛЭП	11	61	Завитая 220 кВ - НПС 27	6,28
ЛЭП	11	61	Завитая 220 кВ - НПС 27	6,28
ЛЭП	11	60	Завитая 220 кВ - Завитая/т 220 кВ	5,95
ЛЭП	11	60	Завитая 220 кВ - Завитая/т 220 кВ	5,95
ЛЭП	46	51	Возжаевка 110 кВ - Ромны 110 кВ	4,02
ЛЭП	43	44	оп. Некрасовка - Некрасовка 110 кВ	1,46
ЛЭП	57	58	оп. Анновка - Анновка 110 кВ	1,44

При отключении автотрансформатора на ПС 220 кВ Белогорск и проведении ремонта трансформатора на ПС Завитая, уровни напряжения в сети остаются в пределах допустимых значений. В то же время, ток на трансформаторе ПС 220 кВ Белогорск приближается к его номинальному значению. Токи в линиях не превышают длительно допустимых значений, а большинство ЛЭП, как и в нормальном режиме, загружены оптимально. Значения токовой нагрузки наиболее загруженных линий представлены в таблице 14, отклонения напряжения на подстанциях 35 кВ — в таблице 15. Схема распределения потоков показана на рисунке 6.

Таблица 14 – Токовая нагрузка ветвей в послеаварийном режиме при отключении АТ на ПС Белогорск и ТР на ПС Завитая

Тип	N <sub>нач</sub>	N <sub>кон</sub>	Название	Загр.,%
ЛЭП	41	62	Завитая 35 кВ - Успенровка 35 кВ	39,66
ЛЭП	62	63	Успенровка 35 кВ - Белый яр 35 кВ	37,12
ЛЭП	11	24	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	32,72
ЛЭП	9	11	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	30,49
ЛЭП	9	11	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	30,49
ЛЭП	63	64	Белый яр 35 кВ - Новомихайловка 35 кВ	29,23
ЛЭП	37	56	Хвойная 110 кВ - Озерная 110 кВ	28,32

Таблица 15 - отклонение напряжения в послеаварийном режиме при отключении АТ на ПС Белогорск и ТР на ПС Завитая

Тип	Номер	Название	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ	$\Delta U$ , кВ
Нагр	67	Знаменка 35 кВ	35	34,47	-1,51
Нагр	66	Смелое 35 кВ	35	35,00	0,00
Нагр	65	Романовка 35 кВ	35	33,69	-3,74
Нагр	64	Новомихайловка 35 кВ	35	34,05	-2,72
Нагр	63	Белый яр 35 кВ	35	34,52	-1,36
Нагр	62	Успенровка 35 кВ	35	35,48	1,38
Нагр	54	Ромны 35 кВ	35	35,59	1,69
Нагр	49	Возжаевка 35 кВ	35	36,73	4,94
Нагр	41	Завитая 35 кВ	35	37,38	6,81
Нагр	38	Хвойная 35 кВ	35	36,16	3,33

## **1.6 Выводы**

Был выбран эквивалент, включающий одну электростанцию, одну ПС 500 кВ, 9 ПС 220 кВ, 7 ПС 110 кВ и 7 ПС 35 кВ.

Анализ социально-экономического положения Белогорского района Амурской области показал выраженную тенденцию к развитию региона. В связи с этим для энергетического оборудования, устанавливаемого в данном районе, рекомендуется использовать климатическое исполнение УХЛ1..

Среди особенностей электроэнергетической системы Амурской области можно выделить наличие значительных объемов генерирующих мощностей внутри собственной энергосистемы, а также значительную протяжённость линий электропередачи напряжением 220–500 кВ.

После расчета существующего режима никаких проблем с параметрами режима не наблюдается. При расчете послеаварийных режимов мы наблюдаем приближение тока по ЛЭП к длительно допустимым значения и снижение напряжения в сети 35 кВ. Также приближение к номинальным значениям тока по АТ на ПС 220 кВ Белогорск в послеаварийном режиме.

## 2. ХАРАКТЕРИСТИКА ИННОВАЦИОННЫХ И ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ РАЗВИТИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Целью магистерской диссертации является реконструкция ПС 220 кВ Белогорск с учетом присоединения новых потребителей. Чтобы обеспечить соответствие подключения современным требованиям, необходимо использовать передовые технические решения. В данном разделе представлено инновационное оборудование, необходимое для подключения и эффективной эксплуатации подстанции.

### **2.1 Инновационные технологии, применяемые для цифровизации подстанций**

В современных условиях при проектировании развития электросетей, отдельных их участков или схем выдачи мощности особое значение приобретает внедрение инновационных технологий, обеспечивающих надёжное и бесперебойное электроснабжение потребителей.

#### **2.1.1 Инновационные технологии мониторинга трансформаторов на подстанции**

Мониторинг трансформаторов на подстанциях является критически важным для обеспечения надежности и безопасности электроснабжения. В последние годы внедрение инновационных технологий значительно улучшило процессы мониторинга и диагностики трансформаторов. Вот некоторые из них:

##### **1. Системы мониторинга состояния (Condition Monitoring Systems):**

Системы мониторинга состояния трансформаторов предназначены для отслеживания и анализа параметров работы оборудования в реальном времени. Они помогают выявлять потенциальные проблемы до того, как они приведут к серьезным повреждениям или авариям. Вот ключевые аспекты таких систем:

## 2. Основные параметры мониторинга

Системы мониторинга могут отслеживать различные параметры, включая, но не ограничиваясь:

- **Температура:** Измеряется температура обмоток и масла трансформатора. Повышение температуры может указывать на перегрузку или проблемы с охлаждением.

- **Давление:** Внутреннее давление в трансформаторе может изменяться из-за температурных колебаний или утечек газа.

- **Уровень масла:** Контроль уровня изоляционного масла важен для обеспечения правильной работы трансформатора и предотвращения перегрева.

- **Влажность:** Уровень влаги в масле может указывать на возможные утечки и ухудшение изоляционных свойств.

- **Электрические параметры:** Ток, напряжение, частота и другие электрические параметры также могут быть мониторированы для оценки состояния трансформатора.

## 3. Типы датчиков

Для сбора данных используются различные типы датчиков:

- **Термодатчики:** Для измерения температуры обмоток и масла.

- **Датчики давления:** Для контроля давления в системе.

- **Датчики уровня:** Для измерения уровня масла в резервуарах.

- **Датчики влажности:** Для оценки содержания воды в масле.

- **Электрические датчики:** Для мониторинга токов и напряжений.

## 3. Системы сбора данных

Данные от датчиков могут собираться и передаваться различными способами:

- **Проводные соединения:** Традиционный способ, при котором данные передаются через кабели к центральному контроллеру или серверу.

- Беспроводные технологии: Использование радиосигналов или Wi-Fi для передачи данных, что упрощает установку и снижает затраты на прокладку кабелей.

#### 4. Обработка и анализ данных

Собранные данные анализируются с помощью специализированного программного обеспечения. Это может включать:

- Мониторинг в реальном времени: Системы могут предоставлять информацию о текущем состоянии трансформатора и предупреждать о любых аномалиях.

- Исторический анализ: Хранение данных позволяет проводить анализ изменений параметров во времени, что помогает выявлять тренды и предсказывать будущие проблемы.

- Алгоритмы предсказательной аналитики: Использование методов машинного обучения для выявления паттернов и прогнозирования возможных отказов.

#### 5. Интерфейсы пользователя

Современные системы мониторинга имеют удобные интерфейсы, которые позволяют операторам легко получать доступ к информации:

- Графические интерфейсы: Визуализация данных в виде графиков и диаграмм для упрощения анализа.

- Уведомления и оповещения: Автоматические уведомления о критических состояниях или отклонениях от нормы, которые могут быть отправлены по электронной почте или через мобильные приложения.

#### 6. Преимущества систем мониторинга состояния

- Раннее выявление проблем: Позволяют оперативно реагировать на изменения состояния трансформаторов, что снижает риск аварий.

- Оптимизация обслуживания: Помогают планировать техническое обслуживание на основе реального состояния оборудования, а не по графику.

- Увеличение срока службы оборудования: Своевременное выявление проблем способствует продлению срока службы трансформаторов.

В целом, системы мониторинга состояния трансформаторов играют ключевую роль в обеспечении надежности и безопасности электроснабжения, позволяя эффективно управлять активами и минимизировать риски.

## 2. Интернет вещей (IoT):

Интернет вещей (IoT) представляет собой концепцию, при которой физические устройства, такие как датчики, машины и другие объекты, подключаются к интернету и могут обмениваться данными. В контексте мониторинга трансформаторов IoT открывает новые возможности для повышения эффективности, надежности и безопасности работы электрических сетей.

### 1. Датчики, подключенные к интернету

Датчики, установленные на трансформаторах, могут быть оснащены модулями связи, которые позволяют им передавать данные в облачные системы. Эти датчики могут включать:

- Термодатчики: Измеряют температуру обмоток и масла.
- Датчики давления: Следят за давлением внутри трансформатора.
- Датчики уровня: Контролируют уровень изоляционного масла.
- Электрические датчики: Измеряют токи и напряжения.

Преимущества подключения датчиков к интернету:

• Удаленный мониторинг: Операторы могут отслеживать состояние трансформаторов в реальном времени из любой точки мира.

• Автоматизированная передача данных: Данные передаются автоматически, что снижает вероятность человеческой ошибки и упрощает процесс сбора информации.

• Снижение затрат на обслуживание: Своевременное выявление проблем позволяет избежать дорогостоящих ремонтов и простоев.

### 2. Облачные системы для хранения и анализа данных

Данные, собранные с датчиков, передаются в облачные системы, где они могут храниться, обрабатываться и анализироваться. Облачные платформы предлагают множество преимуществ:

- Масштабируемость: Облачные решения могут легко масштабироваться в зависимости от объема данных и количества подключенных устройств.

- Безопасность: Современные облачные платформы предлагают высокие стандарты безопасности для защиты данных.

- Доступность: Данные доступны в любое время и из любого места, что упрощает доступ к информации для всех заинтересованных сторон.

### 3. Анализ больших объемов информации

Сбор данных в режиме реального времени позволяет не только мониторить текущее состояние трансформаторов, но и проводить глубокий анализ больших объемов информации. Это включает:

- Анализ трендов: Выявление закономерностей в работе трансформаторов на основе исторических данных. Например, можно определить, как температура меняется в зависимости от времени суток или сезона.

- Прогнозирование отказов: Используя алгоритмы машинного обучения, можно предсказать вероятность отказа оборудования на основе собранных данных. Это позволяет заранее принимать меры по техническому обслуживанию.

- Оптимизация работы: Анализ данных может помочь оптимизировать параметры работы трансформаторов, что приведет к повышению их эффективности и снижению затрат на электроэнергию.

### 4. Примеры применения IoT в мониторинге трансформаторов

- Умные сети (Smart Grids): Внедрение IoT-технологий в электросети позволяет создавать умные сети, которые автоматически регулируют распределение электроэнергии и реагируют на изменения в спросе.

- Прогнозирование технического обслуживания: Использование аналитических инструментов для определения оптимальных сроков обслуживания трансформаторов на основе фактического состояния оборудования.

- Интеграция с другими системами: Данные из систем мониторинга могут быть интегрированы с другими корпоративными системами, такими как ERP или CMMS, для более эффективного управления активами.

Интернет вещей (IoT) революционизирует подход к мониторингу состояния трансформаторов, позволяя собирать и анализировать данные в реальном времени. Это не только повышает эффективность работы оборудования, но и способствует улучшению надежности и безопасности электрических сетей. Внедрение IoT-технологий открывает новые горизонты для управления активами и оптимизации процессов в энергетическом секторе.

### 3. Анализ данных и искусственный интеллект (AI):

Анализ данных и искусственный интеллект (AI) играют ключевую роль в современном мониторинге трансформаторов, позволяя не только собирать данные, но и извлекать из них ценную информацию. Использование алгоритмов машинного обучения и других методов анализа данных позволяет значительно повысить надежность и эффективность работы трансформаторов.

#### 1. Алгоритмы машинного обучения для предсказания отказов

Алгоритмы машинного обучения (ML) применяются для анализа больших объемов данных, собранных с датчиков трансформаторов. Эти алгоритмы могут обучаться на исторических данных о работе оборудования, что позволяет им делать прогнозы о возможных отказах. Основные этапы этого процесса включают:

- Сбор данных: Данные могут включать информацию о температуре, давлении, уровне масла, токах и напряжениях, а также исторические данные о ремонтах и сбоях.

- Предобработка данных: На этом этапе данные очищаются от шумов и выбросов, нормализуются и преобразуются в формат, пригодный для анализа. Это может включать заполнение пропусков, преобразование категориальных переменных в числовые и т.д.

- Обучение модели: Выбор подходящего алгоритма (например, регрессия, деревья решений, нейронные сети) и обучение модели на обучающем наборе данных. Модель учится выявлять закономерности и зависимости между параметрами работы трансформатора и его состоянием.

- Тестирование и валидация: Модель проверяется на тестовом наборе данных для оценки ее точности и способности предсказывать отказы. Важно использовать метрики, такие как точность, полнота и F1-мера для оценки качества модели.

- Прогнозирование: После успешного обучения модель может использоваться для прогнозирования вероятности отказа трансформатора на основе новых данных в реальном времени.

## 2. Выявление паттернов и аномалий

AI также может быть использован для выявления паттернов и аномалий в работе трансформаторов. Это позволяет более точно диагностировать проблемы и оперативно реагировать на них. Основные подходы включают:

- Анализ временных рядов: Данные, собранные с датчиков, часто представляют собой временные ряды. Алгоритмы анализа временных рядов (например, ARIMA, LSTM) могут использоваться для выявления трендов и сезонных колебаний, а также для прогнозирования будущих значений.

- Методы кластеризации: Алгоритмы кластеризации (например, K-средние, DBSCAN) могут использоваться для группировки данных по схожести. Это позволяет выявлять нормальные и аномальные состояния работы трансформатора.

- Обнаружение аномалий: Специальные алгоритмы для обнаружения аномалий (например, Isolation Forest, One-Class SVM) могут быть применены для автоматического выявления отклонений от нормального поведения трансформатора. Это может помочь быстро идентифицировать потенциальные проблемы до того, как они приведут к серьезным сбоям.

## 3. Применение результатов анализа

Результаты анализа данных с использованием AI могут быть использованы для:

- Улучшения технического обслуживания: Прогнозирование отказов позволяет планировать техническое обслуживание заранее, что снижает вероятность непредвиденных простоев.
- Оптимизации работы трансформаторов: Выявление паттернов в работе оборудования может помочь оптимизировать его параметры, что приведет к повышению эффективности работы.
- Повышения безопасности: Быстрое обнаружение аномалий может предотвратить аварийные ситуации и повысить общую безопасность эксплуатации трансформаторов.

Использование анализа данных и искусственного интеллекта в мониторинге трансформаторов открывает новые горизонты для повышения надежности и эффективности работы электрических сетей.

Алгоритмы машинного обучения позволяют предсказывать возможные отказы, а методы выявления паттернов и аномалий способствуют более точной диагностике состояния оборудования. В результате это ведет к снижению затрат на обслуживание и увеличению срока службы трансформаторов.

Беспроводные технологии передачи данных стали важным элементом в мониторинге трансформаторов и других промышленных объектов. Они обеспечивают гибкость, удобство и экономическую эффективность, что делает их особенно привлекательными для использования в условиях, где традиционные проводные решения могут быть сложными или нецелесообразными.

#### 1. Преимущества беспроводных датчиков

##### 1.1. Установка в труднодоступных местах

- Гибкость размещения: Беспроводные датчики могут быть установлены в местах, которые трудно достать с помощью проводного подключения. Это особенно актуально для трансформаторов, расположенных в удаленных или ограниченных пространствах, таких как подстанции, крыши зданий или внутри промышленных установок.

- Минимизация вмешательства: Поскольку беспроводные датчики не требуют прокладки кабелей, они могут быть легко установлены без необходимости проведения значительных строительных работ или изменения существующей инфраструктуры.

## 1.2. Снижение затрат на прокладку кабелей

- Экономия на материалах: Прокладка кабелей может быть дорогой из-за стоимости самих материалов, а также затрат на трудозатраты при установке. Беспроводные решения устраняют необходимость в этих затратах.

- Снижение времени установки: Установка беспроводных датчиков занимает меньше времени по сравнению с прокладкой кабелей, что позволяет быстрее развернуть систему мониторинга и сократить время простоя оборудования.

## 2. Технологии беспроводной передачи данных

### 2.1. Радиочастотная идентификация (RFID)

- Применение: RFID-метки могут использоваться для отслеживания состояния трансформаторов и других компонентов системы. Они позволяют собирать данные о местоположении и состоянии оборудования без необходимости прямого контакта.

### 2.2. Wi-Fi

- Скорость и пропускная способность: Wi-Fi обеспечивает высокую скорость передачи данных и может использоваться для передачи больших объемов информации в реальном времени. Это особенно полезно для систем, требующих постоянного мониторинга.

### 2.3. Bluetooth и BLE (Bluetooth Low Energy)

- Энергоэффективность: Bluetooth и BLE идеально подходят для приложений, где критична экономия энергии, поскольку они потребляют значительно меньше ресурсов, чем традиционные Wi-Fi решения.

#### 2.4. Zigbee и LoRaWAN

- Долгосрочная связь: Zigbee и LoRaWAN предназначены для создания сетей с низким энергопотреблением и большой дальностью действия, что делает их подходящими для мониторинга распределенных объектов, таких как трансформаторы на подстанциях.

### 3. Применение беспроводных технологий в мониторинге трансформаторов

#### 3.1. Сбор данных о состоянии

- Беспроводные датчики могут собирать данные о температуре, уровне масла, вибрациях и других параметрах работы трансформатора и передавать эти данные в реальном времени на центральный сервер или облачное хранилище.

#### 3.2. Уведомления о неисправностях

- Системы мониторинга могут автоматически отправлять уведомления и предупреждения операторам в случае обнаружения аномалий или превышения допустимых значений параметров работы трансформатора.

#### 3.3. Интеграция с IoT

- Беспроводные датчики легко интегрируются в экосистему Интернета вещей (IoT), что позволяет создавать более сложные системы мониторинга и управления, которые могут анализировать данные в реальном времени и принимать решения на основе полученной информации.

Технологии беспроводной передачи данных значительно упрощают процесс мониторинга трансформаторов, позволяя устанавливать датчики в труднодоступных местах, снижая затраты на прокладку кабелей и ускоряя установку систем мониторинга. Эти преимущества делают беспроводные решения привлекательными для современных промышленных приложений, способствуя повышению эффективности и надежности работы электрических сетей.

#### 5. Термография:

- Инфракрасная термография позволяет визуализировать температурные аномалии на поверхности трансформаторов.

- Это помогает в раннем выявлении проблем, таких как перегрев изоляции или соединений.

#### 6. Датчики качества масла:

- Современные датчики могут измерять уровень влаги, кислотности и других параметров изоляционного масла.

- Позволяют оценить состояние масла и предсказать необходимость его замены.

#### 7. Виртуальная реальность (VR) и дополненная реальность (AR):

- Используются для обучения персонала и визуализации данных мониторинга.

- AR может помочь техникам в процессе обслуживания, предоставляя им необходимую информацию прямо на месте.

#### 8. Моделирование и симуляция:

- Программное обеспечение для моделирования позволяет предсказывать поведение трансформаторов в различных условиях эксплуатации.

- Это помогает в планировании технического обслуживания и оптимизации работы оборудования.

Внедрение этих технологий позволяет повысить эффективность эксплуатации трансформаторов, снизить риски аварий и улучшить качество электроснабжения.

### **2.1.2 Цифровизация подстанций путём создания системы управления коммутационными аппаратами с автоматизированного рабочего места диспетчера**

В последние годы цифровизация стала ключевым направлением развития энергетических систем по всему миру. Она тесно связана с внедрением современных функциональных решений нового поколения — цифровых подстанций (ПС), цифровых распределительных устройств (РУ), цифровых сетей и систем цифровой диагностики [22, 53].

С 2018 года понятие «Цифровая подстанция» получило новое трактование в соответствии с действующими стандартами. Теперь под этим термином понимается подстанция электроэнергетической системы с высоким уровнем автоматизации, в которой управление и обмен информацией между элементами осуществляется в цифровом формате на основе стандартов серии МЭК 61850. В отличие от определения, действовавшего с 2011 года, новая редакция акцентирует внимание на использовании международного стандарта МЭК 61850 как основы для построения цифровых подстанций, подробно регламентирующего их реализацию [53].

К несомненным преимуществам данной технологии относятся:

- невысокая стоимость реализации;
- существенное (25-30%) сокращение объема кабельной продукции;
- полное соответствие действующим НТД ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС»;
- ПДС – полевые контроллеры, устанавливаемые в помещении в непосредственной близости к силовому оборудованию;
- габариты подстанций существенно меньше, чем с ОРУ аналогичного класса напряжения, что снижает экономический эффект от применения данного решения;

- ПДС, выполняющие сбор сигналов всех коммутационных аппаратов присоединения, в том числе с отключением выключателя от РЗА по GOOSE.

В результате этого этапа происходит полная цифровая обработка дискретных сигналов ТС, ТУ и ОБ для всех коммутационных аппаратов, а также примерно на 50% сокращается объем используемой кабельной продукции по сравнению с первоначальным состоянием

- полевые преобразователи аналоговых сигналов (ПАС), устанавливаемые в шкафы ИНБРЭС-ШПАС с выходом МЭК 61850-9-2, подключаемые к цепям традиционных ТТ/ТН;

- Предусматривается полная цифровизация всех аналоговых цепей на подстанции при сохранении возможности эксплуатации традиционного оборудования вторичных систем..

- Цифровые измерительные трансформаторы (ЦИТ) с интерфейсом по стандарту МЭК 61850-9-2. Максимальное внедрение цифровых технологий при сохранении распределённой архитектуры релейной защиты и автоматики (РЗА), противоаварийной автоматики (ПА), автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП) и других вторичных систем объекта

.Цели создания.

Уменьшение капитальных затрат:

- уменьшение затрат на кабельную продукцию и кабельные сооружения;  
- уменьшение стоимости терминалов (унификация аппаратной части, замена модулей ввода на цифровые интерфейсы);

- Сокращение площади земельных участков, требуемых для размещения подстанции, благодаря использованию оптических цифровых трансформаторов тока и напряжения, а также современного микропроцессорного вторичного оборудования.

- увеличение срока службы силового электрооборудования (расширенная диагностика);

- Снижение затрат на проектирование, монтаж и пусконаладочные работы за счет сокращения количества кабелей и оборудования, а также расширения возможностей стандартизации проектных решений в части шкафного оборудования и цифровых коммуникаций.

Уменьшение эксплуатационных затрат (на техобслуживание):

- упрощение эксплуатации и обслуживания (постоянная расширенная диагностика в режиме реального времени, в т.ч. метрологических характеристик; сбор и отображение исчерпывающей информации о состоянии и функционировании ПС);

увеличение точности измерений (особенно при токах менее 10-15% $I_n$ ) и увеличение благодаря этому точности учета электроэнергии и точности ОМП;

- сокращение возможности появления дефектов типа «земля в сети постоянного тока» (сокращение размерности СОПТ ввиду использования цифровых оптических связей);

- Снижение числа внезапных отказов основного электрооборудования и связанных с ними штрафов за недоотпуск электроэнергии и нарушения производственного процесса благодаря расширенным возможностям диагностики всего комплекса технических средств цифровой подстанции;

- Сокращение числа сбоев, некорректной работы и отказов релейной защиты и автоматики благодаря использованию оптических кабелей вместо медных, что повышает электромагнитную совместимость современного микропроцессорного вторичного оборудования.;

- Повышение надежности работы алгоритмов релейной защиты и автоматики за счет отсутствия насыщения и возможности измерения апериодической составляющей с помощью оптических цифровых трансформаторов тока, что позволяет упростить и улучшить алгоритмы РЗА.

- Снижение энергопотребления в цепях переменного тока и напряжения благодаря использованию оптических трансформаторов тока и напряжения [22]

**Описание структуры цифровой подстанции.**

Термин «Цифровая подстанция» (ЦПС) обозначает специфическую цифровую архитектуру и взаимодействие технологических систем подстанции — таких как релейная защита и автоматика (РЗА), автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП), автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) и других. Взаимодействие происходит как внутри каждой системы, так и между системами, а также между системами и первичным оборудованием. Управление и функционирование таких подстанций осуществляется с помощью программно-технического комплекса цифровой подстанции (ПТК ЦПС), который структурирован по уровням: процессу, присоединению и подстанции. Эти уровни связаны между собой через сегменты локальной вычислительной сети Ethernet. Сегменты ЛВС включают в себя:

- шину процесса, объединяющую уровни процесса и присоединения;
- шину подстанции, объединяющую уровни присоединения и подстанции.

#### **Уровень процесса.**

Назначение:

- организация сопряжения основного оборудования с ПТК ЦПС;
- сбор дискретной информации с «сухих» контактов основного оборудования (например, с блок-контактов коммутационных аппаратов) и её оцифровка;
- сбор аналоговых данных (например, с измерительных трансформаторов тока и напряжения) и их преобразование в цифровой формат (при использовании оптических измерительных трансформаторов сигнал изначально поступает в цифровом виде);
- передача собранной информации на вышестоящие уровни;
- Приём команд управления от вышестоящих уровней в цифровом формате с последующим воздействием на основное оборудование (например, включение или отключение коммутационного аппарата).

Состав:

- в случае отсутствия у основного оборудования встроенного цифрового интерфейса для оцифровки сигналов используют устройства сопряжения с объектом (УСО):

а) ПАС (AMU) – преобразователи аналоговых сигналов;

б) ПДС (DMU) – преобразователи дискретных сигналов. - указанные устройства могут быть отдельными или объединенными в одном комбинированном устройстве.

- Устройство сбора информации для цифровизации не требуется, если цифровой интерфейс уже встроен в основное оборудование (например, аналоговые сигналы собираются непосредственно с оптических трансформаторов тока и напряжения).

- оба варианта соответствуют СТО 34.01-21-004-2019.

- на практике часто встречаются решения, где устройства уровня процесса совмещены с устройствами уровня присоединения.

Способ передачи данных:

- Информация от основного оборудования до преобразователей аналоговых и дискретных сигналов (ПАС и ПДС) передается через контрольный кабель с медными проводниками..

ПАС и ПДС стремятся установить максимально близко к основному оборудованию.

- далее от ПАС и ПДС по волоконнооптическим кабельным линиям информация поступает в коммутаторы шины процесса.

- аналоговая информация в цифровом виде передается в виде потока данных SVпоток.

- SV-поток состоит из кадров Ethernet в соответствии со спецификацией МЭК 61850-9-2LE.

- в соответствии со спецификацией МЭК 61850-9-2LE с учетом МЭК 61869:

- Поток данных для релейной защиты, автоматики и измерений содержит один набор данных (4 токовых и 4 напряженческих сигнала), при этом за период передается 80 Ethernet-кадров.

- Поток данных для коммерческого учета и контроля качества электроэнергии состоит из 8 наборов данных, каждый из которых содержит по 4 тока и 4 напряжения, при этом за период передаются 32 Ethernet-кадра [22].

### **Уровень присоединения.**

Назначение:

- прием и обработка данных, получаемых от устройств уровня присоединения;

- Реализация соответствующих алгоритмов прикладных функций с передачей режимных и диагностических данных на уровень шины подстанции;

- обмен информацией с уровнями процесса.

Состав:

- Интеллектуальные электронные устройства (ИЭУ), реализующие прикладные функции автоматизированных систем технологического управления (АСТУ), включая релейную защиту и автоматику (РЗА), предназначенные для соответствующего основного оборудования [СТО 34.01-21-004-2019].

Способ передачи данных:

- Мгновенные значения тока и напряжения принимаются интеллектуальными электронными устройствами (ИЭУ) по протоколу МЭК 61850-9-2 SV через шину процессов с использованием волоконно-оптических линий связи.

- Обмен дискретными данными с устройствами уровня процесса и другими устройствами уровня присоединения осуществляется по протоколу МЭК 61850-8-1 GOOSE через волоконно-оптические линии связи..

### **Уровень подстанции.**

Назначение:

- консолидация информации, получаемой от уровня присоединения;
- Обеспечение скоординированного выполнения команд оператора непосредственно на подстанции и/или команд вышестоящего уровня управления с формированием управляющих воздействий с применением сервисов МЭК 61850-8-1:

- для управления основным оборудованием;
- для управления программными ключами в составе АСТУ;
- для изменения уставок;
- прием и обработка данных, получаемых от устройств уровня присоединения;

- выполнение соответствующих алгоритмов прикладных функций с передачей режимной и диагностической информации на уровень шины подстанции;

- обмен информацией с уровнями процесса; Состав: - сервера АСУ ТП / ССПИ;

- сервера и АРМ SCADA системы ЦПС;

- устройства регистрации параметров переходных процессов в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах;

- средства информационной интеграции цифровой ПС и ЦУС в соответствии с МЭК 61850-90-2 - данный уровень должен быть образован серверами, объединенными в отказоустойчивый кластер, на платформе виртуализации которого работают сервера и АРМ уровня подстанции.

Способ передачи данных:

- Сервера уровня подстанции взаимодействуют с устройствами уровня присоединения через локальную вычислительную сеть (ЛВС) шины подстанции, используя клиент-серверные сервисы в соответствии с МЭК 61850-8-1. Обмен файловой информацией осуществляется посредством файловых сервисов, также соответствующих МЭК 61850-8. Для информационного обмена цифровой подстанции (ЦПС) с вышестоящими уровнями управления (ЦУС), обеспечивая передачу оперативной и

неоперативной информации в обоих направлениях, сервера системы сбора и передачи информации (ССПИ) должны поддерживать клиент-серверные сервисы согласно МЭК 61850-8-1.

- Для обеспечения информационного обмена с существующими (унаследованными) SCADA-системами, не поддерживающими клиент-серверный обмен по стандарту МЭК 61850-8-1, сервера ССПИ обязаны также поддерживать протокол МЭК 60870-5-104 [СТО 34.01-21-004-2019]. [22].

### **Достоинства и недостатки, области применения ЦПС.**

Плюсы: Снижение стоимости оборудования на 30%:

- Снижение затрат на внедрение оборудования на смежных подстанциях за счёт применения общего оборудования.;

- Уменьшение габаритов здания общеподстанционных пунктов управления (ОПУ) благодаря снижению количества медных кабелей, панелей и прочих элементов, а также сокращение сроков проектирования до 25%.

- стандартизированные физические интерфейсы;

- упрощённая прошивка и настройки;

- упрощённое автоматическое создание чертежей с помощью программного обеспечения;

- стандартизированное документирование соединений с первичным оборудованием.

Сокращение объёмов монтажных и пусконаладочных работ до 45%:

- Установка объединённого устройства управления подстанцией, объединяющего функции управления и релейной защиты, позволяет сократить время монтажа за счёт устранения необходимости в кабельных соединениях;

- снижение риска ошибки за счёт стандартизированных физических соединений;

- упрощённая установка шкафов управления за счёт понятного интерфейса подключения;

- нивелирование ошибок благодаря регулярному мониторингу;

- обеспечение безопасности сотрудникам на объекте за счёт отсутствия кабелей в здании ОПУ.

Сокращение затрат до 15% на обслуживание энергообъекта:

- возможность расширения и модернизации системы в процессе эксплуатации;

- Сокращение числа приёмных проверок благодаря стандартизированному подходу к этапам разработки и монтажа оборудования..

Минусы:

- Пробелы в НТД;

- Отсутствие промышленных образцов цифровых трансформаторов тока и напряжения, пригодных для массового внедрения на энергетических объектах;

- Отсутствие единого стандартизированного подхода среди энергетических компаний к цифровизации объектов;

- необходимо разрабатывать ПО для проектирования ЦПС.

Разработка ПО в соответствии с ИЕС 61850-4;

- оборудование и ПО должно проходить опытную эксплуатацию для определения явных преимуществ;

- повышение квалификации наладочных, эксплуатирующих и проектных организаций;

- создание и проведение курсов по ЦП на базе сформированных стандартов;

- применение сервисов цифрового проектирования, наладки, снижающих сложность для использования;

- Требуется подготовка специалистов по релейной защите и автоматике (РЗА) со знанием цифровых технологий — системных инженеров, обладающих базовыми знаниями в области электроэнергетики, РЗА и цифровых систем связи цифровых подстанций (ЦПС).;

- проблема кибербезопасности – отсутствие адекватных предложений по решению вопроса;

- высокая стоимость технологии на первом этапе;

- Для обеспечения надежной работы системы релейной защиты и автоматики (РЗА) необходимо рассчитывать параметры локальной вычислительной сети (ЛВС). Это означает, что РЗА будет освобождена от использования дискретных цепей, но при этом станет зависимой от коммуникационной сети подстанции

## **2.2 Выводы**

Исходя из вышеперечисленного, для реконструкции ПС 220 кВ Белогорск предлагается применение следующих инновационные технологии:

– Использование мониторинга трансформаторов на подстанциях является крайне важным для обеспечения надежности и безопасности электроснабжения. В последние годы внедрение современных инновационных технологий значительно повысило эффективность процессов мониторинга и диагностики трансформаторов;

– Цифровая подстанция — это, без сомнения, качественный шаг в будущее энергетики. Переход к необслуживаемым подстанциям становится важной целью для повышения безопасности обслуживающего персонала и оптимизации ресурсов в условиях современного мира..

### 3. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ В СВЯЗИ С РЕКОНСТРУКЦИЕЙ ПОДСТАНЦИЙ БЕЛОГОРСК

В этом разделе будет выполнена разработка вариантов реконструкции ПС 220 кВ Белогорск в электрических сетях Амурской области, а также выбран оптимальный вариант для дальнейших расчетов. Согласно «Схеме и программе развития электроэнергетики ЕЭС РФ на период 2024–2029 годов» ожидается увеличение нагрузки в Белогорском районе на 40 МВт.

Произведем расчет вероятностно–статистических характеристик для реконструируемой ПС 220 кВ Белогорск согласно методике описанной в пункте 1.

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg}\varphi \quad (11)$$

$$Q_{\max} = 75,38 \cdot 0,4 = 30,15 \text{ МВАр}$$

где  $\operatorname{tg}\varphi$  – коэффициент реактивной мощности, принимаемый 0,4 для сетей напряжением 1 – 220 кВ в соответствии приказа Минэнерго РФ от 23.06.2015 №380;

Таблица 16 – Значения вероятностно–статистических характеристик для подключаемых ПС

Подстанция	$P_{\max}$ , МВт	$P_{\text{ср}}$ , МВт	$P_{\text{эф}}$ , МВт	$P_{\min}$ , МВт	$Q_{\max}$ , Мвар	$Q_{\text{ср}}$ , Мвар	$Q_{\text{эф}}$ , Мвар	$Q_{\min}$ , Мвар
ПС Белогорск	140,385	113,7	112,2	108,6	32,6	32	31,6	30,2

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

Цель данного раздела заключается в разработке и обосновании нескольких вариантов модернизации электрической сети Амурской области, обусловленной реконструкцией ПС 220 кВ Белогорск. Каждый из предложенных вариантов развития сети представлен в виде графовой схемы, отражающей географическое расположение объектов и соответствующей топологической структуре, приведённой на рисунке 1.

**Вариант 1.** Предусматривает реконструкцию ПС 220 кВ Белогорск с строительством захода от ВЛ 220 кВ Амурская – Белогорск/т данный вариант представлен на рисунке 4. Данный вариант подразумевает:

- реконструкцию ПС 220 кВ Белогорск;
- строительство захода от ВЛ 220 кВ Амурская – Белогорск/т.

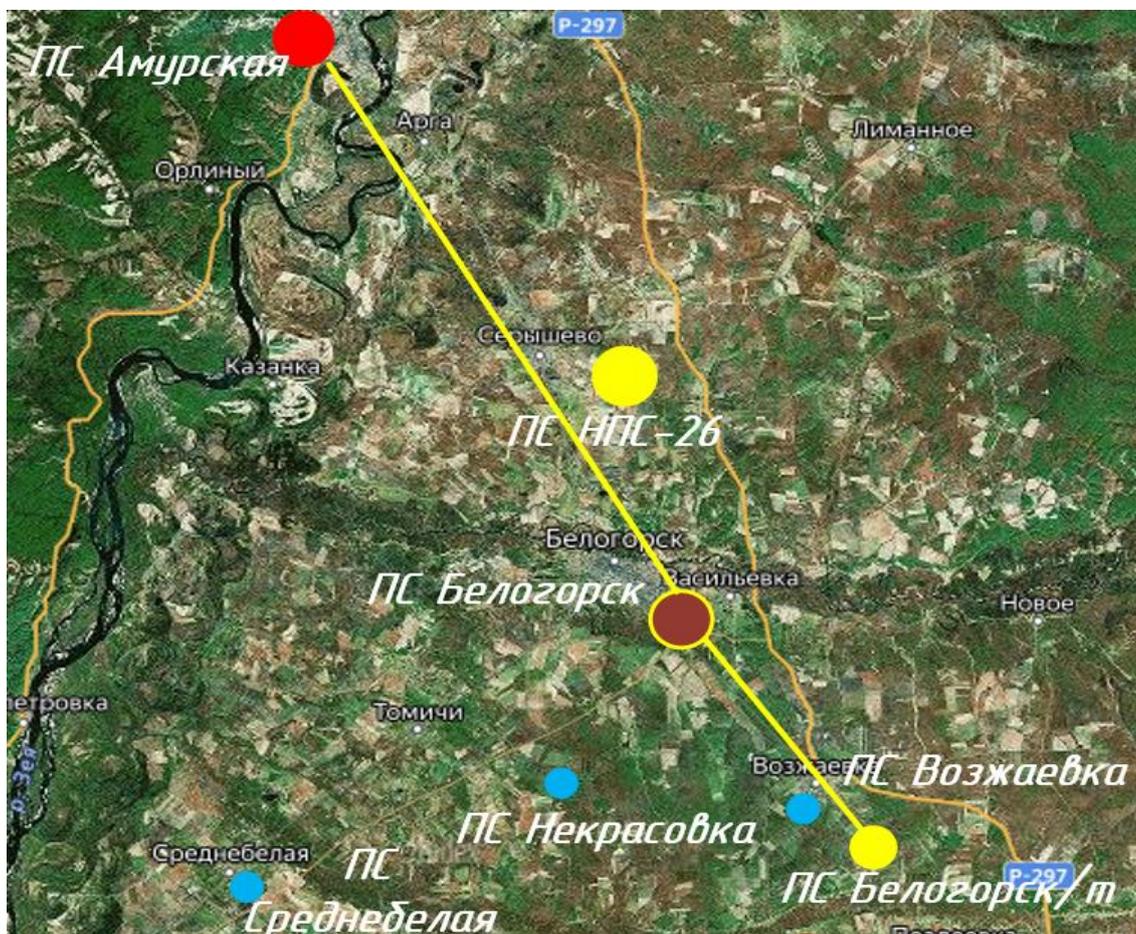


Рисунок 4 - Вариант подключения 1

**Вариант 2.** Предусматривает реконструкцию ПС 220 кВ Белогорск с строительством захода от ВЛ 220 кВ Амурская – Белогорск/т и ВЛ 220 кВ Короли/т – НПС-26 данный вариант представлен на рисунке 5. Данный вариант подразумевает:

- реконструкцию ПС 220 кВ Белогорск;
- строительство захода от ВЛ 220 кВ Короли/т – НСП 26.
- строительство захода от ВЛ 220 кВ Амурская – Белогорск/т.

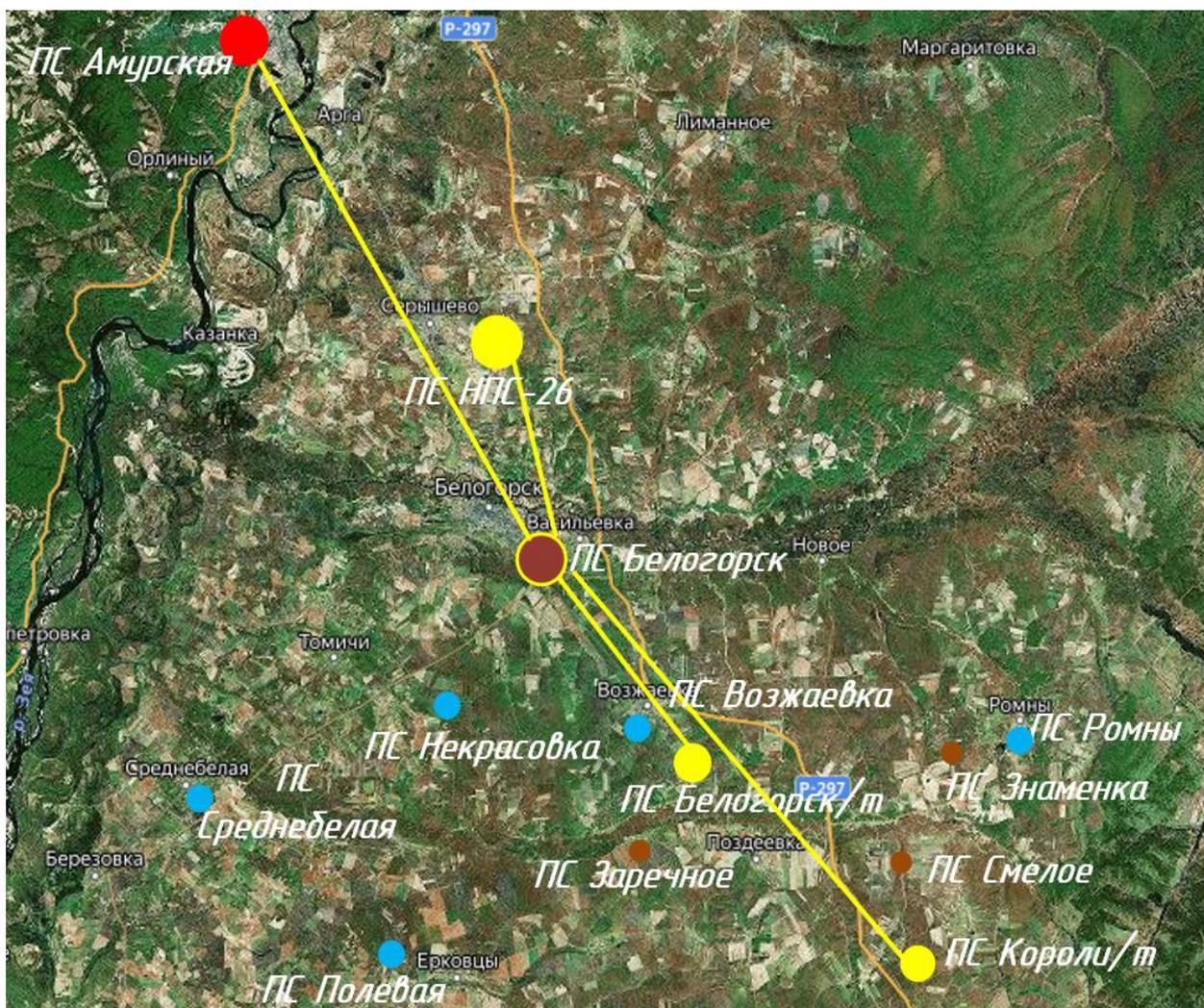


Рисунок 5 - Вариант подключения 2

**Вариант 3.** Предусматривает реконструкцию ПС 220 кВ Белогорск с строительством ВЛ 220 кВ Амурская – Белогорск - Завитая данный вариант представлен на рисунке 6. Данный вариант подразумевает:

- реконструкцию ПС 220 кВ Белогорск;



Общие принципы экономически целесообразного формирования электрических сетей могут быть сформулированы следующим образом:

1) Схема сети должна быть максимально упрощённой, а подача электроэнергии к потребителям — осуществляться по кратчайшему маршруту. Такой подход способствует снижению затрат на строительство линий электропередачи и уменьшению потерь мощности и электроэнергии;

2) При проектировании электрических сетей рекомендуется минимизировать число ступеней трансформации напряжения, что позволяет сократить установленную мощность трансформаторов и автотрансформаторов, а также уменьшить потери мощности и электроэнергии.

Из трёх предложенных схем будет выбрано две наиболее эффективные.

Критериями для выбора послужат следующие показатели:

- 1) Меньшие суммарные длины линии в одноцепном исполнении.
- 2) Минимальное количество выключателей.
- 3) Минимальное число трансформаций.

Весь расчет по каждой схеме сводим в таблицу 17.

Таблица 17 – Суммарная длина линий и суммарное число выключателей

№ варианта	Длина линии км	Дополнительная реконструкция
1	2	-
2	4	-
3	190	Добавление 2х линейных ячеек

Из предложенных 3 вариантов выбран вариант №1 и №2, так как имеют наименьшее количество выключателей и наименьшую протяженность линии.

Вариант №1:

При реконструкции ПС 220 кВ Белогорск необходимо строительство захода от ВЛ 220 кВ Амурская – Белогорск/т длиной 2 км.

Для ПС Белогорск выбираем следующие типовые схему РУ:

Схема РУ ВН (220 кВ): «одна рабочая секционированная выключателем система шин» (9).

Схема РУ ВН (110 кВ): «одна рабочая секционированная выключателем система шин» (9).

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

Вариант №2:

При реконструкции ПС 220 кВ Белогорск необходимо строительство захода от ВЛ 220 кВ Амурская – Белогорск/т длиной 2 км и захода от ВЛ 220 кВ Короли/т – НПС-26 длиной 2 км.

Для ПС Белогорск выбираем следующие типовые схему РУ:

Схема РУ ВН (220 кВ): «одна рабочая секционированная выключателем система шин» (9).

Схема РУ ВН (110 кВ): «одна рабочая секционированная выключателем система шин» (9).

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

### **3.3 Вывод**

Были разработаны три варианта развития электрической сети с описанием необходимых мероприятий по их реализации. По результатам сравнительного анализа для последующего технического обоснования выбраны первый и второй варианты. С учетом рассмотренного в разделе 2 инновационного оборудования, для этих вариантов возможно внедрение всех предложенных передовых технологий

#### 4. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОРАБОТКА ВЫБРАННЫХ ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ В СВЯЗИ С РЕКОНСТРУКЦИЕЙ ПОДСТАНЦИИ БЕЛОГОРСК

Для оценки осуществимости реализации предложенных вариантов в разделе 3 произведем их техническую проработку и рассмотрим возможность их реализации по режиму.

##### 4.1 Выбор трансформаторов для подключаемой подстанции

Мощность силовых трансформаторов для ПС 220 кВ Белогорск рассчитывается на основе средней активной мощности и некомпенсированной реактивной мощности, полученных в разделе 3. Количество трансформаторов определяется исходя из категории надежности электроснабжения потребителей: при наличии потребителей I и II категории на подстанции должно быть установлено не менее двух трансформаторов. При выходе из строя одного из них второй обязан обеспечивать подачу полной расчетной нагрузки.

Для выбора трансформатора необходимо рассчитать его расчетную мощность, МВА:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{срi}^2 + Q_{нескi}^2}}{n \cdot K_3}, \quad (12)$$

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

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

$P_{срi}$  – среднее значение активной мощности в зимний период, МВт;

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

$$S_{р \text{ Белогорск}} = \frac{\sqrt{14.6^2 + 5.8^2}}{2 \cdot 0,7} = 84,36 \text{ МВА.}$$

Выбираем трансформаторы АДЦТН – 125000/220 [8].

После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в номинальном и послеаварийном режимах работы [4].

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{P_{cp(зима)}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot S_{ТРном}}. \quad (13)$$

Полученное значение коэффициента загрузки не должно выходить за границы интервала 0,5 – 0,7.

Проверку трансформаторов осуществляем в послеаварийном режиме на подстанциях [4]:

$$K_{з.ав} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{(n-1) \cdot S_{ном}}, \quad (14)$$

где  $n$  – количество трансформаторов;

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

В таблице 18 приведены значения коэффициентов загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режиме

Таблица 18 – Выбор силовых трансформаторов [8]

Название ПС	$S_{тр.расч}$ , МВА	Тип трансформатора	$S_{тр}$ , МВА	$K_{з.н.}$	$K_{п.а.}$
Белогорск	84.37	АДЦТН 125000/220/110	125	0.52	1,12

Диапазон для выбора силовых трансформаторов по коэффициенту загрузки в нормальном режиме работы ( $0,5 \leq K_{зр} \leq 0,7$ ); в послеаварийном

режиме ( $1 \leq K_{з.на} \leq 1,4$ ). Вывод – выбираем данные трансформаторы для установки на ПС [8].

#### 4.2 Вариант реконструкции ПС 220 кВ Белогорск с строительством захода от ВЛ 220 кВ Амурская – Белогорск/т

На воздушных линиях предусматривается применение сталеалюминевых проводов марки АС.

Сечение провода представляет собой один из важнейших параметров линии электропередачи. С его увеличением возрастают капитальные затраты на строительство линии и связанные с этим эксплуатационные отчисления. В то же время, увеличение сечения способствует снижению потерь электроэнергии и, соответственно, уменьшению их годовой стоимости.

Для воздушных линий предусматривается использование сталеалюминевых проводов марки АС. Их выбор осуществляется на основе метода экономически обоснованных токовых интервалов с учетом величины расчетной токовой нагрузки.

Для этого необходимо найти максимальный ток в воздушных линиях по следующей формуле:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max з}^2 + Q_{\text{нескз}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}} \cdot 10^3, \quad (15)$$

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

$P_{\max з}$  - потоки активной максимальной мощности, передаваемой по линии в зимний период, МВт;

$Q_{\text{нескз}}$  - потоки максимальной некомпенсированной реактивной мощности, передаваемой по линии в зимний период, МВАр;

$n_{\text{ц}}$  – количество цепей линии;

$U_{\text{ном}}$  - номинальное напряжение, кВ.

Далее определим расчетные токи на участках линии, в зависимости от которых, по экономическим токовым интервалам выберем сечение проводов ЛЭП:

$$I_P = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t; \quad (16)$$

где  $I_{max}$  - максимальный ток, А;

$\alpha_i$  - коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, равный 1,05;

$\alpha_t$  - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки. Примем данный коэффициент равным 1,05.

$$I_{d.d} \geq I_{P.П}, \quad (17)$$

где  $I_{d.d}$  - длительно допустимый ток выбранного сечения, А;

$I_{P.П}$  - расчетный послеаварийный ток.

Рассмотрим пример расчета.

Для примера рассмотрим расчет для головного участка Амурская – Белогорск. Теперь приведем расчет максимального тока для данного участка:

$$I_{max \text{ Амурская-белог}} = \frac{\sqrt{113,7^2 + 32^2}}{2 \cdot 220 \cdot \sqrt{3}} \cdot 10^3 = 155 \text{ А}$$

Расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_{P \text{ Амурская-белог}} = 1,05 \cdot 1,05 \cdot 155 = 170 \text{ А}$$

Примем к установке на данном участке провод АС-240/32 с длительно допустимым током  $I_{доп} = 605 \text{ А}$ .

Проектируемые ЛЭП, обеспечивающие подключение ПС Белогорск, будут выполнены проводами марки АС-240/32.

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режима.

Таблица 19 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	$I_{\max}, \text{ А}$	$I_{\text{доп}}, \text{ А}$	$I/I_{\text{доп}}, \%$
оп. Свободный - Амурская 220 кВ	327,83	630	52,04
оп. Свободный - Белогорск 220 кВ	305,06	630	48,78
Завитая 35 кВ - Успеновка 35 кВ	127,94	330	38,77
Успеновка 35 кВ - Белый яр 35 кВ	119,76	330	36,29
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	290,16	960	30,23
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	290,16	960	30,23
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	183,53	630	29,13
Белый яр 35 кВ - Новомихайловка 35 кВ	94,29	330	28,57
Хвойная 110 кВ - Озерная 110 кВ	110,02	390	28,21
Озерная 110 кВ - оп. Анновка	104,42	390	26,77
оп. Анновка - Полевая 110 кВ	99,05	390	25,40
оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	147,13	630	23,86
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	145,38	630	23,36

Таблица 20 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	$U_{\text{ном}}, \text{ кВ}$	$U, \text{ кВ}$	$\Delta U, \%$
Белогорск 220 кВ	220	225,6967085	2,589412935
Белогорск 110 кВ	110	109,6563342	-0,312423417
Белогорск 35 кВ	35	34,87822695	-0,347923008
Белогорск 10 кВ	10,5	10,41636779	-0,796497265

### Рисунок 10 - Вариант 1 схема нормального режима

Параметры режима в нормальном режиме находятся в допустимых пределах. При отключении ВЛ 220 кВ Амурская – Белогорск с отпайкой на ПС 220 Свободный и ремонте ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС -Амурская отклонений по напряжению не наблюдается, а линии все также являются загружены оптимально. Подробный расчет приведен в приложении Г.

Таблица 21 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме при отключении ВЛ 220 кВ Амурская – Белогорск с отпайкой на ПС 220 Свободный и ремонте ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС -Амурская

Название	I <sub>max</sub> , А	I <sub>доп</sub> , А	I/I <sub>доп</sub> , %
оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	464,68	630	74,44
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	457,35	630	73,76
Белогорск 220 кВ - оп. Белогорск 2	391,35	630	62,12
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	400,18	960	41,69
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	400,18	960	41,69
Завитая 35 кВ - Успенровка 35 кВ	127,50	330	38,64
Успенровка 35 кВ - Белый яр 35 кВ	119,42	330	36,19
Белый яр 35 кВ - Новомихайловка 35 кВ	94,09	330	28,51
Хвойная 110 кВ - Озерная 110 кВ	109,55	390	28,09

Таблица 22 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме при отключении ВЛ 220 кВ Амурская – Белогорск с отпайкой на ПС 220 Свободный и ремонте ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС -Амурская

Название	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ	ΔU, %
Белогорск 220 кВ	220	208,89	-5,05
Белогорск 110 кВ	110	112,98	2,71
Белогорск 35 кВ	35	33,88	-3,19

### 4.3 Вариант развития электрической сети при реконструкции ПС 220 кВ Белогорск с строительством захода от ВЛ 220 кВ Амурская – Белогорск/т и ВЛ 220 кВ Короли/т – НПС-26

Проектируемые ЛЭП, обеспечивающие подключение ПС Белогорск, будут выполнены проводами марки АС-240/32, расчет приведен ниже.

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режима.

Из результатов расчёта режимов видно, что уровни напряжения и токовая нагрузка оборудования сети соответствуют допустимым нормам. В таблицах представлены значения отклонений напряжения на подключаемых подстанциях, а также указаны наиболее загруженные линии электропередачи.

В послеаварийном режиме ток по оборудованию не превышает длительно допустимый, а напряжения в узлах сети остаются в допустимых пределах.

Таблица 23 – Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	$I_{max}$ , А	$I_{доп}$ , А	$I/I_{доп}$ , %
Завитая 35 кВ - Успеновка 35 кВ	128,08	330	38,81
Успеновка 35 кВ - Белый яр 35 кВ	119,88	330	36,33
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	212,79	630	33,78
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	292,91	960	30,51
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	292,91	960	30,51
Белый яр 35 кВ - Новомихайловка 35 кВ	94,39	330	28,60
Хвойная 110 кВ - Озерная 110 кВ	110,43	390	28,32
Озерная 110 кВ - оп. Анновка	104,82	390	26,88
оп. Анновка - Полевая 110 кВ	99,43	390	25,50
оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	143,63	630	22,83
БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	165,88	1000	22,62
оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	122,65	630	19,85
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	122,83	630	19,50

Таблица 24 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ	ΔU, %
Белогорск 220 кВ	220	227,03	3,20
Белогорск 110 кВ	110	112,09	1,90
Белогорск 35 кВ	35	35,10	0,28
Белогорск 10 кВ	10,5	10,48	-0,17

Таблица 25 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме при отключении ВЛ 220 кВ Короли/т – Завитая с отпайкой на ПС Хвойная при ремонте ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС - Амурская

Название	I <sub>мах</sub> , А	I <sub>доп</sub> , А	I/I <sub>доп</sub> , %
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	346,12	630	54,94
оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	275,99	630	43,81
Завитая 35 кВ - Успенровка 35 кВ	128,68	330	38,99
Успенровка 35 кВ - Белый яр 35 кВ	120,44	330	36,50
Короли/т 220 кВ - Белогорск 220 кВ	206,91	630	32,84
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	297,99	960	31,04
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	297,99	960	31,04
Белый яр 35 кВ - Новомихайловка 35 кВ	94,82	330	28,73
Хвойная 110 кВ - Озерная 110 кВ	111,08	390	28,48
Озерная 110 кВ - оп. Анновка	105,44	390	27,04
оп. Анновка - Полевая 110 кВ	100,02	390	25,65
Знаменка 35 кВ - Ромны 35 кВ	34,81	210	16,58
оп. Свободный - Амурская 220 кВ	103,54	630	16,44
Белогорск 220 кВ - оп. Свободный	98,17	630	15,58
НПС 26 - Амурская 220 кВ	93,25	630	14,80

Таблица 26 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме при отключении ВЛ 220 кВ Короли/т – Завитая с отпайкой на ПС Хвойная при ремонте ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС - Амурская

Название	U_ном, кВ	U, кВ	$\Delta U$ , %
Белогорск 220 кВ	220	225,04	2,29
Белогорск 110 кВ	110	111,06	0,97
Белогорск 35 кВ	35	34,77	-0,66
Белогорск 10 кВ	10,5	10,38	-1,11

#### 4.4 Выводы

На основании проведённых расчетов вариантов в этом разделе можно заключить, что реализация предложенных решений позволит выполнить реконструкцию ПС 220 кВ Белогорск в Белогорском районе Амурской области. Анализ нормального и послеаварийного режимов показал, что параметры режима остаются в пределах нормы при реализации вариантов 1 и 2. Из двух рассмотренных вариантов развития электрической сети будет выбран один на основе технико-экономического сравнения.

## 5. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СЕТИ

Цель данного раздела — определить оптимальный вариант развития электрической сети проектируемого района на основе анализа экономической эффективности

### 5.1 Капиталовложения

В данном разделе ставится задача определить объем капиталовложений в строительство ЛЭП и подстанций. Для создания новых объектов, расширения существующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий требуются материальные, трудовые и финансовые ресурсы. Совокупность этих затрат рассматривается как капиталовложения. Расчет будет выполнен с использованием укрупненных показателей.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

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

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} . \quad (18)$$

С учетом разнообразия компоновок, применяемых материалов и основного оборудования подстанций, а также значительных различий в объеме работ при их расширении и реконструкции, стоимость рассчитывается на основе набора отдельных основных элементов, к которым относятся:

1. стоимость распределительных устройств;
2. трансформаторы (АТ);
3. компенсирующие и регулирующие устройства;
4. постоянная часть затрат;
- б. 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.

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{КУ} + K_{РУ} + K_{ПОСТ} + K_{ВЫКЛ}) \cdot K_{инф}, \quad (19)$$

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:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{ВЛ*} \cdot K_{инф}, \quad (20)$$

где  $K_0$  – удельная стоимость километра линии;

$l$  – длина трассы;

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

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции  $K_{инф} = 12,1$ , при условии, что цены взяты за 2017 год.

Расчёт капиталовложений для варианта подключения объекта на напряжение 220 кВ выполнен в приложении Б. Итоги расчёта для варианта №1 приведены в таблице 27, а для варианта №2 — в таблице 28.

Таблица 27 – Капиталовложения для варианта №1

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб	Оборудование
Проводники	843103.8	2 км АС-240
Трансформаторы	132800	2х АДЦТН -125000
Постоянная часть затрат	133100	-
Стоимость распределительных устройств	530800	9 (220)
Внедрение цифровых технологий	60000	Инновации

Таблица 28 – Капиталовложения для варианта №2

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб	Оборудование
Проводники	871727	4 км АС-240
Трансформаторы	196000	2х АДЦТН -125000
Постоянная часть затрат	133100	-
Стоимость распределительных устройств	1063000	9 (220)
Внедрение цифровых технологий	60000	Инновации

Суммарные капиталовложения для вариантов развития сети:

- вариант №1:  $K_{\text{общ}} = 2302078.24$  тыс.руб;

- вариант №2:  $K_{\text{общ}} = 3101000$  тыс.руб.

## 5.2 Расчет эксплуатационных издержек

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W}, \quad (21)$$

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:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}; \quad (22)$$

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:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}; \quad (23)$$

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

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

Потери электроэнергии рассчитываются на основе эффективных мощностей и учитывают потери в воздушных линиях электропередачи, трансформаторах и компенсирующих устройствах.

Амортизационные отчисления на реновацию:

$$I_{AM} = K \cdot a_p; \quad (24)$$

где  $K$  – капиталовложение в соответствующие оборудование;

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

Расчёт эксплуатационных издержек вариантов №1 и №2 приведён в приложении Б. Результаты расчета представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Эксплуатационные издержки

Вариант	И <sub>э.р</sub> , тыс.руб	И <sub>ам.рен</sub> , тыс.руб	И <sub>Δw</sub> тыс.руб	И, тыс.руб
№1	78850	12920	1647	209700
№2	117200	16980	1505	288400

### 5.3 Определение статических приведенных затрат и выбор оптимального варианта сети

Оптимальным считается вариант с наименьшими среднегодовыми эксплуатационными расходами. Если разница в этих расходах между вариантами не превышает 5%, то предпочтение отдаётся тому варианту, у которого ниже стоимость потерь электроэнергии.

Оптимальный вариант выбирается на основе минимизации среднегодовых или приведённых затрат. При проведении экономического анализа применяется метод расчёта приведённых затрат, а не чистого дисконтированного дохода, поскольку скорость вложений постоянна, а ликвидная стоимость отсутствует, так как подстанция является новым объектом подключения..

Затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I; \quad (25)$$

где  $E$  – норматив дисконтирования ( $E = 0,1$ );

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

$I$  – эксплуатационные издержки.

Выполнив расчёт по приведённым формулам с учётом найденных капиталовложений и расходов, получим значения приведённых затрат, которые представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Сравнение вариантов

Вариант	Капиталовложения тыс. руб	Эксплуатационные издержки тыс. руб	Приведенные затраты тыс. руб
1	2302078.24	209700	439861.115
2	3101000	288400	598547.877

Из двух рассмотренных вариантов наиболее экономически выгодным является вариант №1, поскольку капиталовложения, издержки и, соответственно, приведённые затраты на строительство сети оказываются на 158 700 тыс. руб. ниже по сравнению с вариантом №2.

#### 5.4 Оценка инвестиционной привлекательности проекта

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

Оценка экономической эффективности производится для варианта №1.

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

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T ; \quad (26)$$

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

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

Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

$$W_t = P_H \cdot T_{\max} . \quad (27)$$

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

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

$$W_t = 24500 \cdot 8760 = 214600 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

$$O_{Pt} = 214600 \cdot 2,5 = 536500 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль от реализации продукции определится:

$$P_{\delta t} = O_{Pt} - I_t - K_t - Y_t; \quad (28)$$

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:

$$H_t = 0,2 \cdot (P_{\delta t}). \quad (29)$$

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

$$P_{\text{чт}} = P_{\delta t} - H_t. \quad (30)$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается путем дисконтирования чистого денежного потока  $\Delta_t$ , который представляет собой разницу между поступлениями и расходами денежных средств, не учитывая источники финансирования.

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

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \text{Э}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (31)$$

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 рисунке 7.

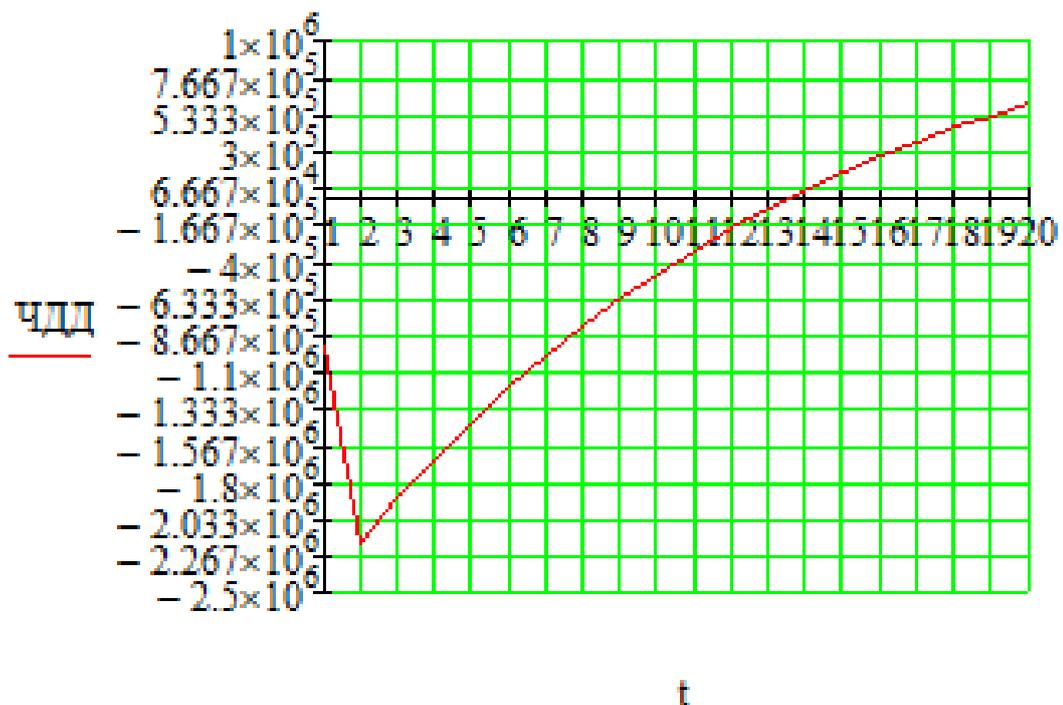


Рисунок 7 – График ЧДД

Рентабельность инвестиций рассчитывается для каждого года расчетного периода после начала эксплуатации электросетевого объекта или только для некоторых ключевых годов. К таким ключевым годам относятся: год, следующий за выходом на нормальный режим эксплуатации с учетом выплат по заемным средствам и финансовых издержек, а также период после полного погашения кредита и процентов. В нашем случае предполагается, что

объект построен без использования заемных средств. Рентабельность инвестиций определяется по формуле:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K}, \quad (32)$$

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 называют промежуток времени от начала строительства объекта до момента его окупаемости. Начальным моментом считается старт строительства сетевого объекта. Момент окупаемости — это самый ранний момент в расчетном периоде, начиная с которого чистый доход (ЧД) становится положительным и остается таким в дальнейшем.

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования – это период от начала до «момента окупаемости с учетом дисконтирования», то есть самого раннего момента времени в расчетном периоде, с которого ЧДД становится и в дальнейшем остается положительным. Расчёт оценки экономической эффективности для варианта №1 в приложении Б.

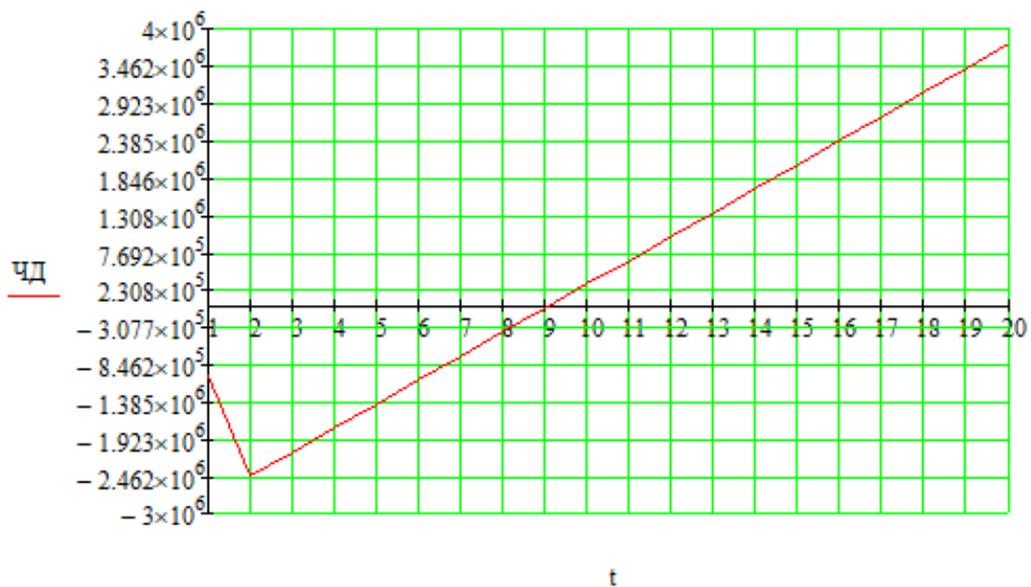


Рисунок 8 – График ЧД

Из графика чистого дисконтированного дохода (ЧДД) на рисунке 16 видно, что срок окупаемости проекта сети не превышает 14 лет. Положительные значения ЧДД подтверждают инвестиционную привлекательность проекта и рекомендуют его к реализации. При этом простой срок окупаемости составляет менее 9 лет.

### 5.5 Вывод

Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 2302 миллиона рублей составит 14 лет. Проект признаётся экономически эффективным, поскольку индекс доходности дисконтированных инвестиций (ИДД) превышает единицу и равен 1,263. Рентабельность проекта составит 15,056 % в год, начиная с третьего года расчётного периода, который составляет 20 лет.

## 6. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В этом разделе выполнен расчет токов короткого замыкания на шинах 220 кВ ПС Белогорск для варианта подключения №1 с целью выбора и проверки оборудования на термическую и динамическую прочность [25]. Расчет токов КЗ необходим как для подбора и проверки оборудования, так и для определения уставок релейной защиты и автоматики. На остальных классах напряжения выбор оборудования не производится, так как оборудование там остаётся без изменений.

### 6.1 Расчет токов короткого замыкания

В этом разделе будет выполнен расчет токов короткого замыкания на шинах 220 кВ ПС Белогорск для подбора и проверки оборудования на термическую и динамическую прочность [25]. Расчет токов КЗ будет осуществлен в программном комплексе ПВК АМР РЗА

.Таблица 31 – Токи к.з. ПС Белогорск

Тип КЗ	Место КЗ	Ток прямой последовательности кА	Ток прямой обратной кА	Ток прямой нулевой кА
3ф	ВН Белогорск	7,82	0,00	0,00
2ф	ВН Белогорск	3,91	0,00	-3,91
1ф	ВН Белогорск	3,01	3,01	3,01
1ф1ф	ВН Белогорск	5,69	-3,57	-2,13

Ударный ток рассчитывается по формуле [26]:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot K_{y\delta} \cdot I_{\text{по}}^{(3)} \quad (33)$$

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

$K_{y\delta}$  – ударный коэффициент.

Для части системы, с которой электростанция (подстанция) связана ВЛЭП напряжением 220 кВ ударный коэффициент равен  $K_{уд} = 1,717 - 1,78$ , значение постоянной времени  $T_a = 0,03 - 0,04$  [25].

Таблица 32 – Значения токов КЗ на шинах ПС «Белогорск»

Точка КЗ	Трехфазное КЗ, кА	Ударный ток, кА	Однофазное КЗ, кА
ВН Белогорск	7,82	19,35	3,01

По данным расчетам токов К.З. будет произведена проверка оборудования.

## 6.2 Разработка вариантов конструктивного исполнения ПС и выбор оптимального

Для напряжения 220 кВ будет проведена проверка существующего оборудования и выбран однотипный аналог на основе данных о текущем оборудовании.

Выбор и проверку будем осуществлять с соответствие с методикой, изложенной [25].

### 6.2.1 Выбор и проверка выключателей

Проверим выключатель по основным параметрам.

1) Выключатель проверяется по напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{уст} , \quad (34)$$

$$220кВ \geq 220кВ.$$

2) Выключатель проверяется по длительно допустимому току самый большой ток будет на отходящих присоединениях 690 А

$$I_{ном} \geq I_{р.ном} , \quad (35)$$

$$1250А \geq 312А.$$

3) Выключатель проверяется по отключающей способности:

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{ПО}} , \quad (36)$$

$$63 \geq 7,82\text{А} ,$$

$$i_{\text{вкл.ном}} \geq 1,75 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} , \quad (37)$$

$$i_{\text{вкл.ном}} \geq 1,75 \cdot \sqrt{2} \cdot 7,82 ,$$

$$63 \geq 19,35\text{А} .$$

4) Выключатель проверяется на термическую стойкость по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} , \quad (38)$$

где  $t_{\text{тер}}$  – длительность протекания термического тока по каталогу.

$$63^2 \cdot 3 \geq 81 \text{ кА}^2 \text{с} ,$$

$$11907 \geq 81 \text{ кА}^2 \text{с} .$$

Результаты выбора сведем в таблицу 33.

Таблица 33 – Выключатель ВГТ – 220 – 40/2000УХЛ1

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} 2000 \text{ А}$	$I_{\text{max1}} = 312 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{отклном}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 7,81 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{вкл.}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} = 19,35 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} < i_{\text{вкл.}}$
$I_{\text{дин}} = 130 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 7,82 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{дин}}$
$i_{\text{дин}} = 130 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} = 19,35 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} \leq i_{\text{дин}}$
$i_{\text{аном}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{a}} = 10,69 \text{ кА}$	$i_{\text{a}} < i_{\text{аном.}}$
$W_{\text{кном}} = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{\text{к}} = 81 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{\text{к}} < W_{\text{кном}}$

Установленные выключатели проходят проверку и принимаются к установке ВГТ – 220 – 40/2000УХЛ1.

### 6.2.2 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель — это коммутационный аппарат, предназначенный для работы с напряжением свыше 1 кВ.

Основная функция разъединителя — обеспечивать видимый разрыв в цепи и изолировать отдельные участки системы, электроустановки или оборудование от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного проведения ремонтных работ.

Разъединители подбираются с учетом конструкции, типа установки и номинальных параметров, таких как рабочее напряжение, длительный ток и устойчивость к токам короткого замыкания.

Рассмотрим параметры разъединителя РГ2 – 220/2000 УХЛ1 в таблице 34.

Таблица 34 – Разъединитель РГ2 – 220/2000 УХЛ1

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{НОМ}}$

Паспортные данные	Расчетные данные	Проверка
$I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{max1}} = 312 \text{ А}$	$I_{\text{max}} < I_{\text{НОМ}}$
$i_{\text{пр.скв}} = 102 \text{ кА}$	$i_y = 19,35 \text{ кА}$	$i_y < i_{\text{пр.скв}}$
Главные ножи		
$V_{\text{КНОМ}} = 31,5^2 \cdot 2$ $= 1984 \text{ МА}^2\text{с}$	$V_{\text{к}} = 82 \text{ МА}^2\text{с}$	$V_{\text{к}} < V_{\text{КНОМ}}$
Заземляющие ножи		
$V_{\text{КНОМ}} = 31,5^2 \cdot 1$ $= 992 \text{ МА}^2\text{с}$	$V_{\text{к}} = 82 \text{ МА}^2\text{с}$	$V_{\text{к}} < V_{\text{КНОМ}}$

Данный разъединитель удовлетворяет условиям проверки.

### 6.2.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока — это электрическое устройство, предназначенное для снижения первичного тока до уровней, удобных для работы измерительных приборов и релейной защиты, а также для гальванической развязки цепей измерения и защиты от высоковольтных первичных цепей.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи:

Трансформаторы тока выбирают с учётом номинального напряжения, первичного и вторичного токов, типа установки (внутренний или наружный монтаж), конструкции и класса точности, а также проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при коротких замыканиях.

В качестве трансформатора тока выбираем трансформатор тока ТГФ-220.

Таблица 35 – Зависимость длины соединительных проводов напряжения

$U_{\text{н}}, \text{кВ}$	$l, \text{м}$
220	60 – 75

Принимаем кабель АКРНГ с жилами сечением 4 мм<sup>2</sup>, тогда

сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q}, \quad (39)$$

$$Z_{2p} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (40)$$

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

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

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

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2}. \quad (41)$$

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

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

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

Таблица 36 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках РУ 220 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА-3020	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3020	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3020	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ РЭ	Ртутный 230	0,2	0,2	0,2
Итого		1,7	1,7	1,7

Таблица 37 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 312 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S)	$Z_2 = 0,7 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$i_{пр.скв} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 19,35 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$B_{Кном} = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 81 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{Кном} > B_k$

Выбираем аналогичный установленным на ПС трансформатор тока ТГФ-220.

#### 6.2.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения служат для понижения высокого напряжения до измеримых уровней и обеспечения гальванической развязки между первичными цепями высокого напряжения и цепями измерения и релейной защиты.

Трансформаторы напряжения (ТН) подбираются с учётом конструкции и схемы соединения обмоток, номинального напряжения, класса точности, а также проходят проверку по параметрам вторичной нагрузки.

РУ 220 кВ:

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин РУ 220 кВ (таблица 38).

Таблица 38 – Вторичная нагрузка ТН на ВН

Прибор	Тип	S одной обмотки	Число обмоток	Число прибор.	S приборов
Вольтметр	ЦВ 2136	2	1	2	4
Вольтметр регистрирующий	Прима- 200	10	1	2	20

Прибор	Тип	S одной обмотки	Число обмоток	Число прибор.	S приборов
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	16	4	4	64
Итого					88

На ПС 220 кВ Белогорск в настоящее время установлены трансформаторы VPU-245 (таблица 39).

Таблица 39 – Сопоставление каталожных для ТН VPU-245

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220$ кВ	$U_{уст} = 220$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 120$ ВА	$S_{\Sigma} = 88$ ВА	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

Суммарная мощность приборов:

$$88 \text{ ВА} \leq 120 \text{ ВА.}$$

Выбранный трансформатор тока прошел проверку.

### 6.2.5 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН

На стороне высокого напряжения установлены гибкие шины марки АС - 400/51, допустимый ток которых  $I_{доп} = 980$  А [25].

Проверка шин на схлестывание не проводится, поскольку амплитуда периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени составляет менее 20 кА.

Проверка термического воздействия тока короткого замыкания не проводится, поскольку шины выполнены в виде голых проводов на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования.

Условие проверки:

$$1,07E \leq 0,9E_0, \quad (42)$$

где  $E_0$  – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, определяется по формуле:

$$E_0 = 30,3m \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (43)$$

где  $m$  – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов  $m = 0,82$ );

$r_0$  – радиус провода;

$E$  – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (44)$$

где  $D_{cp}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз.

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,25 \cdot 400 = 500 \text{ см.}$$

В результате расчета получим следующие значения напряженностей

$$E_o = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 - \frac{0,299}{\sqrt{0,7}}\right) = 34,2 \text{ кВ/см},$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,7 \cdot \lg \frac{500}{0,7}} = 19,49 \text{ кВ/см}.$$

Проверяем по условию

$$1,07E \leq 0,9E_o$$

$$1,07 \cdot 19,49 \leq 0,9 \cdot 34,2$$

$$20,9 \leq 30,8$$

Выбранный провод проходит по проверке на корону.

Таблица 40 - Сопоставление данных для гибких шин

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{ном} = 980 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 312 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$

### **.6.2.6 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов**

Опорный изолятор служит для крепления токоведущих частей в электрических аппаратах, распределительных устройствах электростанций и подстанций, а также в комплектных распределительных устройствах. По конструкции он представляет собой деталь из изоляционного материала цилиндрической или конической формы, внутри которой встроена металлическая арматура с резьбовыми отверстиями для крепления шин и монтажа изолятора.

Условия выбора;

По номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{НОМ}; \quad (45)$$

$$220 \leq 220;$$

Условие выполняется.

По допустимой нагрузке

$$F_{расч} \leq F_{ДОП} \quad (46)$$

$$F_{ДОП} = 0,6 \cdot F; \quad (47)$$

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

Определяем максимальную силу, действующую на изгиб:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h; \quad (48)$$

$$k_h = \frac{H_{из} + h + \frac{b}{2}}{H_{из}}; \quad (49)$$

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

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

К установке приняты опорные изоляторы ИО-220-400 с допустимой нагрузкой на изгиб:

Таблица 41- Сопоставление данных опорных изоляторов

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220$ кВ	$U_{расч} = 220$ кВ	$U_{ном} \leq U_{расч}$
$F_{доп} = 18000$ Н	$F_{расч} = 437,14$ Н	$F_{расч} \leq F_{доп}$

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

Таким образом, опорный изолятор ИО-220-400 проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

### 6.2.7 Выбор ограничителей перенапряжения

Основная задача ограничителя перенапряжений (ОПН) — защитить оборудование от воздействия перенапряжений. В нормальном режиме работы ОПН не должен оказывать негативного влияния на энергосистему. Кроме того, он обязан выдерживать стандартные импульсные перенапряжения без повреждений. Для выполнения этих требований применяются нелинейные резисторы с такими характеристиками:

- низкое сопротивление во время импульсов перенапряжения, благодаря чему перенапряжения ограничиваются;
- высокое сопротивление во время нормальной работы, что позволяет избежать негативных эффектов для энергосистемы;
- достаточная способность поглощать энергию для обеспечения стабильной работы.

При использовании данного типа нелинейных резисторов при приложении допустимого длительного напряжения через них проходит лишь небольшой ток. Однако при возникновении перенапряжения разрядный ток ОПН способен отвести значительное количество энергии из энергосистемы.

Выбор и проверка ограничителей перенапряжений выполнены в соответствии с Методическими указаниями ФСК ЕЭС

Наибольшее рабочее напряжение сети в соответствии с ПУЭ:

Проверка выбора по поглощающей ограничителем энергии для стороны ВН :

$$U_{нрс} = 1,15 \cdot U_{ном} , \quad (50)$$

$$U_{нрс} = 1,15 \cdot 220 = 253 \text{ кВ}$$

Соответствующее минимальное длительное рабочее напряжение ОПН:

$$U_{нро} = \frac{U_{нрс}}{\sqrt{3}} , \quad (51)$$

С учетом максимального по ПУЭ (для сети с эффективно заземлённой нейтралью) значения коэффициента замыкания на землю (1,4).

$$U_{нро} = 1,4 \cdot 1,05 \cdot \frac{253}{\sqrt{3}} = 215 \text{ кВ}$$

Остающееся напряжение ограничителя при грозовых перенапряжениях при импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой 10000 А при номинальном напряжении 220 кВ составляет 494 кВ. Остающееся напряжение ограничителя при коммутационных перенапряжениях при импульсе тока с длительностью фронта 30 мкс и при амплитуде тока 1000 А (500 А):

$$U_{ост.к} = \frac{U_{ки}}{1,2} \quad (52)$$

$$U_{ост.к} = \frac{697}{1,2} = 580 \text{ кВ}$$

где  $U_{ки}$  - уровень коммутационных перенапряжений.

$$U_{ки} = k_u \cdot k_k \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исп50} \quad (53)$$

$$U_{ки} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 395 = 697 \text{ кВ}$$

где  $U_{исп50}$  - одноминутное испытательное напряжение (395 кВ);

$k_u$  - коэффициент ионизации (1,35);

$k_k$  - коэффициент кратности тока (0,9).

Значение тока взрывобезопасности:

$$I_{вб} = 1,2 \cdot I_{по} \quad (54)$$

$$I_{вб} = 1,2 \cdot 19,35 = 23,2 \text{ кА}$$

Длина пути утечки ОПН определяется по формуле:

$$L_{ут} = 1,2 \cdot L_{ут.обор} \quad (55)$$

где  $L_{ут.обор}$  - длина утечки оборудования.

$$L_{\text{ут.обор}} = \lambda_3 \cdot U_{\text{нр}} \quad (56)$$

где  $\lambda_3$  - 2,8 см/кВ для I степени загрязнения.

$$L_{\text{ут.обор}} = 1,2 \cdot 2,8 \cdot 253 = 851 \text{ мм}$$

Подробный расчет приведен в приложении Б. Принимаем к установке ограничитель перенапряжений ОПН – 220/264/30/550 УХЛ1. Технические данные ОПН приведены в таблице 42

Таблица 42 – Технические характеристики ОПН – 220/264/30/550 УХЛ1

Параметр	Заводское значение	Расчетное значение
1	2	3
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	264	253
Длительное рабочее напряжение, кВ	242	220
Номинальное напряжения ОПН, кВ	220	220
Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях, кВ	550	494
Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях, кВ	700	580
Ток взрывобезопасности, кА	30	23,2
Длина пути утечки оборудования, см	50	8,51
Класс энергоёмкости ОПН, кДж	4	2,7

### 6.3 Применение цифровых технологий на вводимых ПС

На наших подстанциях применяется АСУ ТП в качестве единой интегрированной системы автоматизации, предназначенной для реализации функций оперативно диспетчерского и технологического управления ПС. АСУ ТП ПС являться объектом двойного назначения, с одной стороны - информационным ресурсом для внешних систем автоматизации различного

назначения, с другой - имеет самостоятельное значение для ПС в плане повышения эффективности её функционирования за счёт таких факторов, как:

- повышение «наблюдаемости сети» (отображение состояния присоединений сети в режиме on-line, обеспечение поддержки принятия решений оперативным персоналом);

- повышение общей надежности функционирования сети за счет мониторинга текущего состояния работы энергооборудования и режимов его работы;

- предотвращение возникновения технологических нарушений, в том числе вызванного ошибками персонала, и снижение ущербов;

- повышение производительности труда и снижение численности оперативного и эксплуатационного персонала;

- автоматизированное управление основным и вспомогательным оборудованием ПС, в том числе управление оперативными переключениями с удаленных пунктов управления.

В АСУ ТП собирается и передается следующий объем оперативной информации:

Телесигнализация:

- положения всех коммутационных аппаратов и РПН;
- перегрев силовых трансформаторов;
- сигналы срабатывания устройств РЗА;
- диагностическая информация от первичного оборудования и др.

Телеуправление:

- всеми коммутационными и РПН и др.

Телеизмерение:

- активной, реактивной мощности и токов в ЛЭП, высоковольтных выключателях, в том числе вводных, секционных и шиносоединительных, во всех обмотках силовых трансформаторов;

- напряжение на всех шинах и секциях шин; - частота на секциях и шинах высшего напряжения;

- напряжение на АБ и секциях ЩПТ;
- температура наружного воздуха и др.

Передача данных осуществляется следующим образом: серверы уровня подстанции взаимодействуют с устройствами уровня присоединения через локальную вычислительную сеть (ЛВС) шины подстанции, используя сервисы клиент-серверного обмена согласно стандарту МЭК 61850-8-1. Обмен файловой информацией происходит с применением сервисов файлового обмена по тому же стандарту для организации информационного обмена цифровой подстанции (ЦПС) с вышестоящими уровнями управления (ЦУС) и бизнес-аналитикой. Это обеспечивает передачу оперативной и неоперативной информации в обоих направлениях. Серверы систем сбора и передачи информации (ССПИ) поддерживают сервисы клиент-серверного обмена в соответствии с МЭК 61850-8-1.

#### **6.4 Вывод**

Все оборудование, выбранное в этом разделе, прошло проверку и соответствует необходимым требованиям, поэтому принимается к установке. Оно обеспечит создание системы управления коммутационными аппаратами с возможностью автоматизированного контроля и управления с рабочего места диспетчера.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной магистерской диссертации рассмотрен вопрос реконструкции ПС 220 кВ Белогорск.

В данном исследовании проведён детальный анализ электрических сетей Белогорского района Амурской области, в ходе которого выявлены такие ключевые проблемы, как значительная протяжённость линий электропередачи. К особенностям электроэнергетической системы региона относится наличие большого объёма генерирующей мощности в локальной энергосистеме.

При расчёте параметров существующего режима работы сети отклонений не зафиксировано, что свидетельствует о стабильности работы и наличии резервов генерирующей мощности на электростанциях. Это создаёт благоприятные условия для подключения новых потребителей к уже существующим сетям.

Однако при анализе послеаварийных режимов наблюдается приближение токов в линиях электропередачи к пределам длительно допустимых значений, а также напряжения на автотрансформаторах ПС 220 кВ Белогорск стремятся к номинальным показателям. Это указывает на необходимость внимательного контроля и возможного усиления элементов сети для обеспечения надёжности в аварийных ситуациях.

В качестве инновационных технологий предложены применение систем мониторинга трансформаторов. Также рекомендован переход к необслуживаемым подстанциям — это важное направление, к которому следует стремиться ради повышения безопасности обслуживающего персонала, а также для повышения экономичности и рационального использования ресурсов в современных условиях.

Для электрической схемы развития посчитаны и проанализированы установившиеся максимальный и послеаварийный режимы, отрегулировано напряжение.

Определены оптимальные приведённые затраты и капиталовложения для реализации предложенных проектов. Наилучшими по этим показателям оказался вариант с реконструкцией ПС 220 кВ Белогорск и строительством второго захода от ВЛ 220 кВ Амурская – Белогорск с отпайками. Срок окупаемости данного варианта электроснабжения при капиталовложениях в размере 2302 миллиона рублей составляет 14 лет. Проект признан экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций (ИДД) превышает 1 и равен 1,263. Рентабельность проекта составит 15,056 % в год, начиная с третьего года расчётного периода, который составляет 20 лет.

Таким образом, в магистерской диссертации обоснована целесообразность реконструкции ПС 220 кВ Белогорск.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Выбор ограничителей перенапряжений производства «Таврида Электрик» в сетях среднего напряжения [Электронный ресурс]. URL: [www.yanviktor.ru/ispytaniya/opn/vybor\\_opn](http://www.yanviktor.ru/ispytaniya/opn/vybor_opn). о . (дата обращения 22.11.2022).
2. Выбор силовых трансформаторов // Каталог силовых трансформаторов с характеристиками и фото [Электронный ресурс]. URL: <http://silovoytransformator.ru/stati/silovye-transformatory.html> (дата обращения 22.11.2024).
3. Габариты трансформаторов // Блог проектировщика: материалы для расчета и оформления проектов [Электронный ресурс]. URL: <http://energoproekt.blogspot.ru/2009/05/gabarity-transformatorov.html> (дата обращения 22.11.2024).
4. Глушков В.М., Грибин В.П. Компенсация реактивной мощности в электроустановках промышленных предприятий.
5. ГОСТ 16110-82. Трансформаторы силовые. Термины и определения.
6. ГОСТ 9680-77. Трансформаторы силовые мощностью 0,01 кВ·А и более. Ряд номинальных мощностей.
7. Даминов А.А., Махмудов Н.М. Функциональные возможности и преимущества микропроцессорной системы воздушных линий // Science Time. 2016. № 3 (27). С. 159-161.
8. Дементьев Ю.Н., Чернышев А.Ю., Чернышев И.А. Электрический привод: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010.
9. Идельчик В.И. Электрические системы и сети : учеб./ В. И. Идельчик. -
10. Измерительные оптические трансформаторы тока и напряжения [Электронный ресурс]. URL:

<http://www.ruscable.ru/doc/analytic/KPD5/proline.pdf> (дата обращения 22.01.2024).

11. Карапетян, И. Г. Справочник по проектированию электрических сетей. 4-е издание [Электронный ресурс] / И. Г. Карапетян, Д. Л. Файбисович, И. М. Шапиро. - М.: ЭНАС, 2012. - 376 с. Режим доступа: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=84939>

12. Каячков Р.А., Тен Е.Е. Цифровая трансформация как способ повышения качества услуг по передаче электроэнергии // Инновации. Наука. Образование. 2020. № 12. С. 372–377.

13. Конструкции измерительных трансформаторов напряжения - Электрическая часть электростанций // Энергетика: оборудование. Документация [Электронный ресурс]. URL: <http://forca.ru/knigi/arhivy/elektricheskaya-chast-elektrostantsiy-61.html> (дата обращения 22.01.2025).

14. КРУ-Волга [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.elteh.ru/products/kru-volga/kru-serii-volga-35kv> - 1.05.2024

15. Лапшин Е., Селиханович А., Афонин И. Система мониторинга и диагностики силовых трансформаторов и КРУЭ на цифровой подстанции «Медведевская» // Электроэнергия. Передача и распределение. 2018. № 52(9). С. 42-43.

16. Лобов Б.Н., Лызарь И.О., Левчук В.Э. Понятие «Цифровая подстанция» // Молодой исследователь Дона. 2020. № 3(24). С. 49–52.

17. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118-2003. Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281. – Режим доступа :<http://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294812/4294812999.pdf>

18. Немировский, А. Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций : учебное пособие / А. Е. Немировский, И. Ю. Сергиевская, Л. Ю. Крепышева. — 4-е изд. — Москва, Вологда : Инфра-Инженерия, 2020. — 174 с. — ISBN 978-5-9729-0404-4. — Текст : электронный

// Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <http://www.iprbookshop.ru/98362.html> (дата обращения: 13.04.2022). — Режим доступа: для авторизир. Пользователей

19. Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Амурского РДУ 2024 г;

20. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. N 380. Режим доступа :[www.sahen.elektra.ru/POTREBL/RASK\\_INF/19\\_380.docx](http://www.sahen.elektra.ru/POTREBL/RASK_INF/19_380.docx)

21. Приказ по проектированию развития энергосистем Минэнерго России от 06 декабря 2022 г. N 1286.

22. Проектирование электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учебное пособие / С. Н. Антонов, Е. В. Коноплев, П. В. Коноплев, А. В. Ивашина. — Электрон. текстовые данные. — Ставрополь : Ставропольский государственный аграрный университет, 2014. — 104 с. — 2227-8397. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/47343.html>

23. Розанов Ю.К., Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем: учебное пособие. [Электронный ресурс] : учеб.пособие / Розанов Ю.К., Бурман А.П., Шакарян Ю.Г.. — Электрон. дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2012. — 384 с. — Режим доступа : <http://e.lanbook.com/book/72311>

24. Руссов В.А. Мониторинг сухих и маслонаполненных распределительных трансформаторов 6-35 кВ в условиях цифровых подстанций // Энергоэксперт. 2019. № 1. С. 44–47.

25. Савина, Н. В. Практикум по электрическим сетям : учебное пособие / Н. В. Савина, Ю. В. Мясоедов, В. Ю. Маркитан. — Благовещенск : АмГУ, 2014. — 254 с. — Текст : электронный // Лань : электронно-

библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/156469> (дата обращения: 12.04.2025).

26. Савина, Н. В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей : методические указания / Н. В. Савина. — Благовещенск : АмГУ, 2013. — 65 с. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/156471> (дата обращения: 12.03.2025).

27. 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.

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

29. Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем [Электронный ресурс] :учебное пособие / Н. В. Савина. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2014. – 194 с. – Режим доступа : [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7031.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7031.pdf)

30. Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей [Электронный ресурс] : метод. указ. для самостоят. работы магист. направления подготовки «Электроэнергетика и электротехника» / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. – 2-е изд., испр. и доп. – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 36 с. – Режим доступа : [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/9632.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9632.pdf)

31. Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей [Электронный ресурс] : метод. указ. к курсовому проектированию магист. направления подготовки «Электроэнергетика и электротехника» / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. – 2-е изд., испр. и доп. – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 46 с. – Режим доступа : [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/9633.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9633.pdf)

32. 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.
33. [http://www.znaytovar.ru/gost/2/SO\\_15334201182003\\_Metodicheski.html](http://www.znaytovar.ru/gost/2/SO_15334201182003_Metodicheski.html).
34. СП 20.13330.2016. Свод правил. Нагрузки и воздействия. – Введ. 2017-06-04. – Москва : Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации, 2017. – 87 с.
35. Старкова Л.Е., Балашов Е.П. Анализ целесообразности внедрения цифровых электрических подстанций // Вестник Вологодского государственного университета. Сер. Технические науки. 2020. № 2(8). С. 44–48.
36. СТО 34.01-21-004-2019. Цифровой питающий центр. Требования к технологическому проектированию цифровых подстанций напряжением 110-220 кВ и узловых цифровых подстанций напряжением 35 кВ. Стандарт организации; введен 2019-03-29. - ПАО «Россети», 2019. - 114 с.
37. СТО 56947007 - 25.040.30.309-2020. Корпоративный профиль МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС». Стандарт организации; введен 2020-10-05. - ПАО «ФСК ЕЭС», 2020. - 257 с.
38. 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.
39. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2023-2028 годы. Введ. 2022-02-28. – Минэнерго России, 2022. – 257 с.
40. Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2024–2029 годов.
41. Схема нормального зимнего режима электрических соединений Амурских электрических сетей, зимний режим 2024 г.
42. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт

организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008. – Режим доступа : <http://www.fskees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf>

43. Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.html>- 1.04.2025

44. Тесленок, А.И. Современные проблемы в сфере цифровых подстанций / А.И. Тесленок // Научное сообщество студентов XXI столетия. Технические науки: сб. ст. по мат. LXII междунар. студ. науч.-практ. конф. № 2(61). - [Электронный ресурс]. - Режим доступа: [https://sibac.info/archive/technic/2\(61\).pdf](https://sibac.info/archive/technic/2(61).pdf) (дата обращения: 06.12.2024).

45. Ушаков, В. Я. Электроэнергетические системы и сети : учебное пособие для вузов В. Я. Ушаков. — Москва : Издательство Юрайт, 2020. — 446 с. — (Высшее образование). — ISBN 978-5-534-00649-0. — Текст : электронный // ЭБС Юрайт [сайт]. — URL: <https://urait.ru/bcode/451327> (дата обращения: 07.04.2024).

46. Цифровая подстанция «Север» для Новопортовского кластера Газпром-нефти будет запущена до конца 2020 г. [Электронный ресурс]. URL: <https://neftegaz.ru/news/energy/556319-tsifrovaya-podstantsiya-sever-dlya-novoportovskogo-klastera-gazprom-nefti-budet-zapushchena-dokonts> (дата обращения: 04.11.2024).

47. Цифровая электроэнергетика. - [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://habr.com/ru/company/technoserv/blog/342268/> (дата обращения: 06.12.2019).

48. Чернышова, М.В. К вопросу о реализации стратегии внедрения цифровых подстанций / М.В. Чернышова // Материалы X Международной студенческой научной конференции «Студенческий научный форум». - [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://scienceforum.ru/2018/article/2018008741>.

49. Электротехнический справочник. Том 3: Производство, передача и распределение электрической энергии. [Электронный ресурс] : справ. —

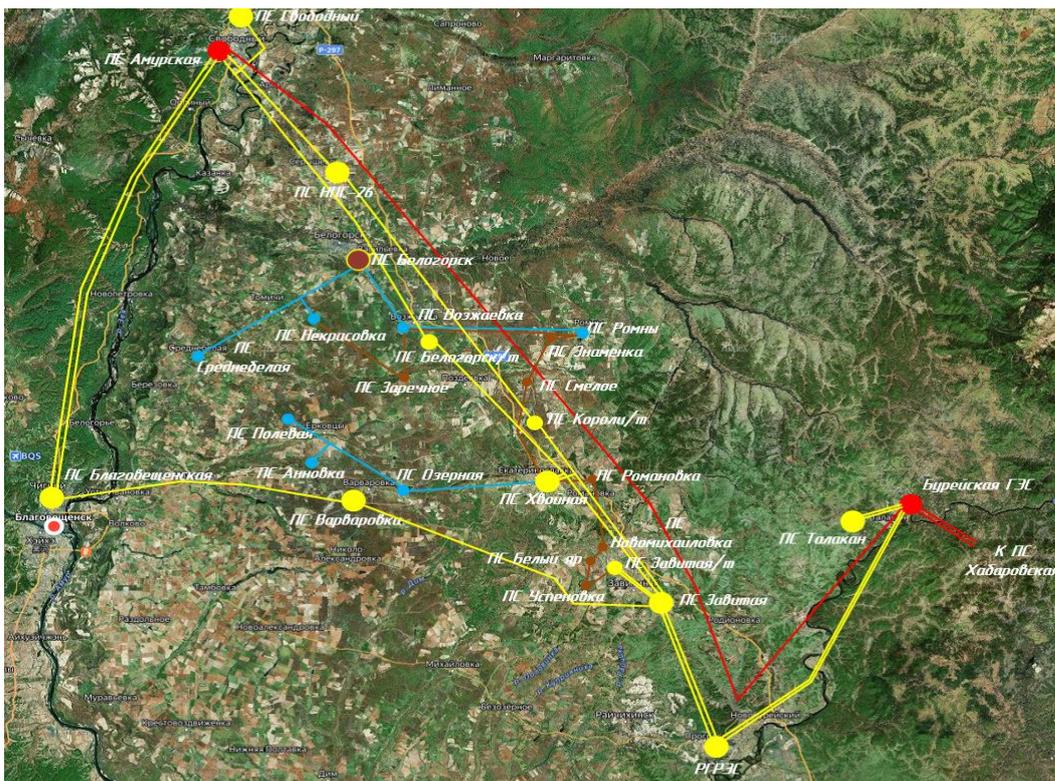
Электрон.дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2009. — 964 с. — Режим доступа : <http://e.lanbook.com/book/72341>

50. Электротехническое оборудование последнего поколения [Электронный ресурс] : учеб. пособие для магист. программы "Электроэнергет. системы и сети" / сост. А. Н. Козлов, В. А. Козлов, А. Г. Ротачева; АмГУ, Эн. ф. - 2-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 165 с. Режим доступа: [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/9692.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9692.pdf)

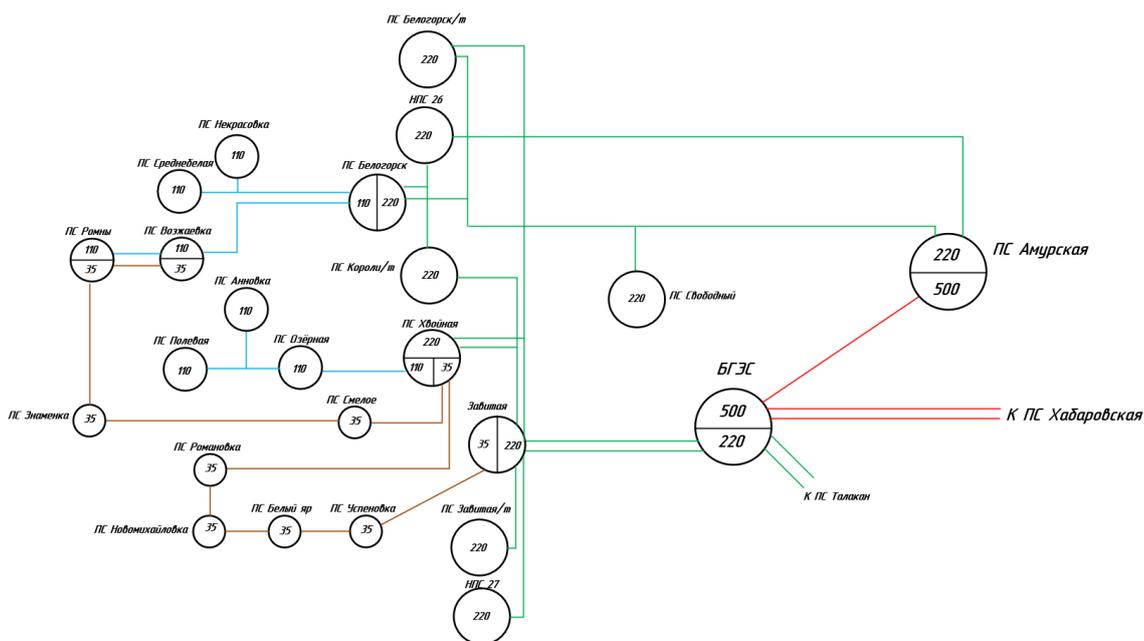
51. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. – Введ. 2020-06-09. – Москва : Правительство Российской Федерации, 2020. – 93 с.

## Приложение А

### Топологическая схема эквивалента электрической сети

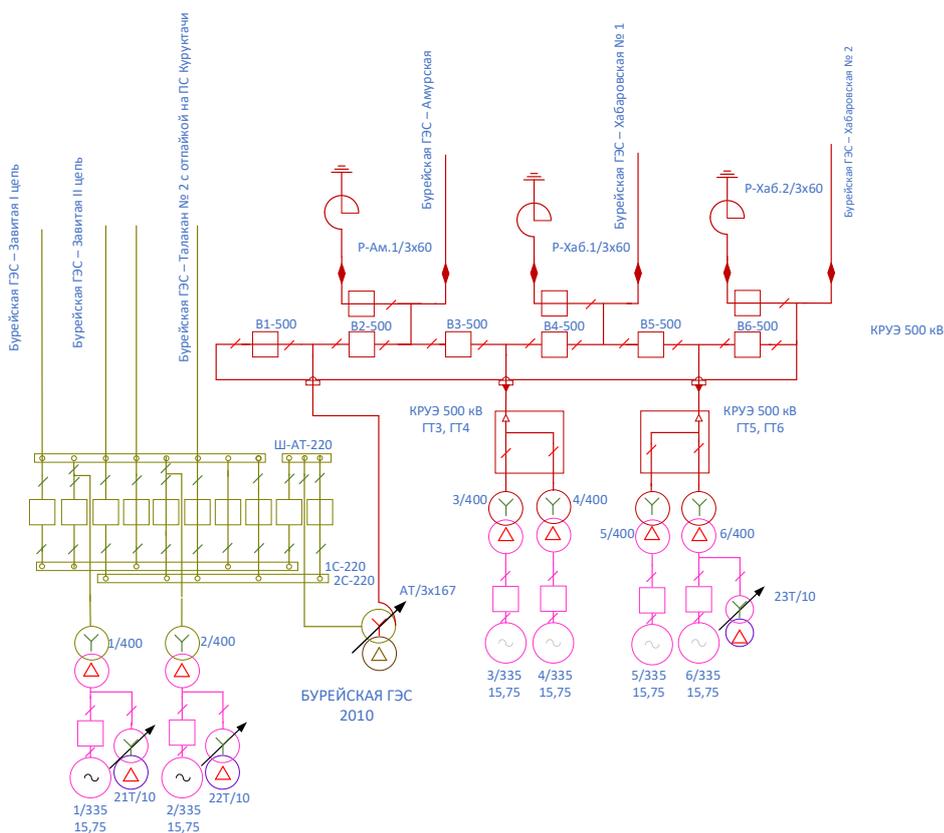


### Граф электрической сети

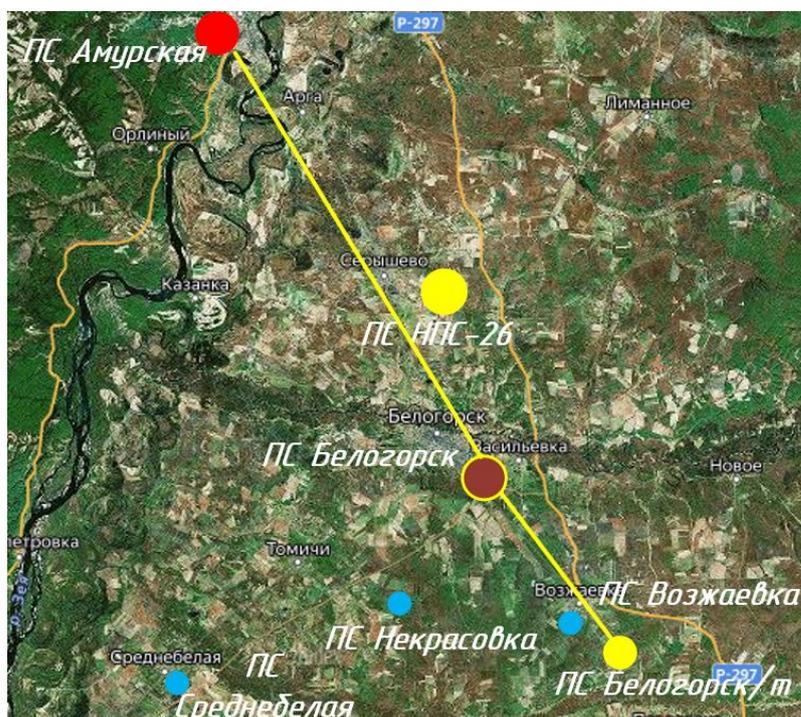


# Приложение А

## Главная схема Бурейской ГЭС

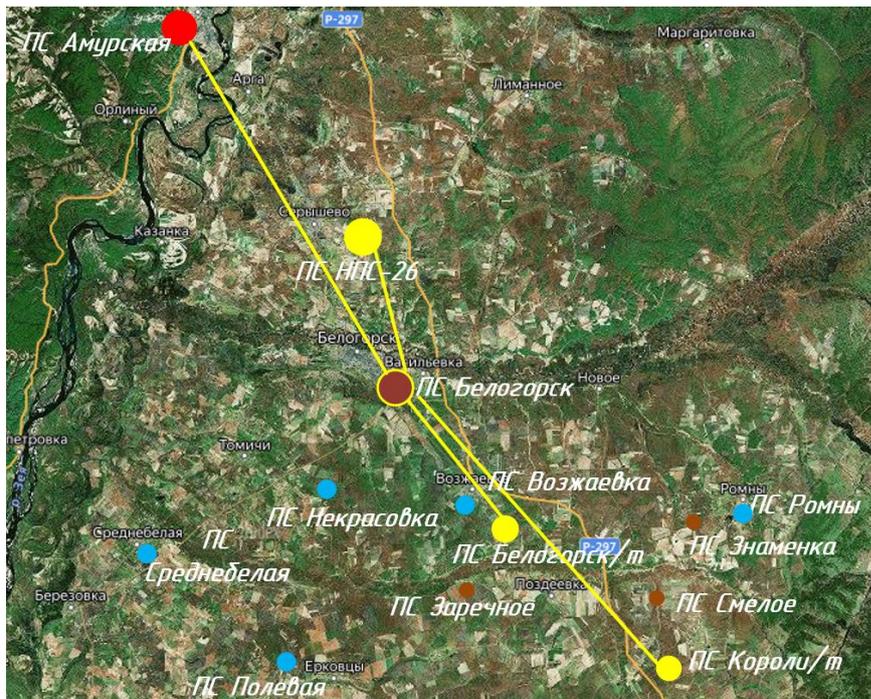


Вариант подключения 1

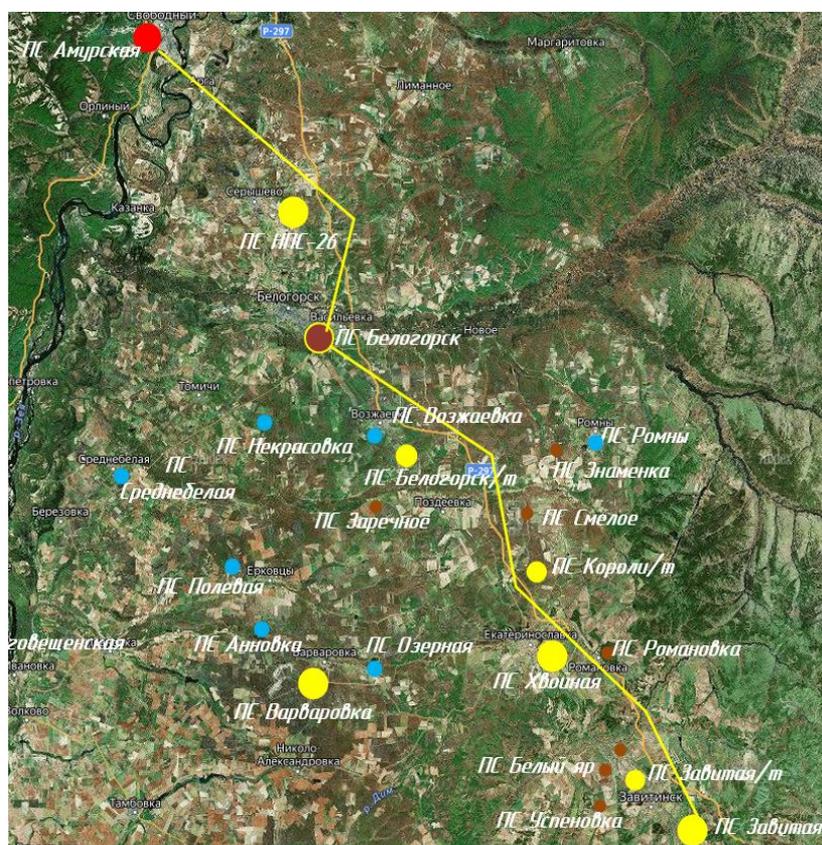


## Приложение А

## Вариант подключения 2



## Вариант подключения 3



## Приложение Б.

### Расчёт в программе Mathcad

Выбор вводных выключателей:  $\alpha_t := 1$        $\alpha_i := 1.05$        $K_{уд35} := 1.78$        $K_{уд10} := 1.78$   
 $I_{но35} := 29.56$   
 $I_{но10} := 8.92$        $T_{а35} := 0.3$        $T_{а10} := 0.6$

$$i_{уд35} := \sqrt{2} \cdot K_{уд35} \cdot I_{но35} = 74.411$$

$$i_{уд10} := \sqrt{2} \cdot K_{уд10} \cdot I_{но10} = 22.454$$

$$I_{ра635} := \frac{\sqrt{17.5^2 + 7^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} = 0.155$$

$$I_{ра610.5} := \frac{\sqrt{17.5^2 + 7^2}}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 2} = 0.518$$

$$B_{крас35} := I_{но35}^2 (1.02 + T_{а35}) = 1.153 \times 10^3$$

$$B_{крас10} := I_{но10}^2 (1.02 + T_{а10}) = 128.898$$

$$I_{ра6351} := \frac{\sqrt{7^2 + 1.88^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0.12$$

$$I_{ра6352} := \frac{\sqrt{7^2 + 1.88^2}}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 2} = 0.199$$

$$i_{вт35} := \sqrt{2} \cdot I_{но35} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{а35}}} = 40.434$$

$$i_{вт10} := \sqrt{2} \cdot I_{но10} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{а10}}} = 12.406$$

Расчётное значение тока:

$$I_{расч1} := I_{ра635} \cdot \alpha_t \cdot \alpha_i = 0.163 \quad \text{кА}$$

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

Расчётное значение тока:

$$I_{расч2} := I_{ра6351} \cdot \alpha_t \cdot \alpha_i = 0.126 \quad \text{кА}$$

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

\*Сравнить варианты пот дисконтированным затратам. Определить оптимальный.

Укрупнённые стоимостные показатели взяты из СТО 5694700729.240.124-2012.

Расчёт приведённых затрат.

$$Z := E \cdot K + И$$

$$E := 0.1$$

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:

$$K_{вл} := C_0 \cdot l$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

$$C_{110.2} := 1280 \quad \text{тыс.руб/км} \quad C_{35.2} := 1200 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{110} := 1050 \quad \text{тыс.руб/км} \quad C_{35} := 870 \quad \text{тыс.руб/км}$$

Вариант №1.

$$K_{\text{вл1}} := C_{35.2} \cdot 10 + C_{35} \cdot 4 + C_{35} \cdot 30 = 41580 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{инф}} := 12.1$$

Итоговая стоимость ВЛ:

$$l_{11} := 10 + 4 = 14$$

$$K_{\text{отз1}} := (70 \cdot 7 \cdot l_{11}) + 95 \cdot l_{11} = 8.19 \times 10^3$$

$$K_{\Sigma \text{вл1}} := (K_{\text{вл1}} + K_{\text{отз1}}) \cdot 1.4 \cdot K_{\text{инф}} = 843103.8 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{вл2}} := C_{110} \cdot 10 + C_{35.2} \cdot 20 = 34500$$

Итоговая стоимость ВЛ:

$$l_{12} := 10 + 20 = 30$$

$$K_{\text{отз2}} := (70 \cdot 7 \cdot l_{12}) + 95 \cdot l_{12} = 1.755 \times 10^4$$

$$K_{\Sigma \text{вл2}} := (K_{\text{вл2}} + K_{\text{отз2}}) \cdot 1.4 \cdot K_{\text{инф}} = 881727 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в строительство ПС:

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

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

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

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

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

$$K_{\text{пост}} := 11000 \quad \text{тыс.руб} \quad K_{\text{отвзвм}} := 59 \cdot 7 = 413 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ру1}} := 22000 = 2.2 \times 10^4$$

$$K_{\text{ру2}} := 66000 = 6.6 \times 10^4$$

$$K_{\text{тр6.3}} := 2200 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр16}} := 3700 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

$$K_{\text{тр16110}} := 5900 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{ВЫК35}} := 2000$$

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

$$K_{\text{тр1}} := (K_{\text{тр16}} + K_{\text{тр6.3}}) \cdot 2 = 1.18 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр2}} := (K_{\text{тр16110}} + K_{\text{тр6.3}}) \cdot 2 = 1.62 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{ору1}} := K_{\text{ру1}} \cdot 2 + 2 \cdot K_{\text{ВЫК35}} = 4.8 \times 10^4$$

$$K_{\text{ору2}} := K_{\text{ру1}} + K_{\text{ру2}} + 2 \cdot K_{\text{ВЫК35}} = 9.2 \times 10^4$$

$$K_{\text{пс1}} := K_{\text{пост}} \cdot 2 + K_{\text{ору1}} + K_{\text{тр1}} + K_{\text{отвзем}} \cdot 2 + K_{\text{БСК}} = 8.613 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс2}} := K_{\text{пост}} \cdot 2 + K_{\text{ору2}} + K_{\text{тр2}} + K_{\text{отвзем}} \cdot 2 = 1.31 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

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

$$K_{\Sigma \text{пс1}} := K_{\text{пс1}} \cdot 1.4 \cdot K_{\text{инф}} = 1.459 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\Sigma \text{пс2}} := K_{\text{пс2}} \cdot 1.4 \cdot K_{\text{инф}} = 2.22 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

**Капиталовложения на сооружение сети:**

**Вариант №1.**

$$K_1 := (K_{\Sigma \text{вл1}} + K_{\Sigma \text{пс1}}) = 2302078.24 \text{ тыс.руб}$$

**Вариант №2.**

$$K_2 := (K_{\Sigma \text{вл2}} + K_{\Sigma \text{пс2}}) = 3.101 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

**Затраты на издержки:**

$$И := I_s + I_{\text{зм}} + I_{\Delta W}$$

**Эксплуатационные издержки:**

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

**Вариант №1.**

$$И_{\text{э1}} := \alpha_{\text{э.вл}} \cdot K_{\Sigma \text{вл1}} + \alpha_{\text{э.пс}} \cdot K_{\Sigma \text{пс1}} = 7.885 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

Вариант №2.

$$I_{\Sigma 2} := \alpha_{\Sigma \text{вл}} \cdot K_{\Sigma \text{вл}2} + \alpha_{\Sigma \text{пс}} \cdot K_{\Sigma \text{пс}2} = 1.172 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Амортизационные издержки:

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

Вариант №1.

$$I_{\text{ам}1} := \frac{K_{\Sigma \text{вл}1}}{T_{\text{сл.вл}}} + \frac{K_{\Sigma \text{пс}1}}{T_{\text{сл.пс}}} = 1.292 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{\text{ам}2} := \frac{K_{\Sigma \text{вл}2}}{T_{\text{сл.вл}}} + \frac{K_{\Sigma \text{пс}2}}{T_{\text{сл.пс}}} = 1.698 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

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

Потери электроэнергии:

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

Потери в ВЛ:

Вариант №1.

$$T := 5500 \quad \text{ч}$$

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{\text{вл}1} := 400$$

Вариант №2.

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{\text{вл}2} := 350$$

Потери электрической энергии в трансформаторах:

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Sigma W_{\text{тр}} := 180$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

Суммарные потери в сети:

Вариант №1.

$$\Sigma W_1 := (\Sigma W_{\text{вл1}} + \Sigma W_{\text{тр}}) = 580$$

Вариант №2.

$$\Sigma W_2 := (\Sigma W_{\text{вл2}} + \Sigma W_{\text{тр}}) = 530$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 := 2.84 \text{ руб/кВт*ч}$$

Вариант №1.

$$I_{\Delta W1} := (\Sigma W_1 \cdot C_0) = 1647.2 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{\Delta W2} := (\Sigma W_2 \cdot C_0) = 1.505 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

Вариант №1.

$$I_1 := I_{\text{з1}} + I_{\text{зв1}} + I_{\Delta W1} = 2.097 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_2 := I_{\text{з2}} + I_{\text{зв2}} + I_{\Delta W2} = 2.884 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Приведённые затраты:

Вариант №1.

$$Z_1 := E \cdot K_1 + I_1 = 439861.115 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$Z_2 := E \cdot K_2 + I_2 = 598547.877 \quad \text{тыс.руб}$$

Из двух предложенных вариантов наиболее выгодным является вариант №1, так как капиталовложения, издержки и, соответственно, приведённые затраты на сооружение сети меньше на 158700 тыс. руб по сравнению с вариантом №2.

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

## Продолжение приложение Б.

### Расчёт в программе Mathcad

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

Годовая прибыль:

$$O := W_{\text{год}} \cdot T_3 \quad T_3 := 2.5 \text{ руб/кВт*ч}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} \quad T_{\text{max}} := 8760 \quad \text{ч}$$

$$S_{\text{ном1}} := 24500 \quad \text{кВт} \quad n := 2 \quad k_{1\text{ном1}} := 0.5$$

$$S_{p1} := n \cdot S_{\text{ном1}} \cdot k_{1\text{ном1}} = 2.45 \times 10^4 \quad \text{кВА}$$

$$\cos\phi_1 := 1$$

$$P_{p1} := S_{p1} \cdot \cos\phi_1 = 2.45 \times 10^4 \quad \text{кВт}$$

$$P_p := P_{p1} = 2.45 \times 10^4 \quad \text{кВт}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 2.146 \times 10^8 \quad \text{кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_3) \cdot 10^{-3} = 5.365 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$И := И_1 - И_{\text{ам1}} = 8.05 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\Pi_{\text{год}} := O - И = 4.561 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$Н := \Pi_{\text{год}} \cdot 0.24 = 1.095 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

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

Капиталовложения в первый год:

$$K_{c1} := 0.4 \cdot K_1 = 9.208 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

Капиталовложения во второй год:

$$K_{22} := 0.6 \cdot K_1 = 1.381 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Первый год:

$$E_n := 0.08$$

$$\Theta_1 := -И - K_{11} = -1.001 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_1 := \frac{\Theta_1}{(1 + E_n)^1} = -9.272 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_{1.} := \text{чдд}_1 = -9.272 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Второй год:

$$\Theta_2 := -И - K_{22} = -1.462 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_2 := \frac{\Theta_2}{(1 + E_n)^2} = -1.253 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_{2.} := \text{чдд}_{1.} + \text{чдд}_2 = -2.18 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Третий год:

$$\Theta_3 := О - И - Н = 3.466 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_3 := \frac{\Theta_3}{(1 + E_n)^3} = 2.751 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_{3.} := \text{чдд}_{2.} + \text{чдд}_3 = -1.905 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\Theta := \Theta_3 = 3.466 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_4 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^4} = 2.548 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_{4.} := \text{чдд}_{3.} + \text{чдд}_4 = -1.65 \times 10^6$$

$$\text{чдд}_5 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^5} = 2.359 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_{5.} := \text{чдд}_{4.} + \text{чдд}_5 = -1.415 \times 10^6$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

$$\text{ЧДД}_6 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^6} = 2.184 \times 10^5$$

тыс.руб

$$\text{ЧДД}_6 := \text{ЧДД}_5 + \text{ЧДД}_6 = -1.196 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_7 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^7} = 2.022 \times 10^5$$

тыс.руб

$$\text{ЧДД}_7 := \text{ЧДД}_6 + \text{ЧДД}_7 = -9.939 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_8 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^8} = 1.873 \times 10^5$$

тыс.руб

$$\text{ЧДД}_8 := \text{ЧДД}_7 + \text{ЧДД}_8 = -8.067 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_9 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^9} = 1.734 \times 10^5$$

тыс.руб

$$\text{ЧДД}_9 := \text{ЧДД}_8 + \text{ЧДД}_9 = -6.333 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{10} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{10}} = 1.605 \times 10^5$$

тыс.руб

$$\text{ЧДД}_{10} := \text{ЧДД}_9 + \text{ЧДД}_{10} = -4.727 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{11} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{11}} = 1.487 \times 10^5$$

тыс.руб

$$\text{ЧДД}_{11} := \text{ЧДД}_{10} + \text{ЧДД}_{11} = -3.241 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{12} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{12}} = 1.376 \times 10^5$$

тыс.руб

$$\text{ЧДД}_{12} := \text{ЧДД}_{11} + \text{ЧДД}_{12} = -1.864 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{13} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{13}} = 1.274 \times 10^5$$

тыс.руб

$$\text{ЧДД}_{13} := \text{ЧДД}_{12} + \text{ЧДД}_{13} = -5.9 \times 10^4$$

$$\text{ЧДД}_{14} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{14}} = 1.18 \times 10^5$$

тыс.руб

$$\text{ЧДД}_{14} := \text{ЧДД}_{13} + \text{ЧДД}_{14} = 5.9 \times 10^4$$

$$\text{ЧДД}_{15} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{15}} = 1.093 \times 10^5$$

тыс.руб

$$\text{ЧДД}_{15} := \text{ЧДД}_{14} + \text{ЧДД}_{15} = 1.683 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{16} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{16}} = 1.012 \times 10^5$$

тыс.руб

$$\text{ЧДД}_{16} := \text{ЧДД}_{15} + \text{ЧДД}_{16} = 2.694 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{17} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{17}} = 9.368 \times 10^4$$

тыс.руб

$$\text{ЧДД}_{17} := \text{ЧДД}_{16} + \text{ЧДД}_{17} = 3.631 \times 10^5$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

$$\text{ЧДД}_{18} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{18}} = 8.674 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{18} := \text{ЧДД}_{17} + \text{ЧДД}_{18} = 4.498 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{19} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{19}} = 8.031 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{19} := \text{ЧДД}_{18} + \text{ЧДД}_{19} = 5.302 \times 10^5$$

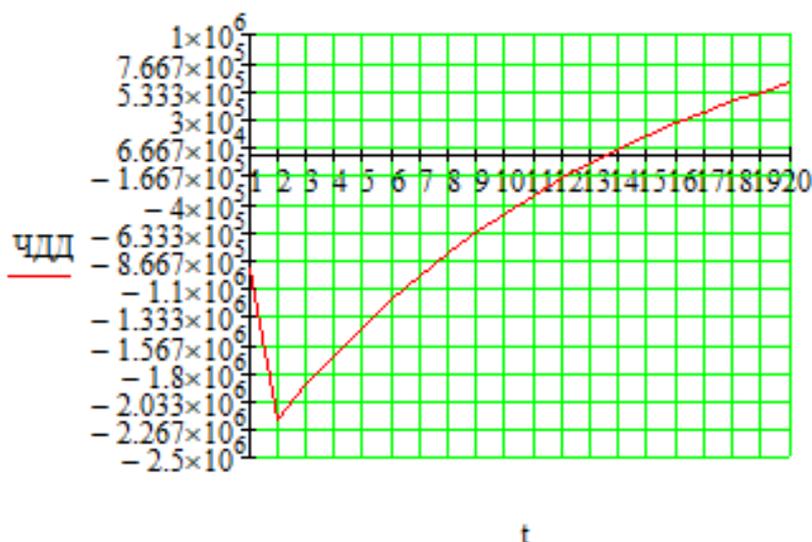
$$\text{ЧДД}_{20} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{20}} = 7.436 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{20} := \text{ЧДД}_{19} + \text{ЧДД}_{20} = 6.045 \times 10^5$$

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

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_1} + 1 = 1.263$$

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:

$$\text{ЧД}_1 := \text{Э}_1 = -1.001 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_1 := \text{ЧД}_1 = -1.001 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_2 := \text{Э}_2 = -1.462 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_2 := \text{ЧД}_1 + \text{ЧД}_2 = -2.463 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_3 := \text{Э} = 3.466 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_3 := \text{ЧД}_2 + \text{ЧД}_3 = -2.116 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_4 := \text{Э} = 3.466 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_4 := \text{ЧД}_3 + \text{ЧД}_4 = -1.77 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_5 := \text{Э} = 3.466 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_5 := \text{ЧД}_4 + \text{ЧД}_5 = -1.423 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_6 := \text{Э} = 3.466 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

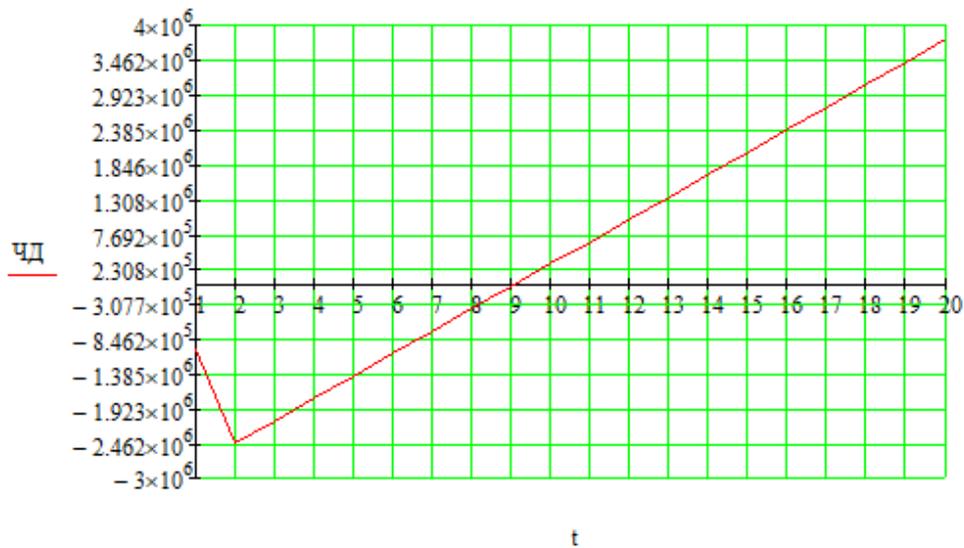
Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

		$ЧД_6 := ЧД_5 + ЧД_6 = -1.077 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_7 := Э = 3.466 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_7 := ЧД_6 + ЧД_7 = -7.301 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_8 := Э = 3.466 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_8 := ЧД_7 + ЧД_8 = -3.835 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_9 := Э = 3.466 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_9 := ЧД_8 + ЧД_9 = -3.688 \times 10^4$	тыс.руб
$ЧД_{10} := Э = 3.466 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{10} := ЧД_9 + ЧД_{10} = 3.097 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{11} := Э = 3.466 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{11} := ЧД_{10} + ЧД_{11} = 6.563 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{12} := Э = 3.466 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{12} := ЧД_{11} + ЧД_{12} = 1.003 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{13} := Э = 3.466 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{13} := ЧД_{12} + ЧД_{13} = 1.35 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{14} := Э = 3.466 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{14} := ЧД_{13} + ЧД_{14} = 1.696 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{15} := Э = 3.466 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{15} := ЧД_{14} + ЧД_{15} = 2.043 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{16} := Э = 3.466 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{16} := ЧД_{15} + ЧД_{16} = 2.389 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{17} := Э = 3.466 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{17} := ЧД_{16} + ЧД_{17} = 2.736 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{18} := Э = 3.466 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{18} := ЧД_{17} + ЧД_{18} = 3.083 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{19} := Э = 3.466 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{19} := ЧД_{18} + ЧД_{19} = 3.429 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{20} := Э = 3.466 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{20} := ЧД_{19} + ЧД_{20} = 3.776 \times 10^6$	тыс.руб

## Продолжение приложение Б.

### Расчёт в программе Mathcad



Простой срок окупаемости составит 9 лет.

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

Дисконтированный срок окупаемости составит 14 лет.

\*Рассчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

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

$$R_1 := \frac{\Theta_1}{K_1} \cdot 100 = -43.497 \quad \%$$

$$R_2 := \frac{\Theta_2}{K_1} \cdot 100 = -63.497 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\Theta_3}{K_1} \cdot 100 = 15.056 \quad \%$$

**Выводы:** Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 2302 миллионов руб. составит 14 лет. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД > 1 (ИДД=1.263). Рентабельность проекта составит 15.056 % 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	N_сxn	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta
Ген	1	БГЭС ГА 1	15,75	0	1	0	0	300	-43,2841	16	-200	200	0	16	1,587302	9,912983
Ген	2	БГЭС ГА 2	15,75	0	1	0	0	72	-55,6114	16	-200	200	0	16	1,587302	5,002232
Ген	3	БГЭС ГА 3	15,75	0	1	0	0	25	-96,7956	16	-200	200	0	16	1,587302	2,327292
Ген	4	БГЭС ГА 4	15,75	0	1	0	0	300	-65,4762	16	-200	200	0	0	0	12,85985
Ген	5	БГЭС ГА 5	15,75	0	1	0	0	300	-83,2774	16	-200	200	0	16	1,587302	8,336806
Ген	6	БГЭС ГА 6	15,75	0	1	0	0	50	-96,7597	16	-200	200	0	16	1,587302	2,872705
Нагр	7	БГЭС 500 кВ	500	0	1	400	-300	0	0	0	0	0	0	527,3299	5,465989	1,753759
Нагр	8	БГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	518,6362	3,727242	3,428746
Нагр	9	БГЭС 220 кВ	220	0	1	19,3	1,6	0	0	0	0	0	0	228,243	3,746804	3,434827
Нагр	10	БГЭС 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,30453	3,727242	3,428746
Нагр	11	Завитая 220 кВ	220	0	1	20	-50	0	0	0	0	0	0	230,0492	4,567798	-0,58738
Нагр	12	Хвойная 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,7943	3,997395	-2,10619
Нагр	13	Короли/т 220 кВ	220	0	1	27,8	6,9	0	0	0	0	0	0	228,4883	3,858297	-2,4121
Нагр	14	Белогорск/т 220 кВ	220	0	1	25	19	0	0	0	0	0	0	226,6793	3,036059	-3,4039
Нагр	15	Белогорск 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	226,7085	3,049296	-3,51799
Нагр	16	Свободный 220 кВ	220	0	1	9,5	1	0	0	0	0	0	0	229,3841	4,265478	-2,67504
Нагр	17	НПС 26	220	0	1	6,2	1	0	0	0	0	0	0	228,1967	3,725776	-3,11372
База	18	Амурская 500 кВ	500	0	1	0	0	304,677	-189,874	520	0	0	0	520	4	0
Нагр	19	Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	521,8083	4,361653	-2,60939
Нагр	20	Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	521,8083	4,361653	-2,60939
Нагр	21	Амурская 220 кВ	220	0	1	340	-60	0	0	0	0	0	0	229,5292	4,331468	-2,61119
Нагр	22	Амурская 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,52658	4,361653	-2,60939
Нагр	23	оп. Хвойная 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,4599	3,845402	-2,24956
Нагр	24	оп. Хвойная 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,7954	3,997922	-2,0996
Нагр	25	оп. Белогорск 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	227,5843	3,447387	-3,24475
Нагр	26	оп. Белогорск 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	226,7085	3,049296	-3,51799
Нагр	27	оп. Свободный	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	229,3841	4,265478	-2,67504
Нагр	28	Белогорск Н1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,0291	1,831425	-7,05149
Нагр	29	Белогорск Н2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,0291	1,831425	-7,05149
Нагр	30	Белогорск Н3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,6514	0,296096	-7,18358
Нагр	31	Белогорск Н4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,6514	0,296096	-7,18358
Нагр	32	Белогорск 110 кВ	110	0	1	50	9	0	0	0	0	0	0	111,9204	1,745858	-7,04438
Нагр	33	Белогорск 35 кВ	35	0	1	30	10	0	0	0	0	0	0	35,04462	0,127488	-7,16239
Нагр	34	Белогорск 10 кВ	10,5	0	1	9	4	0	0	0	0	0	0	10,46652	-0,31887	-7,84051
Нагр	35	Хвойная Н1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,9352	4,061434	-3,65725
Нагр	36	Хвойная Н2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,9352	4,061434	-3,65725
Нагр	37	Хвойная 110 кВ	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	114,4345	4,031322	-3,65943
Нагр	38	Хвойная 35 кВ	35	0	1	4	1	0	0	0	0	0	0	36,29612	3,703199	-4,24939
Нагр	39	Завитая Н1	220	0	1	0	0	8,920791	0	0	0	0	0	239,6257	8,920791	-3,15288
Нагр	40	Завитая Н2	220	0	1	0	0	8,920791	0	0	0	0	0	239,6257	8,920791	-3,15288
Нагр	41	Завитая 35 кВ	35	0	1	5	1	0	0	0	0	0	0	38,07585	8,788138	-3,14262
Нагр	42	Завитая 10 кВ	10,5	0	1	4	1	0	0	0	0	0	0	11,41298	8,695057	-3,4453
Нагр	43	оп. Некрасовка	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	111,3527	1,229689	-7,43074
Нагр	44	Некрасовка 110 кВ	110	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	111,342	1,220021	-7,43551
Нагр	45	Среднебелая 110 кВ	110	0	1	5	2	0	0	0	0	0	0	110,8458	0,7689	-7,67876
Нагр	46	Возжаевка 110 кВ	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	111,6775	1,525036	-7,21622
Нагр	47	Возжаевка Н1	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,5464	5,042173	-8,58263
Нагр	48	Возжаевка Н2	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,5464	5,042173	-8,58263
Нагр	49	Возжаевка 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,73471	4,956315	-8,56599
Нагр	50	Возжаевка 10 кВ	10,5	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	10,95	4,285749	-8,89583
Нагр	51	Ромны 110 кВ	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	111,5899	1,445408	-7,45021
Нагр	52	Ромны Н1	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	111,9697	1,790631	-8,68041
Нагр	53	Ромны Н2	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	111,9697	1,790631	-8,68041
Нагр	54	Ромны 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	35,59875	1,710713	-8,69056
Нагр	55	Ромны 10 кВ	10,5	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	10,60934	1,041339	-9,0141
Нагр	56	Озерная 110 кВ	110	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	113,0748	2,795304	-5,27501
Нагр	57	оп. Анновка	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	112,447	2,224502	-6,029
Нагр	58	Анновка 110 кВ	110	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	112,4433	2,221197	-6,03052
Нагр	59	Полевая 110 кВ	110	0	1	19	-2	0	0	0	0	0	0	111,5919	1,4472	-7,06892
Нагр	60	Завитая/т 220 кВ	220	0	1	26	12	0	0	0	0	0	0	229,9129	4,505869	-0,6308
Нагр	61	НПС 27	220	0	1	22	-3	0	0	0	0	0	0	230,3729	4,714946	-0,94673
Нагр	62	Успеновка 35 кВ	35	0	1	0,5	0,1	0	0	0	0	0	0	36,21995	3,485559	-5,27867
Нагр	63	Белый яр 35 кВ	35	0	1	1,5	0,4	0	0	0	0	0	0	35,28078	0,802214	-6,45514
Нагр	64	Новомихайловка 35 кВ	35	0	1	4	1	0	0	0	0	0	0	34,81568	-0,52662	-7,06755
Нагр	65	Романовка 35 кВ	35	0	1	1,5	0,4	0	0	0	0	0	0	34,46571	-1,52653	-7,52617
Нагр	66	Смелое 35 кВ	35	0	1	1,5	0,4	0	0	0	0	0	0	35,13597	0,388486	-4,77476
Нагр	67	Знаменка 35 кВ	35	0	1	2	0,5	0	0	0	0	0	0	34,47655	-1,49558	-9,23928

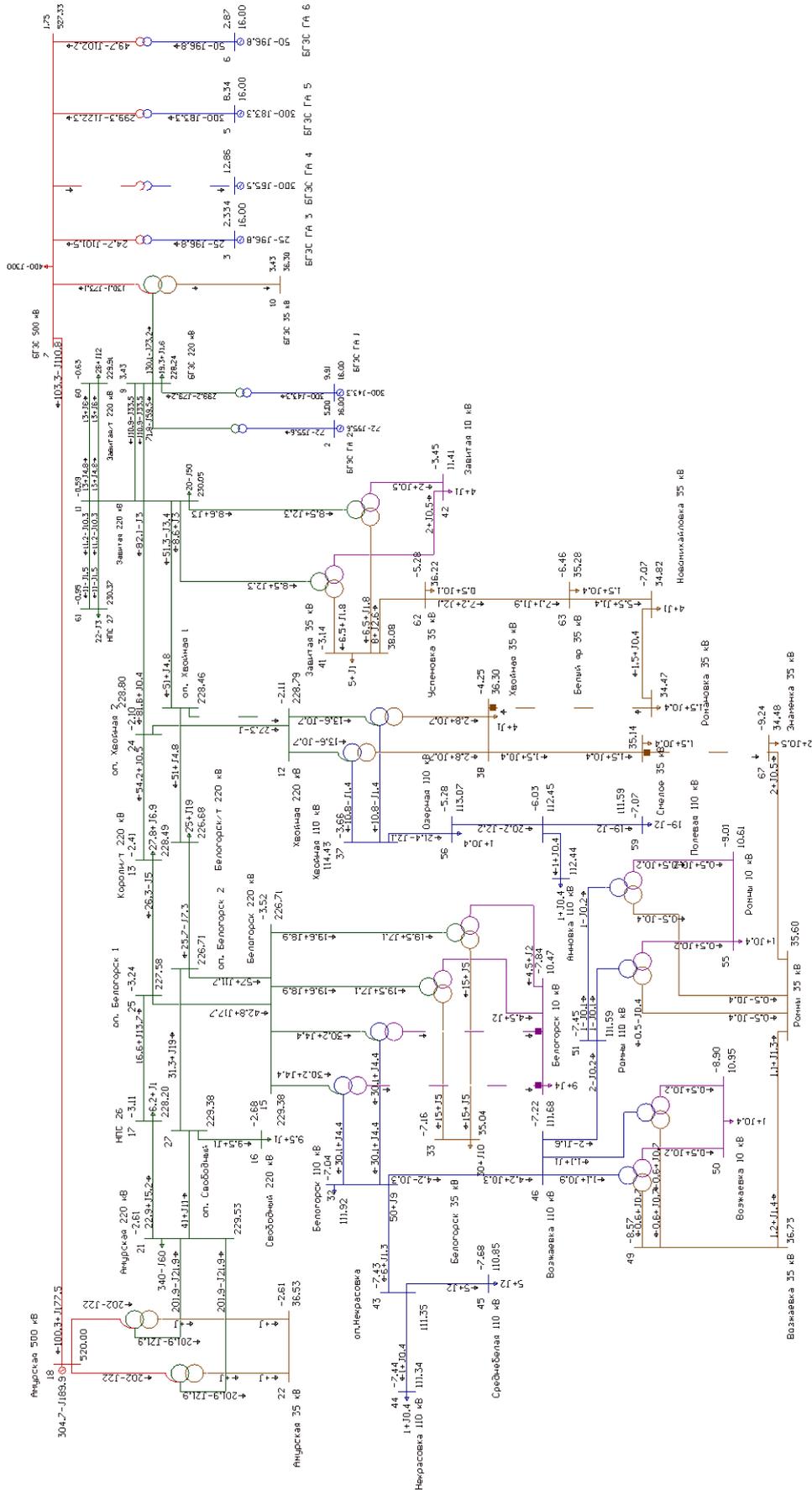
## Продолжение приложение В.

### Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	lдон_расч/ max	l загр.	
Тр-р	9	1	0		0 БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 1	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	299,231	-79,1644	0	0	782,9584	0
Тр-р	9	2	0		0 БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 2	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	71,75518	-59,4601	0	0	235,7271	0
Тр-р	7	3	0		0 БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 3	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	24,72487	-101,469	0	0	114,3446	0
Тр-р	7	4	0		0 БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 4	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	7	5	0		0 БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 5	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	299,266	-122,316	0	0	353,9642	0
Тр-р	7	6	0		0 БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 6	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	49,71497	-102,172	0	0	124,4029	0
Тр-р	7	8	0		0 БГЭС 500 кВ - БГЭС Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	129,6778	-84,8814	0	0	169,6892	0
Тр-р	8	9	0		0 БГЭС Н1 - БГЭС 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	130,0682	-73,2195	0	0	166,1586	0
Тр-р	8	10	0		0 БГЭС Н1 - БГЭС 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	18	19	0		0 Амурская 500 кВ - Амурская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-202,466	6,186242	0	0	224,9006	0
Тр-р	18	20	0		0 Амурская 500 кВ - Амурская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-202,466	6,186242	0	0	224,9006	0
Тр-р	19	21	0		0 Амурская Н1 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-201,935	21,90664	0	0	224,74	0
Тр-р	20	21	0		0 Амурская Н2 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-201,935	21,90664	0	0	224,74	0
Тр-р	19	22	0		0 Амурская Н1 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-2,08Е-14	-5,22Е-13	0	0	5,78Е-13	0
Тр-р	20	22	0		0 Амурская Н2 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-2,08Е-14	-5,22Е-13	0	0	5,78Е-13	0
ЛЭП	7	18	0		0 БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	8,07	85,26	-1064,5	10	0	0	0	-103,339	110,8141	0	1000	226,3409	22,63409
ЛЭП	9	11	0		0 БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-110,884	33,50003	0	960	293,0075	30,52162
ЛЭП	9	11	0		0 БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-110,884	33,50003	0	960	293,0075	30,52162
ЛЭП	11	23	0		0 Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	6,69	29,91	-184,4	0	0	0	0	-51,3023	3,991237	0	630	129,3793	20,35639
ЛЭП	23	14	0		0 оп. Хвойная 1 - Белогорск/г 220 кВ	4,75	21,24	-130,9	0	0	0	0	-50,9638	-4,83331	0	630	131,9399	20,94284
ЛЭП	23	12	0		0 оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	0,11	0,39	-2,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	11	24	0		0 Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	3,78	16,91	-104,3	0	0	0	0	-82,0951	2,970989	0	630	206,1675	32,72501
ЛЭП	24	12	0		0 оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	0,01	0,22	-1,4	0	0	0	0	-27,3433	0,072058	0	630	68,99917	10,95225
ЛЭП	24	13	0		0 оп. Хвойная 2 - Короли/г 220 кВ	1,18	5,29	-32,6	0	0	0	0	-54,1984	-0,48956	0	630	136,8666	21,72485
ЛЭП	23	25	0		0 Короли/г 220 кВ - оп. Белогорск 1	8,38	28,6	-180	0	0	0	0	-26,3335	5,000363	0	630	67,72916	10,50666
ЛЭП	24	26	0		0 Белогорск/г 220 кВ - оп. Белогорск 2	0,88	3,71	-23,7	0	0	0	0	-25,7193	8,461261	0	630	68,96073	10,94615
ЛЭП	25	15	0		0 оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	1,81	6,54	-39,05	0	0	0	0	-42,8039	-17,7089	0	630	119,5543	18,97687
ЛЭП	26	15	0		0 оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	0,07	0,026	-0,16	0	0	0	0	-57,0071	-11,6929	0	630	0	0
ЛЭП	25	17	0		0 оп. Белогорск 1 - НПС 26	1,97	8,63	-53,09	0	0	0	0	16,58189	13,72517	0	630	54,60679	8,667745
ЛЭП	26	27	0		0 оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	6,5	27,45	-175,4	0	0	0	0	31,30013	18,98846	0	630	93,23222	14,79877
ЛЭП	27	21	0		0 оп. Свободный - Амурская 220 кВ	0,39	1,54	-9,8	0	0	0	0	40,94079	11,49289	0	630	107,2095	16,98881
ЛЭП	17	21	0		0 НПС 26 - Амурская 220 кВ	5,03	22,03	-135,59	0	0	0	0	22,79497	12,03712	0	630	65,21963	10,35232
ЛЭП	27	16	0		0 оп. Свободный - Свободный 220 кВ	0,048	0,017	-0,104	0	0	0	0	-9,49024	-0,99121	0	630	0	0
Тр-р	11	39	0		0 Завитая 220 кВ - Завитая Н1	5,7	27,5	5,67	0,95	1,056412	12	2	-8,59996	-3,00624	0	0	22,86384	0
Тр-р	39	41	0		0 Завитая Н1 - Завитая 35 кВ	5,7	0	0	0	0,159	0	0	-6,51617	-1,80154	0	0	16,28893	0
Тр-р	39	42	0		0 Завитая Н1 - Завитая 10 кВ	5,7	148	0	0	0,0477	0	0	-1,99684	-0,51084	0	0	4,9661	0
Тр-р	11	40	0		0 Завитая 220 кВ - Завитая Н2	5,7	27,5	5,67	0,95	1,056412	12	2	-8,59996	-3,00624	0	0	22,86384	0
Тр-р	40	41	0		0 Завитая Н2 - Завитая 35 кВ	5,7	0	0	0	0,159	0	0	-6,51617	-1,80154	0	0	16,28893	0
Тр-р	40	42	0		0 Завитая Н2 - Завитая 10 кВ	5,7	148	0	0	0,0477	0	0	-1,99684	-0,51084	0	0	4,9661	0
Тр-р	12	35	0		0 Хвойная 220 кВ - Хвойная Н1	1,4	104	5,95	0,85	1	9	1	-13,6729	-0,0026	0	0	34,50279	0
Тр-р	35	37	0		0 Хвойная Н1 - Хвойная 110 кВ	1,4	0	0	0	0,5	0	0	-10,833	1,42482	0	0	27,55508	0
Тр-р	35	38	0		0 Хвойная Н1 - Хвойная 35 кВ	2,8	195,6	0	0	0,159	0	0	-7,77188	-0,74435	0	0	7,238031	0
Тр-р	12	36	0		0 Хвойная 220 кВ - Хвойная Н2	1,4	104	5,95	0,85	1	9	1	-13,6729	-0,0026	0	0	34,50279	0
Тр-р	36	37	0		0 Хвойная Н2 - Хвойная 110 кВ	1,4	0	0	0	0,5	0	0	-10,833	1,42482	0	0	27,55508	0
Тр-р	36	38	0		0 Хвойная Н2 - Хвойная 35 кВ	2,8	195,6	0	0	0,159	0	0	-7,77188	-0,74435	0	0	7,238031	0
Тр-р	15	28	0		0 Белогорск 220 кВ - Белогорск Н1	1,4	104	5,95	0,85	1	9	1	-30,2279	-6,6685	0	0	78,83134	0
Тр-р	28	32	0		0 Белогорск Н1 - Белогорск 110 кВ	1,4	0	0	0	0,5	0	0	-30,1236	-4,44919	0	0	78,47446	0
Тр-р	28	34	0		0 Белогорск Н1 - Белогорск 10 кВ	2,8	195,6	0	0	0,0477	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	15	29	0		0 Белогорск 220 кВ - Белогорск Н2	1,4	104	5,95	0,85	1	9	1	-30,2279	-6,6685	0	0	78,83134	0
Тр-р	29	32	0		0 Белогорск Н2 - Белогорск 110 кВ	1,4	0	0	0	0,5	0	0	-30,1236	-4,44919	0	0	78,47446	0
Тр-р	29	34	0		0 Белогорск Н2 - Белогорск 10 кВ	2,8	195,6	0	0	0,0477	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	15	30	0		0 Белогорск 220 кВ - Белогорск Н3	3,6	165	8,32	1,04	1	9	2	-19,622	-8,94322	0	0	54,91618	0
Тр-р	30	33	0		0 Белогорск Н3 - Белогорск 35 кВ	3,6	0	0	0	0,159	0	0	-15,0168	-4,99826	0	0	41,41192	0
Тр-р	30	34	0		0 Белогорск Н3 - Белогорск 10 кВ	3,6	125	0	0	0,0477	0	0	-4,50024	-2,06272	0	0	12,95322	0
Тр-р	15	31	0		0 Белогорск 220 кВ - Белогорск Н4	3,6	165	8,32	1,04	1	9	2	-19,622	-8,94322	0	0	54,91618	0
Тр-р	31	33	0		0 Белогорск Н4 - Белогорск 35 кВ	3,6	0	0	0	0,159	0	0	-15,0168	-4,99826	0	0	41,41192	0
Тр-р	31	34	0		0 Белогорск Н4 - Белогорск 10 кВ	3,6	125	0	0	0,0477	0	0	-4,50024	-2,06272	0	0	12,95322	0
ЛЭП	11	60	0		0 Завитая 220 кВ - Завитая/г 220 кВ	0,96	3,48	-22,4	0,48	0	0	0	-13,0249	-4,82848	0	610	35,9454	5,892689
ЛЭП	11	60	0		0 Завитая 220 кВ - Завитая/г 220 кВ	0,96	3,48	-22,4	0,48	0	0	0	-13,0249	-4,82848	0	610	35,9454	5,892689
ЛЭП	11	61	0		0 Завитая 220 кВ - НПС 27	7,2	26,1	-168	3,6	0	0	0	-11,2084	10,32464	0	610	38,24503	6,269677
ЛЭП	11	61	0		0 Завитая 220 кВ - НПС 27	7,2	26,1	-168	3,6	0	0	0	-11,2084	10,32464	0	610	38,24503	6,269677
ЛЭП	32	43	0		0 Белогорск 110 кВ - оп. Некрасовка	8,54	15,05	-93,1	0	0	0	0	-6,04438	-0,22828	0	390	31,97631	8,199053
ЛЭП	43	44	0		0 оп. Некрасовка - Некрасовка 110 кВ	0,732	1,29	-7,98	0	0	0	0	-0,99981	-0,30121	0	390	5,583632	1,431701
ЛЭП	43	45	0		0 оп. Некрасовка - Среднебелая 110 кВ	7,32	12,9	-79,8	0	0	0	0	-5					

# Продолжение приложение В.

## Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима



## Продолжение приложение В.

### Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

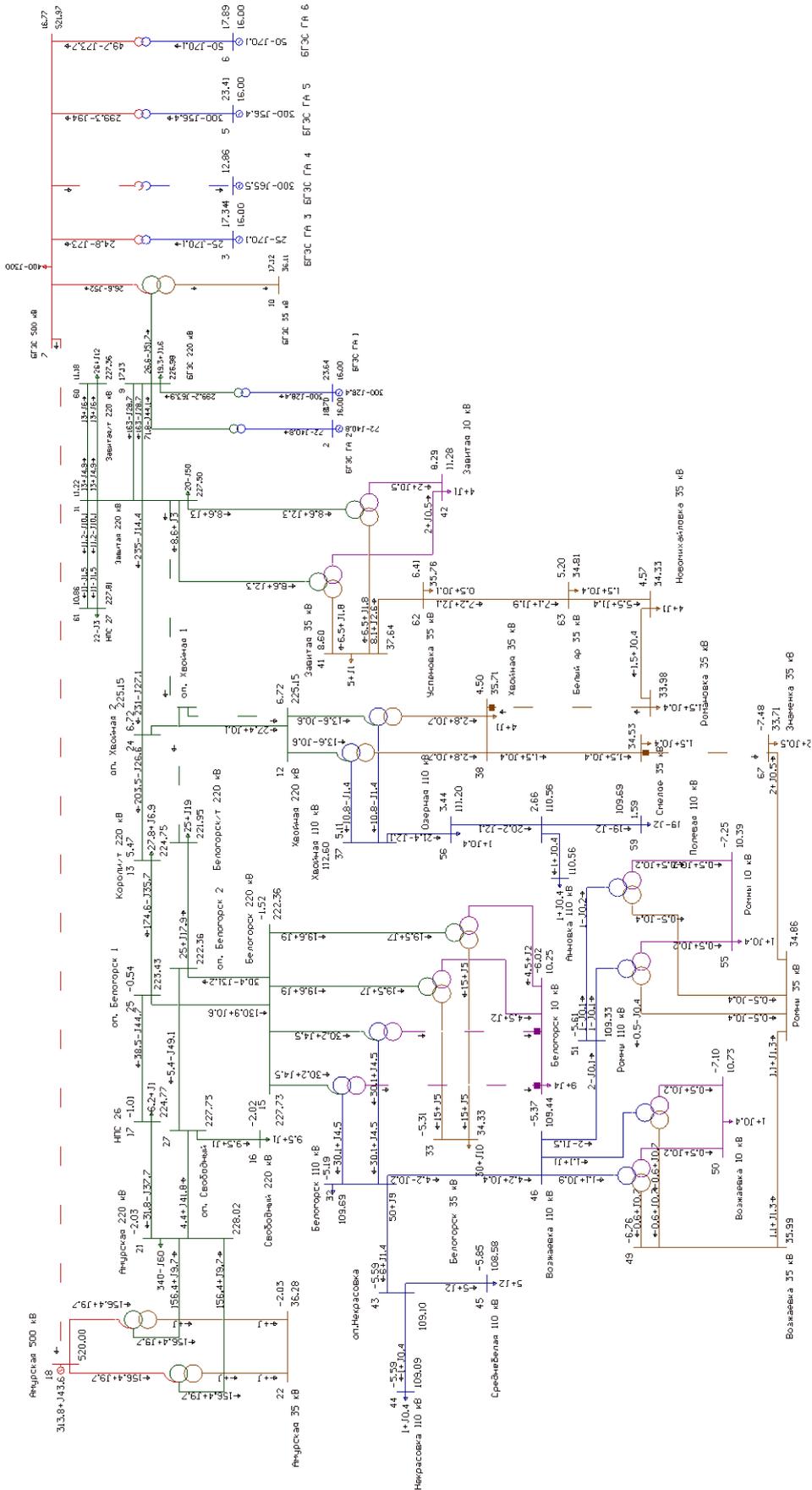
Тип	Номер	Название	U_ном	N_сxn	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	dV	Delta
Ген	1	БГЭС ГА 1	15,75	0	1	0	0	300	-28,437	16	-200	200	0	16	1,587302	23,6374
Ген	2	БГЭС ГА 2	15,75	0	1	0	0	72	-40,832	16	-200	200	0	16	1,587302	18,69943
Ген	3	БГЭС ГА 3	15,75	0	1	0	0	25	-70,1048	16	-200	200	0	16	1,587302	17,3434
Ген	4	БГЭС ГА 4	15,75	0	1	0	0	300	-65,4762	16	-200	200	0	0	0	12,85985
Ген	5	БГЭС ГА 5	15,75	0	1	0	0	300	-56,4472	16	-200	200	0	16	1,587302	23,41479
Ген	6	БГЭС ГА 6	15,75	0	1	0	0	50	-70,0686	16	-200	200	0	16	1,587302	17,89441
Нагр	7	БГЭС 500 кВ	500	0	1	400	-300	0	0	0	0	0	0	521,9707	4,394141	16,77182
Нагр	8	БГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	515,8371	3,167423	17,12416
Нагр	9	БГЭС 220 кВ	220	0	1	19,3	1,6	0	0	0	0	0	0	226,9772	3,171446	17,1285
Нагр	10	БГЭС 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,1086	3,167423	17,12416
Нагр	11	Завитая 220 кВ	220	0	1	20	-50	0	0	0	0	0	0	227,4977	3,408052	11,22253
Нагр	12	Хвойная 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,1521	2,341871	6,716621
Нагр	13	Короли/т 220 кВ	220	0	1	27,8	6,9	0	0	0	0	0	0	224,7456	2,157109	5,4699
Нагр	14	Белогорск/т 220 кВ	220	0	1	25	19	0	0	0	0	0	0	221,9519	0,887249	-1,61072
Нагр	15	Белогорск 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	222,3591	1,072301	-1,52193
Нагр	16	Свободный 220 кВ	220	0	1	9,5	1	0	0	0	0	0	0	227,7328	3,514898	-2,0196
Нагр	17	НПС 26	220	0	1	6,2	1	0	0	0	0	0	0	224,7744	2,170161	-1,01441
База	18	Амурская 500 кВ	500	0	1	0	0	313,7998	43,59844	520	0	0	0	520	4	0
Нагр	19	Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	518,3554	3,671078	-2,03105
Нагр	20	Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	518,3554	3,671078	-2,03105
Нагр	21	Амурская 220 кВ	220	0	1	340	-60	0	0	0	0	0	0	228,0246	3,647544	-2,03024
Нагр	22	Амурская 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,28488	3,671078	-2,03105
Нагр	23	оп. Хвойная 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2,24956
Нагр	24	оп. Хвойная 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,1534	2,342459	6,723431
Нагр	25	оп. Белогорск 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,4313	1,559678	-0,53818
Нагр	26	оп. Белогорск 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	222,3591	1,072301	-1,52193
Нагр	27	оп. Свободный	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	227,7328	3,514898	-2,0196
Нагр	28	Белогорск Н1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	219,5707	-0,19514	-5,19676
Нагр	29	Белогорск Н2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	219,5707	-0,19514	-5,19676
Нагр	30	Белогорск Н3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	216,1606	-1,7452	-5,33512
Нагр	31	Белогорск Н4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	216,1606	-1,7452	-5,33512
Нагр	32	Белогорск 110 кВ	110	0	1	50	9	0	0	0	0	0	0	109,6893	-0,28243	-5,18922
Нагр	33	Белогорск 35 кВ	35	0	1	30	10	0	0	0	0	0	0	34,32977	-1,91493	-5,31305
Нагр	34	Белогорск 10 кВ	10,5	0	1	9	4	0	0	0	0	0	0	10,25106	-2,37086	-6,0193
Нагр	35	Хвойная Н1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,2656	2,393461	5,112032
Нагр	36	Хвойная Н2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,2656	2,393461	5,112032
Нагр	37	Хвойная 110 кВ	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	112,5991	2,36283	5,109858
Нагр	38	Хвойная 35 кВ	35	0	1	4	1	0	0	0	0	0	0	35,71089	2,031123	4,501392
Нагр	39	Завитая Н1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	236,8916	7,678018	8,590006
Нагр	40	Завитая Н2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	236,8916	7,678018	8,590006
Нагр	41	Завитая 35 кВ	35	0	1	5	1	0	0	0	0	0	0	37,64082	7,545189	8,600541
Нагр	42	Завитая 10 кВ	10,5	0	1	4	1	0	0	0	0	0	0	11,28237	7,451187	8,291508
Нагр	43	оп. Некрасовка	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	109,1005	-0,81769	-5,5886
Нагр	44	Некрасовка 110 кВ	110	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	109,0897	-0,82757	-5,59357
Нагр	45	Среднебелая 110 кВ	110	0	1	5	2	0	0	0	0	0	0	108,5808	-1,29014	-5,84616
Нагр	46	Возжаевка 110 кВ	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	109,4362	-0,51252	-5,36612
Нагр	47	Возжаевка Н1	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	113,1975	2,906806	-6,77825
Нагр	48	Возжаевка Н2	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	113,1975	2,906806	-6,77825
Нагр	49	Возжаевка 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	35,98771	2,822018	-6,76155
Нагр	50	Возжаевка 10 кВ	10,5	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	10,7263	2,15521	-7,10436
Нагр	51	Ромны 110 кВ	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	109,3309	-0,60826	-5,60625
Нагр	52	Ромны Н1	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	109,652	-0,31637	-6,89894
Нагр	53	Ромны Н2	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	109,652	-0,31637	-6,89894
Нагр	54	Ромны 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	34,86141	-0,39598	-6,90883
Нагр	55	Ромны 10 кВ	10,5	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	10,38857	-1,06125	-7,24667
Нагр	56	Озерная 110 кВ	110	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	111,2028	1,093479	3,44171
Нагр	57	оп. Анновка	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	110,5604	0,509448	2,662495
Нагр	58	Анновка 110 кВ	110	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	110,5567	0,506087	2,660922
Нагр	59	Полевая 110 кВ	110	0	1	19	-2	0	0	0	0	0	0	109,6891	-0,28266	1,588999
Нагр	60	Завитая/т 220 кВ	220	0	1	26	12	0	0	0	0	0	0	227,3598	3,345363	11,17821
Нагр	61	НПС 27	220	0	1	22	-3	0	0	0	0	0	0	227,8139	3,551753	10,85633
Нагр	62	Успеновка 35 кВ	35	0	1	0,5	0,1	0	0	0	0	0	0	35,75769	2,164836	6,407875
Нагр	63	Белый яр 35 кВ	35	0	1	1,5	0,4	0	0	0	0	0	0	34,80526	-0,55639	5,199975
Нагр	64	Новомихайловка 35 кВ	35	0	1	4	1	0	0	0	0	0	0	34,33381	-1,9034	4,571467
Нагр	65	Романовка 35 кВ	35	0	1	1,5	0,4	0	0	0	0	0	0	33,97907	-2,91695	4,100806
Нагр	66	Смелое 35 кВ	35	0	1	1,5	0,4	0	0	0	0	0	0	34,5312	-1,33942	3,959178
Нагр	67	Знаменка 35 кВ	35	0	1	2	0,5	0	0	0	0	0	0	33,71409	-3,67403	-7,48138

Продолжение приложение В.  
Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Идон_расч/ max	I_загр.
Тр-р	9	1	0	0	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 1	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	299,2257	-63,8985	0	0	778,286
Тр-р	9	2	0	0	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 2	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	71,76454	-44,1269	0	0	214,2914
Тр-р	7	3	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 3	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	24,7529	-73,0029	0	0	85,26369
Тр-р	7	4	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 4	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	7	5	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 5	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	299,2886	-93,989	0	0	346,9824
Тр-р	7	6	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 6	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	49,74283	-73,7058	0	0	98,3549
Тр-р	7	8	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	26,18922	-59,3005	0	0	71,70401
Тр-р	8	9	0	0	БГЭС Н1 - БГЭС 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	26,6097	-51,6981	0	0	65,07801
Тр-р	8	10	0	0	БГЭС Н1 - БГЭС 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	18	19	0	0	Амурская 500 кВ - Амурская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-156,9	-21,7992	0	0	175,8776
Тр-р	18	20	0	0	Амурская 500 кВ - Амурская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-156,9	-21,7992	0	0	175,8776
Тр-р	19	21	0	0	Амурская Н1 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-156,397	-9,69733	0	0	174,5314
Тр-р	20	21	0	0	Амурская Н2 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-156,397	-9,69733	0	0	174,5314
Тр-р	19	22	0	0	Амурская Н1 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-3,09Е-14	-1,04Е-12	0	0	1,16Е-12
Тр-р	20	22	0	0	Амурская Н2 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-3,09Е-14	-1,04Е-12	0	0	1,16Е-12
ЛЭП	7	18	0	0	БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	8,07	85,26	-1064,5	10	0	0	0	0	0	0	1000	0
ЛЭП	9	11	0	0	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-162,957	28,69759	0	960	420,8845 43,84213
ЛЭП	9	11	0	0	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-162,957	28,69759	0	960	420,8845 43,84213
ЛЭП	11	23	0	0	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	6,69	29,91	-184,4	0	0	0	0	0	0	0	630	0
ЛЭП	23	14	0	0	оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	4,75	21,24	-130,9	0	0	0	0	0	0	0	630	0
ЛЭП	23	12	0	0	оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	0,11	0,39	-2,3	0	0	0	0	0	0	0	630	0
ЛЭП	11	24	0	0	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	3,78	16,91	-104,3	0	0	0	0	-235,006	14,35851	0	630	597,517 94,84397
ЛЭП	24	12	0	0	оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	0,01	0,22	-1,4	0	0	0	0	-27,39	-0,0457	0	630	70,23547 11,14849
ЛЭП	24	13	0	0	оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	1,18	5,29	-32,6	0	0	0	0	-203,518	26,7882	0	630	526,3039 83,54031
ЛЭП	13	25	0	0	Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1	8,38	28,6	-180	0	0	0	0	-174,634	35,74226	0	630	457,918 72,6854
ЛЭП	14	26	0	0	Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	0,88	3,71	-23,7	0	0	0	0	24,98312	18,99761	0	630	81,64185 12,95902
ЛЭП	25	15	0	0	оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	1,81	6,54	-39,05	0	0	0	0	-130,851	-0,56224	0	630	338,1411 53,67319
ЛЭП	26	15	0	0	оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	0,07	0,026	-0,16	0	0	0	0	30,4281	-31,1812	0	630	0
ЛЭП	25	17	0	0	оп. Белогорск 1 - НПС 26	1,97	8,63	-53,09	0	0	0	0	-38,4729	44,67846	0	630	152,3547 24,18329
ЛЭП	26	27	0	0	оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	6,5	27,45	-175,4	0	0	0	0	-5,42778	49,08171	0	630	128,2164 20,35181
ЛЭП	27	21	0	0	оп. Свободный - Амурская 220 кВ	0,39	1,54	-9,8	0	0	0	0	4,386612	42,29685	0	630	107,8065 17,11214
ЛЭП	17	21	0	0	НПС 26 - Амурская 220 кВ	5,03	22,03	-135,59	0	0	0	0	-32,0857	43,54814	0	630	138,9392 22,05384
ЛЭП	27	16	0	0	оп. Свободный - Свободный 220 кВ	0,048	0,017	-0,104	0	0	0	0	-9,54731	-0,97174	0	630	0
Тр-р	11	39	0	0	Завитая 220 кВ - Завитая Н1	5,7	275	5,67	0,95	1,056412	12	2	-8,62574	-3,0051	0	0	23,18108
Тр-р	39	41	0	0	Завитая Н1 - Завитая 35 кВ	5,7	0	0	0	0,159	0	0	-6,52294	-1,8092	0	0	16,4978
Тр-р	39	42	0	0	Завитая Н1 - Завитая 10 кВ	5,7	148	0	0	0,0477	0	0	-1,99204	-0,51083	0	0	5,012067
Тр-р	11	40	0	0	Завитая 220 кВ - Завитая Н2	5,7	275	5,67	0,95	1,056412	12	2	-8,62574	-3,0051	0	0	23,18108
Тр-р	40	41	0	0	Завитая Н2 - Завитая 35 кВ	5,7	0	0	0	0,159	0	0	-6,52294	-1,8092	0	0	16,4978
Тр-р	40	42	0	0	Завитая Н2 - Завитая 10 кВ	5,7	148	0	0	0,0477	0	0	-1,99204	-0,51083	0	0	5,012067
Тр-р	12	35	0	0	Хвойная 220 кВ - Хвойная Н1	1,4	104	5,95	0,85	1	9	1	-13,6958	-0,06336	0	0	35,12016
Тр-р	35	37	0	0	Хвойная Н1 - Хвойная 110 кВ	1,4	0	0	0	0,5	0	0	-10,843	1,374359	0	0	28,01267
Тр-р	35	38	0	0	Хвойная Н1 - Хвойная 35 кВ	2,8	195,6	0	0	0,159	0	0	-2,76733	-0,74531	0	0	7,345338
Тр-р	12	36	0	0	Хвойная 220 кВ - Хвойная Н2	1,4	104	5,95	0,85	1	9	1	-13,6958	-0,06336	0	0	35,12016
Тр-р	36	37	0	0	Хвойная Н2 - Хвойная 110 кВ	1,4	0	0	0	0,5	0	0	-10,843	1,374359	0	0	28,01267
Тр-р	36	38	0	0	Хвойная Н2 - Хвойная 35 кВ	2,8	195,6	0	0	0,159	0	0	-2,76733	-0,74531	0	0	7,345338
Тр-р	15	28	0	0	Белогорск 220 кВ - Белогорск Н1	1,4	104	5,95	0,85	1	9	1	-30,2191	-6,81495	0	0	80,43379
Тр-р	28	32	0	0	Белогорск Н1 - Белогорск 110 кВ	1,4	0	0	0	0,5	0	0	-30,1191	-4,52932	0	0	80,08713
Тр-р	28	34	0	0	Белогорск Н1 - Белогорск 10 кВ	2,8	195,6	0	0	0,0477	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	15	29	0	0	Белогорск 220 кВ - Белогорск Н2	1,4	104	5,95	0,85	1	9	1	-30,2191	-6,81495	0	0	80,43379
Тр-р	29	32	0	0	Белогорск Н2 - Белогорск 110 кВ	1,4	0	0	0	0,5	0	0	-30,1191	-4,52932	0	0	80,08713
Тр-р	29	34	0	0	Белогорск Н2 - Белогорск 10 кВ	2,8	195,6	0	0	0,0477	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	15	30	0	0	Белогорск 220 кВ - Белогорск Н3	3,6	165	8,32	1,04	1	9	2	-19,6112	-8,9828	0	0	56,0076
Тр-р	30	33	0	0	Белогорск Н3 - Белогорск 35 кВ	3,6	0	0	0	0,159	0	0	-15,014	-4,99473	0	0	42,26206
Тр-р	30	34	0	0	Белогорск Н3 - Белогорск 10 кВ	3,6	125	0	0	0,0477	0	0	-4,49715	-2,06488	0	0	13,21721
Тр-р	15	31	0	0	Белогорск 220 кВ - Белогорск Н4	3,6	165	8,32	1,04	1	9	2	-19,6112	-8,9828	0	0	56,0076
Тр-р	31	33	0	0	Белогорск Н4 - Белогорск 35 кВ	3,6	0	0	0	0,159	0	0	-15,014	-4,99473	0	0	42,26206
Тр-р	31	34	0	0	Белогорск Н4 - Белогорск 10 кВ	3,6	125	0	0	0,0477	0	0	-4,49715	-2,06488	0	0	13,21721
ЛЭП	11	60	0	0	Завитая 220 кВ - Завитая/т 220 кВ	0,96	3,48	-22,4	0,48	0	0	0	-13,0104	-4,85509	0	610	36,31684 5,95358
ЛЭП	11	60	0	0	Завитая 220 кВ - Завитая/т 220 кВ	0,96	3,48	-22,4	0,48	0	0	0	-13,0104	-4,85509	0	610	36,31684 5,95358
ЛЭП	11	61	0	0	Завитая 220 кВ - НПС 27	7,2	26,1	-168	3,6	0	0	0	-11,1912	10,12401	0	610	38,29831 6,278411
ЛЭП	11	61	0	0	Завитая 220 кВ - НПС 27	7,2	26,1	-168	3,6	0	0	0	-11,1912	10,12401	0	610	38,29831 6,278411
ЛЭП	32	43	0	0	Белогорск 110 кВ - оп. Некрасовка	8,54	15,05	-93,1	0	0	0	0	-6,04294	-0,32145	0	390	32,67602 8,378467
ЛЭП	43	44	0	0	оп. Некрасовка - Некрасовка 110 кВ	0,732	1,29	-7,98	0	0	0	0	-0,99931	-0,30524	0	390	5,696601 1,460667
ЛЭП	43	45	0	0	оп. Некрасовка - Среднебелая 110 кВ	7,32	12,9	-79,8	0	0	0	0	-5,01314	-1,08498	0	390	28,61624 7,337497
ЛЭП	32	46	0	0	Белогорск 110 кВ - Возжаевка 110 кВ	6,51	9,03	-54,81	0	0	0	0	-4,16213	2,04937	0	330	22,00765 6,668985
ЛЭП	46	51	0	0	Возжаевка 110 кВ - Ромны 110 кВ	13,95	19,35	-117,45	0	0	0	0	-1,99037	1,57215	0	330	13,26768 4,020509
ЛЭП	37	56	0	0	Хвойная 110 кВ - Озерная 110 кВ	9,028	15,91	-98,42	0	0	0	0	-21,715	2,730488	0	390	112,22 28,77435
ЛЭП	56	57	0	0	Озерная 110 кВ - оп. Анновка	4,392	7,74	-47,88	0	0	0	0	-20,3655	2,475324	0	390	106,5129 27,31099
ЛЭП	57	58	0	0	оп. Анновка - Анновка 110 кВ	0,244	0,43	-2,66	0	0	0	0	-0,99831	-0,36775	0	390	5,616638 1,440164
ЛЭП	57	59	0	0	оп. Анновка - Полевая 110 кВ	6,344	11,18	-69,16	0	0	0	0	-19,1528	2,483798	0	390	100,854 25,86001
ЛЭП	41	62	0	0	Завитая 35 кВ - Успенновка 35 кВ	6,2	8,4	0	0	0	0	0	-8,05638	-2,60931	0	330	129,8918 39,36114
ЛЭП	62	63	0	0	Успенновка 35 кВ - Белый яр 35 кВ	3,41	4,62	0	0	0	0	0	-7,22676	-2,09739	0	330	121,4995 36,81804
ЛЭП	63	64	0	0	Белый яр 35 кВ - Новомихайловка 35 кВ	2,17	2,94	0	0	0	0	0	-5,56467	-1,49854	0	330	95,5928 28,96827
ЛЭП	64	65	0	0	Новомихайловка 35 кВ - Романовка 35 кВ	5,89	7,98	0	0	0	0	0	-1,509				

# Продолжение приложение В.

## Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима



## Продолжение приложение В.

### Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	Номер	Название	U_ном	N_сxn	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	dV	Delta
Ген	1	БГЭС ГА 1	15,75	0	1	0	0	300	-43,0606	16	-200	200	0	16	1,587302	9,915461
Ген	2	БГЭС ГА 2	15,75	0	1	0	0	72	-55,3889	16	-200	200	0	16	1,587302	5,004301
Ген	3	БГЭС ГА 3	15,75	0	1	0	0	25	-96,7347	16	-200	200	0	16	1,587302	2,328398
Ген	4	БГЭС ГА 4	15,75	0	1	0	0	300	-65,4762	16	-200	200	0	0	0	12,85985
Ген	5	БГЭС ГА 5	15,75	0	1	0	0	300	-83,2162	16	-200	200	0	16	1,587302	8,338051
Ген	6	БГЭС ГА 6	15,75	0	1	0	0	50	-96,6989	16	-200	200	0	16	1,587302	2,873823
Нагр	7	БГЭС 500 кВ	500	0	1	400	-300	0	0	0	0	0	0	527,3177	5,463544	1,754869
Нагр	8	БГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	518,5928	3,718569	3,430739
Нагр	9	БГЭС 220 кВ	220	0	1	19,3	1,6	0	0	0	0	0	0	228,2239	3,738141	3,436843
Нагр	10	БГЭС 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,3015	3,718569	3,430739
Нагр	11	Завитая 220 кВ	220	0	1	20	-50	0	0	0	0	0	0	229,9801	4,536427	-0,58386
Нагр	12	Хвойная 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,7103	3,959234	-2,10215
Нагр	13	Короли/т 220 кВ	220	0	1	27,8	6,9	0	0	0	0	0	0	228,4113	3,823308	-2,40856
Нагр	14	Белогорск/т 220 кВ	220	0	1	25	19	0	0	0	0	0	0	226,6385	3,017481	-3,40301
Нагр	15	Белогорск 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	226,6697	3,031703	-3,51725
Нагр	16	Свободный 220 кВ	220	0	1	9,5	1	0	0	0	0	0	0	229,3715	4,259751	-2,67521
Нагр	17	НПС 26	220	0	1	6,2	1	0	0	0	0	0	0	228,1643	3,711039	-3,1131
База	18	Амурская 500 кВ	500	0	1	0	0	304,6487	-189,361	520	0	0	0	520	4	0
Нагр	19	Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	521,783	4,356596	-2,60965
Нагр	20	Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	521,783	4,356596	-2,60965
Нагр	21	Амурская 220 кВ	220	0	1	340	-60	0	0	0	0	0	0	229,5181	4,326408	-2,61143
Нагр	22	Амурская 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,52481	4,356596	-2,60965
Нагр	23	оп. Хвойная 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,4071	3,821424	-2,24765
Нагр	24	оп. Хвойная 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,7119	3,959971	-2,09557
Нагр	25	оп. Белогорск 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	227,5435	3,428871	-3,2438
Нагр	26	оп. Белогорск 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	226,6697	3,031703	-3,51725
Нагр	27	оп. Свободный	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	229,3715	4,259751	-2,67521
Нагр	28	Белогорск Н1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,9895	1,81342	-7,05203
Нагр	29	Белогорск Н2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,9895	1,81342	-7,05203
Нагр	30	Белогорск Н3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,6115	0,277961	-7,18417
Нагр	31	Белогорск Н4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,6115	0,277961	-7,18417
Нагр	32	Белогорск 110 кВ	110	0	1	50	9	0	0	0	0	0	0	111,9006	1,727838	-7,04491
Нагр	33	Белогорск 35 кВ	35	0	1	30	10	0	0	0	0	0	0	35,03827	0,109344	-7,16296
Нагр	34	Белогорск 10 кВ	10,5	0	1	9	4	0	0	0	0	0	0	10,4646	-0,3371	-7,84133
Нагр	35	Хвойная Н1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,7966	3,998452	-5,20979
Нагр	36	Хвойная Н2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3,65725
Нагр	37	Хвойная 110 кВ	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	114,332	3,938168	-5,21416
Нагр	38	Хвойная 35 кВ	35	0	1	4	1	0	0	0	0	0	0	36,16481	3,328041	-6,39895
Нагр	39	Завитая Н1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3,15288
Нагр	40	Завитая Н2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	235,4363	7,016519	-5,82244
Нагр	41	Завитая 35 кВ	35	0	1	5	1	0	0	0	0	0	0	37,38409	6,811686	-5,801
Нагр	42	Завитая 10 кВ	10,5	0	1	4	1	0	0	0	0	0	0	11,19499	6,618948	-6,42913
Нагр	43	оп. Некрасовка	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	111,3327	1,211501	-7,43139
Нагр	44	Некрасовка 110 кВ	110	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	111,332	1,201831	-7,43616
Нагр	45	Среднебелая 110 кВ	110	0	1	5	2	0	0	0	0	0	0	110,8257	0,750612	-7,67949
Нагр	46	Возжаевка 110 кВ	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	111,6576	1,506938	-7,2168
Нагр	47	Возжаевка Н1	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,5256	5,023239	-8,58362
Нагр	48	Возжаевка Н2	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,5256	5,023239	-8,58362
Нагр	49	Возжаевка 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,72809	4,937391	-8,56698
Нагр	50	Возжаевка 10 кВ	10,5	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	10,94802	4,26686	-8,89693
Нагр	51	Ромны 110 кВ	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	111,5699	1,42717	-7,45085
Нагр	52	Ромны Н1	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	111,9491	1,771933	-8,6816
Нагр	53	Ромны Н2	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	111,9491	1,771933	-8,6816
Нагр	54	Ромны 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	35,59221	1,692018	-8,69175
Нагр	55	Ромны 10 кВ	10,5	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	10,60738	1,022682	-9,01541
Нагр	56	Озерная 110 кВ	110	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	112,9704	2,700375	-6,83306
Нагр	57	оп. Анновка	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	112,3417	2,128836	-7,58859
Нагр	58	Анновка 110 кВ	110	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	112,3381	2,125529	-7,59011
Нагр	59	Полевая 110 кВ	110	0	1	19	-2	0	0	0	0	0	0	111,4858	1,350749	-8,63024
Нагр	60	Завитая/т 220 кВ	220	0	1	26	12	0	0	0	0	0	0	229,8439	4,474478	-0,6273
Нагр	61	НПС 27	220	0	1	22	-3	0	0	0	0	0	0	230,3037	4,683482	-0,94339
Нагр	62	Успеновка 35 кВ	35	0	1	0,5	0,1	0	0	0	0	0	0	35,48419	1,383411	-8,02107
Нагр	63	Белый яр 35 кВ	35	0	1	1,5	0,4	0	0	0	0	0	0	34,52344	-1,36159	-9,24747
Нагр	64	Новомихайловка 35 кВ	35	0	1	4	1	0	0	0	0	0	0	34,04777	-2,72065	-9,88703
Нагр	65	Романовка 35 кВ	35	0	1	1,5	0,4	0	0	0	0	0	0	33,68976	-3,74353	-10,3665
Нагр	66	Смелое 35 кВ	35	0	1	1,5	0,4	0	0	0	0	0	0	35,00025	0,000709	-6,92814
Нагр	67	Знаменка 35 кВ	35	0	1	2	0,5	0	0	0	0	0	0	34,46979	-1,51489	-9,24068

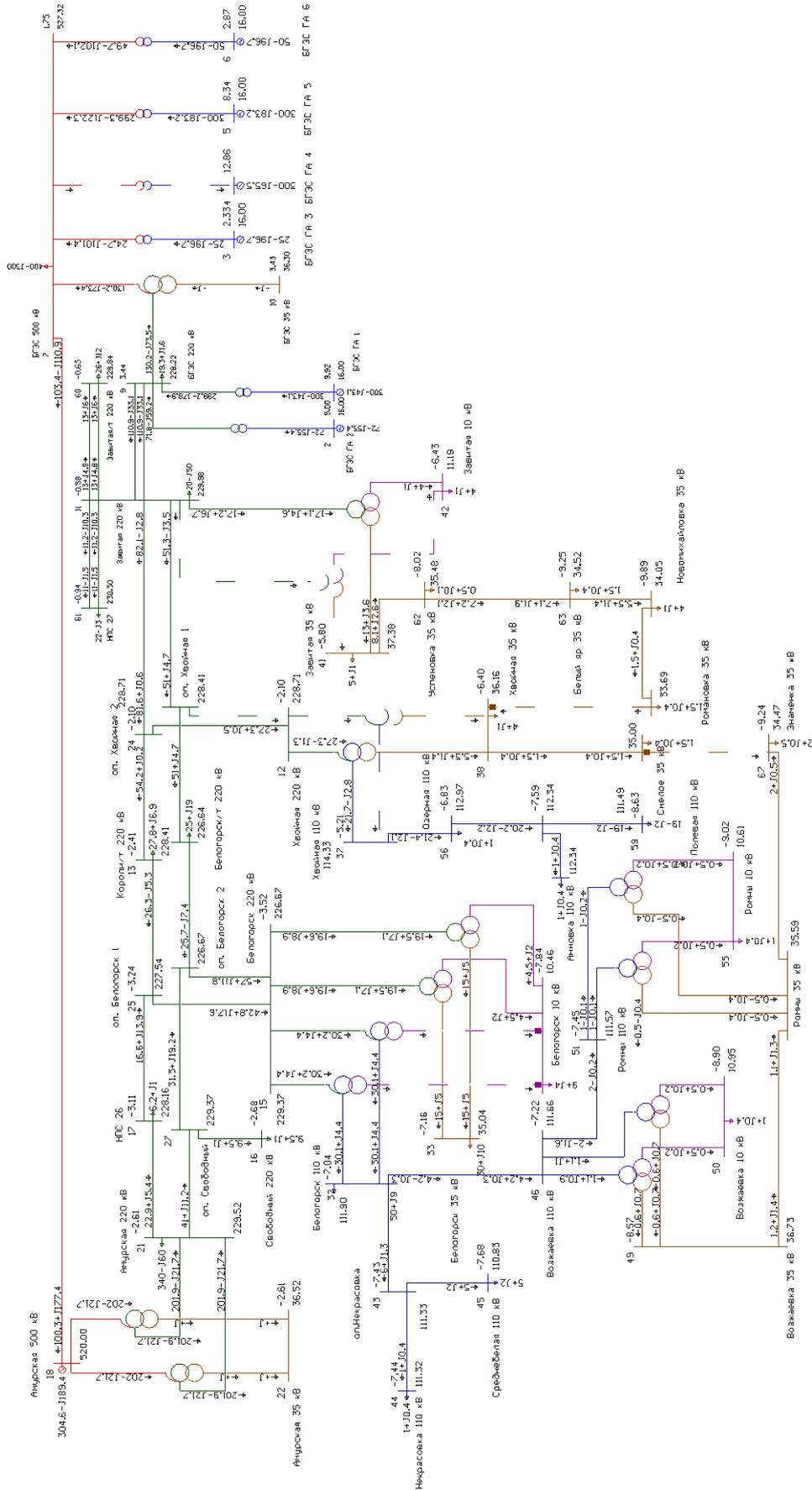
# Продолжение приложение В.

## Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Идон_расч/ max	I загр.
Тр-р	9	1	0	0	0 БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 1	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	299,231	-78,9332	0	0	782,8744
Тр-р	9	2	0	0	0 БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 2	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	71,75535	-59,2279	0	0	235,3729
Тр-р	7	3	0	0	0 БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 3	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	24,72494	-101,404	0	0	114,2775
Тр-р	7	4	0	0	0 БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 4	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	7	5	0	0	0 БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 5	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	299,266	-122,251	0	0	353,9454
Тр-р	7	6	0	0	0 БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 6	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	49,71504	-102,106	0	0	124,3413
Тр-р	7	8	0	0	0 БГЭС 500 кВ - БГЭС Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	129,7303	-85,1504	0	0	169,9026
Тр-р	8	9	0	0	0 БГЭС Н1 - БГЭС 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	130,1199	-73,478	0	0	166,364
Тр-р	8	10	0	0	0 БГЭС Н1 - БГЭС 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	1,78Е-14	-5,19Е-13	0	0	5,78Е-13
Тр-р	18	19	0	0	0 Амурская 500 кВ - Амурская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-202,478	5,970475	0	0	224,9067
Тр-р	18	20	0	0	0 Амурская 500 кВ - Амурская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-202,478	5,970475	0	0	224,9067
Тр-р	19	21	0	0	0 Амурская Н1 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-201,947	21,69132	0	0	224,7382
Тр-р	20	21	0	0	0 Амурская Н2 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-201,947	21,69132	0	0	224,7382
Тр-р	19	22	0	0	0 Амурская Н1 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-3,71Е-14	-5,21Е-13	0	0	5,78Е-13
Тр-р	20	22	0	0	0 Амурская Н2 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-3,71Е-14	-5,21Е-13	0	0	5,78Е-13
лэп	7	18	0	0	0 БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	8,07	85,26	-1064,5	10	0	0	0	-103,391	110,887	0	1000	226,2908 22,62908
лэп	9	11	0	0	0 БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-110,859	33,13987	0	960	292,7086 30,49048
лэп	9	11	0	0	0 БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-110,859	33,13987	0	960	292,7086 30,49048
лэп	11	23	0	0	0 Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	6,69	29,91	-184,4	0	0	0	0	-51,2962	3,514623	0	630	129,3635 20,53388
лэп	23	14	0	0	0 оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	4,75	21,24	-130,9	0	0	0	0	-50,9581	-4,70465	0	630	131,8826 20,93375
лэп	23	12	0	0	0 оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	0,11	0,39	-2,3	0	0	0	0	0	0	0	630	0
лэп	11	24	0	0	0 Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	3,78	16,91	-104,3	0	0	0	0	-82,0572	2,770542	0	630	206,1166 32,71692
лэп	24	12	0	0	0 оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	0,01	0,22	-1,4	0	0	0	0	-27,3181	-0,41068	0	630	68,97129 10,94782
лэп	24	13	0	0	0 оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	1,18	5,29	-32,6	0	0	0	0	-54,183	-0,20745	0	630	136,8506 21,72231
лэп	13	25	0	0	0 Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1	8,38	28,6	-180	0	0	0	0	-26,3182	5,283464	0	630	67,81512 10,77002
лэп	14	26	0	0	0 Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	0,88	3,71	-23,7	0	0	0	0	-25,7141	8,591864	0	630	69,06527 10,96274
лэп	25	15	0	0	0 оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	1,81	6,54	-39,05	0	0	0	0	-42,7984	-17,6347	0	630	119,4837 18,96566
лэп	26	15	0	0	0 оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	0,07	0,026	-0,16	0	0	0	0	-57,0147	-11,7694	0	630	0
лэп	25	17	0	0	0 оп. Белогорск 1 - НПС 26	1,97	8,63	-53,09	0	0	0	0	16,59178	13,93885	0	630	54,98308 8,727473
лэп	26	27	0	0	0 оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	6,5	27,45	-175,4	0	0	0	0	31,31301	19,19615	0	630	93,5516 14,84946
лэп	27	21	0	0	0 оп. Свободный - Амурская 220 кВ	0,39	1,54	-9,8	0	0	0	0	40,95435	11,70662	0	630	107,2149 17,01823
лэп	17	21	0	0	0 НПС 26 - Амурская 220 кВ	5,03	22,03	-135,59	0	0	0	0	22,8049	12,25269	0	630	65,50754 10,39802
лэп	27	16	0	0	0 оп. Свободный - Свободный 220 кВ	0,048	0,017	-0,104	0	0	0	0	-9,49	-0,99129	0	630	0
Тр-р	11	39	0	0	0 Завитая 220 кВ - Завитая Н1	5,7	275	5,67	0,95	1,056412	12	2	0	0	0	0	0
Тр-р	39	41	0	0	0 Завитая Н1 - Завитая 35 кВ	5,7	0	0	0	0,159	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	39	42	0	0	0 Завитая Н1 - Завитая 10 кВ	5,7	148	0	0	0,0477	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	11	40	0	0	0 Завитая 220 кВ - Завитая Н2	5,7	275	5,67	0,95	1,056412	12	2	-17,1994	-6,67405	0	0	46,31474
Тр-р	40	41	0	0	0 Завитая Н2 - Завитая 35 кВ	5,7	0	0	0	0,159	0	0	-13,0644	-3,63296	0	0	33,25296
Тр-р	40	42	0	0	0 Завитая Н2 - Завитая 10 кВ	5,7	148	0	0	0,0477	0	0	-3,99352	-1,04517	0	0	10,12297
Тр-р	12	35	0	0	0 Хвойная 220 кВ - Хвойная Н1	1,4	104	5,95	0,85	1	9	1	-27,324	-0,49419	0	0	68,98727
Тр-р	35	37	0	0	0 Хвойная Н1 - Хвойная 110 кВ	1,4	0	0	0	0,5	0	0	-21,6745	2,847026	0	0	55,16367
Тр-р	35	38	0	0	0 Хвойная Н1 - Хвойная 35 кВ	2,8	195,6	0	0	0,159	0	0	-5,54371	-1,55113	0	0	14,52639
Тр-р	12	36	0	0	0 Хвойная 220 кВ - Хвойная Н2	1,4	104	5,95	0,85	1	9	1	0	0	0	0	0
Тр-р	36	37	0	0	0 Хвойная Н2 - Хвойная 110 кВ	1,4	0	0	0	0,5	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	36	38	0	0	0 Хвойная Н2 - Хвойная 35 кВ	2,8	195,6	0	0	0,159	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	15	28	0	0	0 Белогорск 220 кВ - Белогорск Н1	1,4	104	5,95	0,85	1	9	1	-30,2284	-6,66972	0	0	78,84652
Тр-р	28	32	0	0	0 Белогорск Н1 - Белогорск 110 кВ	1,4	0	0	0	0,5	0	0	-30,1236	-4,44986	0	0	78,48841
Тр-р	28	34	0	0	0 Белогорск Н1 - Белогорск 10 кВ	2,8	195,6	0	0	0,0477	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	15	29	0	0	0 Белогорск 220 кВ - Белогорск Н2	1,4	104	5,95	0,85	1	9	1	-30,2284	-6,66972	0	0	78,84652
Тр-р	29	32	0	0	0 Белогорск Н2 - Белогорск 110 кВ	1,4	0	0	0	0,5	0	0	-30,1236	-4,44986	0	0	78,48841
Тр-р	29	34	0	0	0 Белогорск Н2 - Белогорск 10 кВ	2,8	195,6	0	0	0,0477	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	15	30	0	0	0 Белогорск 220 кВ - Белогорск Н3	3,6	165	8,32	1,04	1	9	2	-19,6222	-8,94352	0	0	54,92629
Тр-р	30	33	0	0	0 Белогорск Н3 - Белогорск 35 кВ	3,6	0	0	0	0,159	0	0	-15,0168	-4,9982	0	0	41,41924
Тр-р	30	34	0	0	0 Белогорск Н3 - Белогорск 10 кВ	3,6	125	0	0	0,0477	0	0	-4,50019	-2,06273	0	0	12,95546
Тр-р	15	31	0	0	0 Белогорск 220 кВ - Белогорск Н4	3,6	165	8,32	1,04	1	9	2	-19,6222	-8,94352	0	0	54,92629
Тр-р	31	33	0	0	0 Белогорск Н4 - Белогорск 35 кВ	3,6	0	0	0	0,159	0	0	-15,0168	-4,9982	0	0	41,41924
Тр-р	31	34	0	0	0 Белогорск Н4 - Белогорск 10 кВ	3,6	125	0	0	0,0477	0	0	-4,50019	-2,06273	0	0	12,95546
лэп	11	60	0	0	0 Завитая 220 кВ - Завитая/т 220 кВ	0,96	3,48	-22,4	0,48	0	0	0	-13,0248	-4,8292	0	610	35,95597 5,894421
лэп	11	60	0	0	0 Завитая 220 кВ - Завитая/т 220 кВ	0,96	3,48	-22,4	0,48	0	0	0	-13,0248	-4,8292	0	610	35,95597 5,894421
лэп	11	61	0	0	0 Завитая 220 кВ - НПС 27	7,2	26,1	-168	3,6	0	0	0	-11,2082	10,31925	0	610	38,24696 6,269994
лэп	11	61	0	0	0 Завитая 220 кВ - НПС 27	7,2	26,1	-168	3,6	0	0	0	-11,2082	10,31925	0	610	38,24696 6,269994
лэп	32	43	0	0	0 Белогорск 110 кВ - оп. Некрасовка	8,54	15,05	-93,1	0	0	0	0	-6,04441	-0,2291	0	390	131,98262 8,200671
лэп	43	44	0	0	0 оп. Некрасовка - Некрасовка 110 кВ	0,732	1,29	-7,98	0	0	0	0	-0,9998	-0,30125	0	390	5,848599 1,431948
лэп	43	45	0	0	0 оп. Некрасовка - Среднебелая 110 кВ	7,32	12,9	-79,8	0	0	0	0	-5,01489	-1,0442	0	390	28,04797 7,191786
лэп	32	46	0	0	0 Белогорск 110 кВ - Возжаевка 110 кВ	6,51	9,03	-54,81	0	0	0	0	-4,16283	0,326884	0	330	21,55238 6,531024
лэп	46	51	0	0	0 Возжаевка 110 кВ - Ромны 110 кВ	13,95	19,35	-117,45	0	0	0	0	-1,97324	1,643022	0	330	13,27698 4,023327
лэп	37	56	0	0	0 Хвойная 110 кВ - Озерная 110 кВ	9,028	15,91	-98,42	0	0	0	0	-21,6879	2,537071	0	390	110,4546 28,3217
лэп	56	57	0	0	0 Озерная 110 кВ - оп. Анновка	4,392	7,74	-47,88	0	0	0	0	-20,355	2,537071	0	390	104,8318 26,87996
лэп	57	58	0	0	0 оп. Анновка - Анновка 110 кВ	0,244	0,43	-2,66	0	0	0	0	-0,99956	-0,36654	0	390	5,533234 1,418778
лэп	57	59	0	0	0 оп. Анновка - Полевая 110 кВ	6,344	11,18	-69,16	0	0	0	0	-19,1762	2,53226	0	390	99,40661 25,48887
лэп	41	62	0	0	0 Завитая 35 кВ - Успенковка 35 кВ	6,2	8,4	0	0	0	0	0	-8,05677	-2,62734	0	330	130,8755 35,69523
лэп	62	63	0	0	0 Успенковка 35 кВ - Белый яр 35 кВ	3,41	4,62	0	0	0	0	0	-7,22854	-2,1045	0	330	122,496 37,11999
лэп	63	64	0	0	0 Белый яр 35 кВ - Новомихайловка 35 кВ	2,17	2,94	0	0	0	0	0	-5,56965	-1,49961	0	330	96,4607 29,23051
лэп	64	65	0	0	0 Новомихай												

# Продолжение приложение В.

## Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима



## Приложение Г.

### Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta	
Ген	1	БГЭС ГА 1	15,75	0	1	0	0	300	-43,6668	16	-200	200	0	16	1,587302	9,994117	
Ген	2	БГЭС ГА 2	15,75	0	1	0	0	72	-55,9924	16	-200	200	0	16	1,587302	5,084067	
Ген	3	БГЭС ГА 3	15,75	0	1	0	0	25	-96,9083	16	-200	200	0	16	1,587302	2,375173	
Ген	4	БГЭС ГА 4	15,75	0	1	0	0	300	-65,4762	16	-200	200	0	0	0	12,85985	
Ген	5	БГЭС ГА 5	15,75	0	1	0	0	300	-83,3906	16	-200	200	0	16	1,587302	8,384428	
Ген	6	БГЭС ГА 6	15,75	0	1	0	0	50	-96,8724	16	-200	200	0	16	1,587302	2,920563	
Нагр	7	БГЭС 500 кВ	500	0	1	400	-300	0	0	0	0	0	0	0	527,3526	5,470514	1,801632
Нагр	8	БГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	518,7084	3,741671	3,510711
Нагр	9	БГЭС 220 кВ	220	0	1	19,3	1,6	0	0	0	0	0	0	0	228,2756	3,761635	3,516753
Нагр	10	БГЭС 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	36,30958	3,741671	3,510711
Нагр	11	Завитая 2	220	0	1	20	-50	0	0	0	0	0	0	0	230,1893	4,631502	-0,45921
Нагр	12	Хвойная 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	229,4095	4,277046	-1,8209
Нагр	13	Короли/т	220	0	1	27,8	6,9	0	0	0	0	0	0	0	229,245	4,202292	-2,07717
Нагр	14	Белогорск	220	0	1	25	19	0	0	0	0	0	0	0	225,7401	2,609134	-3,61456
Нагр	15	Белогорск	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	225,6967	2,589413	-3,75384
Нагр	16	Свободный	220	0	1	9,5	1	0	0	0	0	0	0	0	228,0862	3,67553	-3,07424
Нагр	17	НПС 26	220	0	1	6,2	1	0	0	0	0	0	0	0	229,162	4,164533	-2,65107
База	18	Амурская	500	0	1	0	0	345,2399	-154,286	520	0	0	0	0	520	4	0
Нагр	19	Амурская	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	519,8285	3,9657	-2,89745
Нагр	20	Амурская	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	519,8285	3,9657	-2,89745
Нагр	21	Амурская	220	0	1	340	-60	0	0	0	0	0	0	0	228,6508	3,93216	-2,89797
Нагр	22	Амурская	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	36,38799	3,9657	-2,89745
Нагр	23	оп. Хвойн	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	227,9511	3,614151	-2,31477
Нагр	24	оп. Хвойн	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	229,4106	4,277561	-1,81435
Нагр	25	оп. Белог	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2,42035
Нагр	26	оп. Белог	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	225,7401	2,609134	-3,61456
Нагр	27	оп. Свобо	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	228,0862	3,67553	-3,07424
Нагр	28	Белогорск	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	219,6324	-0,16707	-9,78595
Нагр	29	Белогорск	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	219,6324	-0,16707	-9,78595
Нагр	30	Белогорск	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	219,6061	-0,17906	-7,45292
Нагр	31	Белогорск	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	219,6061	-0,17906	-7,45292
Нагр	32	Белогорск	110	0	1	90	19	0	0	0	0	0	0	0	109,6563	-0,31242	-9,77007
Нагр	33	Белогорск	35	0	1	30	10	0	0	0	0	0	0	0	34,87823	-0,34792	-7,43152
Нагр	34	Белогорск	10,5	0	1	9	4	0	0	0	0	0	0	0	10,41637	-0,7965	-8,11614
Нагр	35	Хвойная Н	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	229,5556	4,343464	-3,36343
Нагр	36	Хвойная Н	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	229,5556	4,343464	-3,36343
Нагр	37	Хвойная 1	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	114,7448	4,313438	-3,36561
Нагр	38	Хвойная 3	35	0	1	4	1	0	0	0	0	0	0	0	36,39508	3,985939	-3,95235
Нагр	39	Завитая Н	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	239,7767	8,989408	-3,02131
Нагр	40	Завитая Н	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	239,7767	8,989408	-3,02131
Нагр	41	Завитая 3	35	0	1	5	1	0	0	0	0	0	0	0	38,09987	8,856764	-3,01107
Нагр	42	Завитая 1	10,5	0	1	4	1	0	0	0	0	0	0	0	11,42019	8,763738	-3,31338
Нагр	43	оп. Некрас	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	109,0672	-0,84803	-10,1697
Нагр	44	Некрасов	110	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	0	109,0563	-0,85792	-10,1746
Нагр	45	Среднебе	110	0	1	5	2	0	0	0	0	0	0	0	108,5472	-1,32073	-10,4275
Нагр	46	Возжаевк	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	109,4029	-0,5428	-9,94695
Нагр	47	Возжаевк	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	113,1613	2,873874	-11,3596
Нагр	48	Возжаевк	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	113,1613	2,873874	-11,3596
Нагр	49	Возжаевк	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35,97619	2,789105	-11,3429
Нагр	50	Возжаевк	10,5	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	0	10,72284	2,122305	-11,6861
Нагр	51	Ромны 11	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	109,2972	-0,63889	-10,1871
Нагр	52	Ромны Н	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	109,6168	-0,34835	-11,4809
Нагр	53	Ромны Н2	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	109,6168	-0,34835	-11,4809
Нагр	54	Ромны 35	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	34,85021	-0,42796	-11,4907
Нагр	55	Ромны 10	10,5	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	0	10,38521	-1,09321	-11,829
Нагр	56	Озерная 1	110	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	0	113,3915	3,083158	-4,97284
Нагр	57	оп. Аннов	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	112,766	2,514591	-5,72276
Нагр	58	Анновка 1	110	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	0	112,7624	2,511296	-5,72427
Нагр	59	Полевая 1	110	0	1	19	-2	0	0	0	0	0	0	0	111,9138	1,739832	-6,75686
Нагр	60	Завитая/т	220	0	1	26	12	0	0	0	0	0	0	0	230,0532	4,569616	-0,50257
Нагр	61	НПС 27	220	0	1	22	-3	0	0	0	0	0	0	0	230,5134	4,778841	-0,81817
Нагр	62	Успеновк	35	0	1	0,5	0,1	0	0	0	0	0	0	0	36,24546	3,558463	-5,14419
Нагр	63	Белый яр	35	0	1	1,5	0,4	0	0	0	0	0	0	0	35,30702	0,877212	-6,31897
Нагр	64	Новомых	35	0	1	4	1	0	0	0	0	0	0	0	34,84229	-0,4506	-6,93046
Нагр	65	Романов	35	0	1	1,5	0,4	0	0	0	0	0	0	0	34,49259	-1,44974	-7,38839
Нагр	66	Смелое 3	35	0	1	1,5	0,4	0	0	0	0	0	0	0	35,23829	0,680832	-4,47479
Нагр	67	Знаменка	35	0	1	2	0,5	0	0	0	0	0	0	0	33,7023	-3,70771	-12,0639

# Продолжение приложение Г.

## Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы	Название	R	X	В	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Идоп_расч/ макс	И загр.		
Тр-р	9	1	0	0	0 БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 1	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	299,2309	-79,5601	0	0	783,1029	0	
Тр-р	9	2	0	0	0 БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 2	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	71,75489	-59,8575	0	0	236,3355	0	
Тр-р	7	3	0	0	0 БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 3	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	24,72474	-101,59	0	0	114,4687	0	
Тр-р	7	4	0	0	0 БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 4	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	0	0	0	0	0	0	
Тр-р	7	5	0	0	0 БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 5	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	299,2659	-122,437	0	0	353,999	0	
Тр-р	7	6	0	0	0 БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 6	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	49,71484	-102,293	0	0	124,517	0	
Тр-р	7	8	0	0	0 БГЭС 500 кВ - БГЭС Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	132,3674	-84,5623	0	0	171,9648	0	
Тр-р	8	9	0	0	0 БГЭС Н1 - БГЭС 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	132,7597	-72,7575	0	0	168,5047	0	
Тр-р	8	10	0	0	0 БГЭС Н1 - БГЭС 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-4,87Е-14	-1,74Е-15	0	0	5,42Е-14	0	
Тр-р	18	19	0	0	0 Амурская 500 кВ - Амурская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-224,083	-11,5086	0	0	249,1249	0	
Тр-р	18	20	0	0	0 Амурская 500 кВ - Амурская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-224,083	-11,5086	0	0	249,1249	0	
Тр-р	19	21	0	0	0 Амурская Н1 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-223,527	6,266234	0	0	248,359	0	
Тр-р	20	21	0	0	0 Амурская Н2 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-223,527	6,266234	0	0	248,359	0	
Тр-р	19	22	0	0	0 Амурская Н1 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	6,29Е-14	1,04Е-12	0	0	1,16Е-12	0	
Тр-р	20	22	0	0	0 Амурская Н2 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	6,29Е-14	1,04Е-12	0	0	1,16Е-12	0	
ЛЭП	7	18	0	0	0 БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	8,07	85,26	-1064,5	10	0	0	0	-106,027	110,8558	0	1000	227,6239	22,76239	
ЛЭП	9	11	0	0	0 БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-109,532	34,12985	0	960	290,1634	30,22535	
ЛЭП	9	11	0	0	0 БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-109,532	34,12985	0	960	290,1634	30,22535	
ЛЭП	11	23	0	0	0 Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	6,69	29,91	-184,4	0	0	0	0	-57,9636	-0,29482	0	630	147,1489	23,35697	
ЛЭП	23	14	0	0	0 оп. Хвойная 1 - Белогорск/г 220 кВ	4,75	21,24	-130,9	0	0	0	0	-57,5248	-8,08718	0	630	150,2899	23,85555	
ЛЭП	23	12	0	0	0 оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	0,11	0,39	-2,3	0	0	0	0	0	0	0	0	630	0	0
ЛЭП	11	24	0	0	0 Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	3,78	16,91	-104,3	0	0	0	0	-72,7824	7,559699	0	630	183,5316	29,132	
ЛЭП	24	12	0	0	0 оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	0,01	0,22	-1,4	0	0	0	0	0	0	0	630	68,80565	10,92153	
ЛЭП	24	13	0	0	0 оп. Хвойная 2 - Короли/г 220 кВ	1,18	5,29	-32,6	0	0	0	0	-44,9897	6,307561	0	630	113,8786	18,02977	
ЛЭП	13	17	0	0	0 Короли/г 220 кВ - НПС 26	8,38	28,6	-180	0	0	0	0	-17,1483	8,996359	0	630	48,77006	7,741279	
ЛЭП	15	26	0	0	0 Белогорск 220 кВ - оп. Белогорск 2	0,88	3,71	-23,7	0	0	0	0	32,18839	-4,43257	0	630	83,59119	13,26844	
ЛЭП	27	15	0	0	0 оп. Свободный - Белогорск 220 кВ	1,81	6,54	-39,05	0	0	0	0	-108,284	-52,903	0	630	307,3141	48,78002	
ЛЭП	26	14	0	0	0 оп. Белогорск 2 - Белогорск/г 220 кВ	0,07	0,026	-0,16	0	0	0	0	32,20673	-5,56275	0	630	0	0	
ЛЭП	27	21	0	0	0 оп. Свободный - Амурская 220 кВ	0,39	1,54	-9,8	0	0	0	0	117,7691	53,88967	0	630	327,8343	52,03719	
ЛЭП	17	21	0	0	0 НПС 26 - Амурская 220 кВ	5,03	22,03	-135,59	0	0	0	0	-10,9003	0,709147	0	630	31,81696	5,050312	
ЛЭП	27	16	0	0	0 оп. Свободный - Свободный 220 кВ	0,048	0,017	-0,104	0	0	0	0	-9,48473	-0,98669	0	630	0	0	
Тр-р	11	39	0	0	0 Завитая 220 кВ - Завитая Н1	5,7	275	5,67	0,95	1,056412	12	2	-8,59928	-3,00569	0	0	22,84786	0	
Тр-р	39	41	0	0	0 Завитая Н1 - Завитая 35 кВ	5,7	0	0	0	0,159	0	0	-6,51577	-1,80105	0	0	16,27742	0	
Тр-р	39	42	0	0	0 Завитая Н1 - Завитая 10 кВ	5,7	148	0	0	0,0477	0	0	-1,99992	-0,51083	0	0	4,963137	0	
Тр-р	11	40	0	0	0 Завитая 220 кВ - Завитая Н2	5,7	275	5,67	0,95	1,056412	12	2	-8,59928	-3,00569	0	0	22,84786	0	
Тр-р	40	41	0	0	0 Завитая Н2 - Завитая 35 кВ	5,7	0	0	0	0,159	0	0	-6,51577	-1,80105	0	0	16,27742	0	
Тр-р	40	42	0	0	0 Завитая Н2 - Завитая 10 кВ	5,7	148	0	0	0,0477	0	0	-1,99992	-0,51083	0	0	4,963137	0	
Тр-р	12	35	0	0	0 Хвойная 220 кВ - Хвойная Н1	1,4	104	5,95	0,85	1	9	1	-13,6713	0,009118	0	0	34,40617	0	
Тр-р	35	37	0	0	0 Хвойная Н1 - Хвойная 110 кВ	1,4	0	0	0	0,5	0	0	-10,8312	1,435604	0	0	27,47963	0	
Тр-р	35	38	0	0	0 Хвойная Н1 - Хвойная 35 кВ	2,8	195,6	0	0	0,159	0	0	-2,77183	-0,74411	0	0	7,218197	0	
Тр-р	12	36	0	0	0 Хвойная 220 кВ - Хвойная Н2	1,4	104	5,95	0,85	1	9	1	-13,6713	0,009118	0	0	34,40617	0	
Тр-р	36	37	0	0	0 Хвойная Н2 - Хвойная 110 кВ	1,4	0	0	0	0,5	0	0	-10,8312	1,435604	0	0	27,47963	0	
Тр-р	36	38	0	0	0 Хвойная Н2 - Хвойная 35 кВ	2,8	195,6	0	0	0,159	0	0	-2,77183	-0,74411	0	0	7,218197	0	
Тр-р	15	28	0	0	0 Белогорск 220 кВ - Белогорск Н1	1,4	104	5,95	0,85	1	9	1	-50,3347	-15,4256	0	0	134,6709	0	
Тр-р	28	32	0	0	0 Белогорск Н1 - Белогорск 110 кВ	1,4	0	0	0	0,5	0	0	-50,167	-9,53175	0	0	134,2338	0	
Тр-р	28	34	0	0	0 Белогорск Н1 - Белогорск 10 кВ	2,8	195,6	0	0	0,0477	0	0	0	0	0	0	0	0	
Тр-р	15	29	0	0	0 Белогорск 220 кВ - Белогорск Н2	1,4	104	5,95	0,85	1	9	1	-50,3347	-15,4256	0	0	134,6709	0	
Тр-р	29	32	0	0	0 Белогорск Н2 - Белогорск 110 кВ	1,4	0	0	0	0,5	0	0	-50,167	-9,53175	0	0	134,2338	0	
Тр-р	29	34	0	0	0 Белогорск Н2 - Белогорск 10 кВ	2,8	195,6	0	0	0,0477	0	0	0	0	0	0	0	0	
Тр-р	15	30	0	0	0 Белогорск 220 кВ - Белогорск Н3	3,6	165	8,32	1,04	1	9	2	-19,6191	-8,95386	0	0	55,16686	0	
Тр-р	30	33	0	0	0 Белогорск Н3 - Белогорск 35 кВ	3,6	0	0	0	0,159	0	0	-15,0169	-4,99823	0	0	41,60934	0	
Тр-р	30	34	0	0	0 Белогорск Н3 - Белогорск 10 кВ	3,6	125	0	0	0,0477	0	0	-4,50024	-2,06332	0	0	13,01552	0	
Тр-р	15	31	0	0	0 Белогорск 220 кВ - Белогорск Н4	3,6	165	8,32	1,04	1	9	2	-19,6191	-8,95386	0	0	55,16686	0	
Тр-р	31	33	0	0	0 Белогорск Н4 - Белогорск 35 кВ	3,6	0	0	0	0,159	0	0	-15,0169	-4,99823	0	0	41,60934	0	
Тр-р	31	34	0	0	0 Белогорск Н4 - Белогорск 10 кВ	3,6	125	0	0	0,0477	0	0	-4,50024	-2,06332	0	0	13,01552	0	
ЛЭП	11	60	0	0	0 Завитая 220 кВ - Завитая/г 220 кВ	0,96	3,48	-22,4	0,48	0	0	0	-13,0252	-4,82702	0	610	35,92393	5,889169	
ЛЭП	11	60	0	0	0 Завитая 220 кВ - Завитая/г 220 кВ	0,96	3,48	-22,4	0,48	0	0	0	-13,0252	-4,82702	0	610	35,92393	5,889169	
ЛЭП	11	61	0	0	0 Завитая 220 кВ - НПС 27	7,2	26,1	-168	3,6	0	0	0	-11,2088	10,33561	0	610	38,24111	6,269035	
ЛЭП	11	61	0	0	0 Завитая 220 кВ - НПС 27	7,2	26,1	-168	3,6	0	0	0	-11,2088	10,33561	0	610	38,24111	6,269035	
ЛЭП	32	43	0	0	0 Белогорск 110 кВ - оп. Некрасовка	8,54	15,05	-93,1	0	0	0	0	-6,04311	-0,32321	0	390	32,68806	8,381553	
ЛЭП	43	44	0	0	0 оп. Некрасовка - Некрасовка 110 кВ	0,732	1,29	-7,98	0	0	0	0	-0,99959	-0,30526	0	390	5,699643	1,461447	
ЛЭП	43	45	0	0	0 оп. Некрасовка - Среднебелая 110 кВ	7,32	12,9	-79,8	0	0	0	0	-5,01456	-1,08543	0	390	28,63172	7,341467	
ЛЭП	32	46	0	0	0 Белогорск 110 кВ - Возжаевка 110 кВ	6,51	9,03	-54,81	0	0	0	0	-4,16153	0,245984	0	330	22,01279	6,670542	
ЛЭП	46	51	0	0	0 Возжаевка 110 кВ - Ромны 110 кВ	13,95	19,35	-117,45	0	0	0	0	-1,99952	1,53487	0	330	13,26478	4,019629	
ЛЭП	37	56	0	0	0 Хвойная 110 кВ - Озерная 110 кВ	9,028	15,91	-98,42	0	0	0	0	-21,678	2,866981	0	390	110,0249	28,21152	
ЛЭП	56	57	0	0	0 Озерная 110 кВ - оп. Анновка	4,392	7,74	-47,88	0	0	0	0	-20,3492	2,550815	0	390	104,4222	26,77492	
ЛЭП	57	58	0	0	0 оп. Анновка - Анновка 110 кВ	0,244	0,43	-2,66	0	0	0	0	-0,99973	-0,36626	0	390	5,513188	1,413638	
ЛЭП	57	59	0	0	0 оп. Анновка - Полевая 110 кВ	6,244	11,18	-69,16	0	0	0	0	-19,1789	2,542808	0	390	99,05327	25,39828	
ЛЭП	41	62	0	0	0 Завитая 35 кВ - Успенювка 35 кВ	6,2	8,4	0	0	0	0	0	-8,03437	-2,59481	0	330	127,9418	38,77024	
ЛЭП	62	63	0	0	0 Успенювка 35 кВ - Белый яр 35 кВ	3,41	4,62	0	0	0	0	0	-7,22179	-2,09021	0	330	119,7566	36,28987	
ЛЭП	63	64	0	0	0 Белый яр 35 кВ - Новомихайловка 35 кВ	2,17	2,94												



## Продолжение приложение Г.

### Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	Номер	Название	U_ном	V	dV	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	Delta
Ген	1	БГЭС ГА 1	15,75	17	7,936508	0	1	0	0	300	47,51144	17	-200	200	0	10,7111
Ген	2	БГЭС ГА 2	15,75	17	7,936508	0	1	0	0	72	36,6508	17	-200	200	0	6,213854
Ген	3	БГЭС ГА 3	15,75	16	1,587302	0	1	0	0	25	-99,8473	16	-200	200	0	5,057038
Ген	4	БГЭС ГА 4	15,75	0	0	0	1	0	0	300	-65,4762	16	-200	200	0	12,85985
Ген	5	БГЭС ГА 5	15,75	16	1,587302	0	1	0	0	300	-86,3448	16	-200	200	0	11,05957
Ген	6	БГЭС ГА 6	15,75	16	1,587302	0	1	0	0	50	-99,8115	16	-200	200	0	5,601819
Нагр	7	БГЭС 500 кВ	500	527,9427	5,588539	0	1	400	-300	0	0	0	0	0	0	4,483285
Нагр	8	БГЭС Н1	500	532,9028	6,580569	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	4,81077
Нагр	9	БГЭС 220 кВ	220	234,4859	6,584482	0	1	19,3	1,6	0	0	0	0	0	0	4,807379
Нагр	10	БГЭС 35 кВ	35	37,3032	6,580569	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	4,81077
Нагр	11	Завитая 2	220	230,622	4,828161	0	1	20	-50	0	0	0	0	0	0	-0,63176
Нагр	12	Хвойная 2	220	230,1051	4,593249	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-1,78589
Нагр	13	Короли/т	220	230,0159	4,552673	0	1	27,8	6,9	0	0	0	0	0	0	-1,97819
Нагр	14	Белогорск	220	209,8804	-4,5998	0	1	25	19	0	0	0	0	0	0	-10,1839
Нагр	15	Белогорск	220	208,8865	-5,05157	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-10,8364
Нагр	16	Свободный	220	0	0	0	1	9,5	1	0	0	0	0	0	0	-3,07424
Нагр	17	НПС 26	220	230,4132	4,733291	0	1	6,2	1	0	0	0	0	0	0	-2,2115
База	18	Амурская	500	520	4	0	1	0	0	341,1454	-39,5386	520	0	0	0	0
Нагр	19	Амурская	500	523,2821	4,656411	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-2,19302
Нагр	20	Амурская	500	523,2821	4,656411	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-2,19302
Нагр	21	Амурская	220	230,1883	4,631055	0	1	340	-60	0	0	0	0	0	0	-2,19571
Нагр	22	Амурская	35	36,62974	4,656411	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-2,19302
Нагр	23	оп. Хвойн	220	218,1733	-0,8303	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-6,02385
Нагр	24	оп. Хвойн	220	230,1063	4,593761	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-1,77939
Нагр	25	оп. Белог	220	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-2,42035
Нагр	26	оп. Белог	220	209,8804	-4,5998	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-10,1839
Нагр	27	оп. Свобо	220	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-3,07424
Нагр	28	Белогорск	220	226,2734	2,851566	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-17,9172
Нагр	29	Белогорск	220	226,2734	2,851566	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-17,9172
Нагр	30	Белогорск	220	213,3648	-3,01601	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-15,0123
Нагр	31	Белогорск	220	213,3648	-3,01601	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-15,0123
Нагр	32	Белогорск	110	112,9815	2,7105	0	1	90	19	0	0	0	0	0	0	-17,9024
Нагр	33	Белогорск	35	33,88471	-3,18654	0	1	30	-10	0	0	0	0	0	0	-15,0349
Нагр	34	Белогорск	10,5	10,22871	-2,58368	0	1	9	-4	0	0	0	0	0	0	-15,7254
Нагр	35	Хвойная Н	220	230,2531	4,660486	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-3,31677
Нагр	36	Хвойная Н	220	230,2531	4,660486	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-3,31677
Нагр	37	Хвойная 1	110	115,0936	4,63056	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-3,31895
Нагр	38	Хвойная 3	35	36,5063	4,303709	0	1	4	1	0	0	0	0	0	0	-3,90236
Нагр	39	Завитая Н	220	240,213	9,187747	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-3,17638
Нагр	40	Завитая Н	220	240,213	9,187747	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-3,17638
Нагр	41	Завитая 3	35	38,1693	9,055144	0	1	5	1	0	0	0	0	0	0	-3,16618
Нагр	42	Завитая 1	10,5	11,44103	8,962196	0	1	4	1	0	0	0	0	0	0	-3,46788
Нагр	43	оп. Некрас	110	112,4238	2,203422	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-18,2828
Нагр	44	Некрасов	110	112,4132	2,193857	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	-18,2874
Нагр	45	Среднебе	110	111,923	1,748147	0	1	5	2	0	0	0	0	0	0	-18,5262
Нагр	46	Возжаевк	110	112,7433	2,493894	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-18,0718
Нагр	47	Возжаевк	110	116,6613	6,055704	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-19,4162
Нагр	48	Возжаевк	110	116,6613	6,055704	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-19,4162
Нагр	49	Возжаевк	35	37,08927	5,969345	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-19,3996
Нагр	50	Возжаевк	10,5	11,05618	5,296966	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	-19,7233
Нагр	51	Ромны 11	110	112,664	2,42181	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-18,3028
Нагр	52	Ромны Н1	110	113,0709	2,791724	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-19,5031
Нагр	53	Ромны Н2	110	113,0709	2,791724	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-19,5031
Нагр	54	Ромны 35	35	35,94908	2,711653	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-19,5134
Нагр	55	Ромны 10	10,5	10,71423	2,040322	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	-19,8301
Нагр	56	Озерная 1	110	113,7465	3,405924	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	-4,91439
Нагр	57	оп. Аннов	110	113,1239	2,839866	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-5,65883
Нагр	58	Анновка 1	110	113,1202	2,836581	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	-5,66034
Нагр	59	Полевая 1	110	112,2746	2,067845	0	1	19	-2	0	0	0	0	0	0	-6,68683
Нагр	60	Завитая/т	220	230,4861	4,766401	0	1	26	12	0	0	0	0	0	0	-0,67498
Нагр	61	НПС 27	220	230,9474	4,97608	0	1	22	-3	0	0	0	0	0	0	-0,98961
Нагр	62	Успеновк	35	36,31924	3,769257	0	1	0,5	0,1	0	0	0	0	0	0	-5,28368
Нагр	63	Белый яр	35	35,38306	1,094461	0	1	1,5	0,4	0	0	0	0	0	0	-6,45197
Нагр	64	Новомых	35	34,91932	-0,23052	0	1	4	1	0	0	0	0	0	0	-7,06092
Нагр	65	Романов	35	34,57032	-1,22766	0	1	1,5	0,4	0	0	0	0	0	0	-7,51719
Нагр	66	Смелое 3	35	35,35311	1,008889	0	1	1,5	0,4	0	0	0	0	0	0	-4,42177
Нагр	67	Знаменка	35	34,83874	-0,46075	0	1	2	0,5	0	0	0	0	0	0	-20,0507

# Продолжение приложение Г.

## Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы	Название	R	X	В	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Доп_расч/	max	l загр.
Тр-р	9	1	0	0	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 1	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	299,2892	15,48189	0	0	737,894	0
Тр-р	9	2	0	0	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 2	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	71,76066	33,72047	0	0	195,2238	0
Тр-р	7	3	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 3	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	24,72117	-104,76	0	0	117,7102	0
Тр-р	7	4	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 4	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	7	5	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 5	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	299,2633	-125,591	0	0	354,9211	0
Тр-р	7	6	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 6	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	49,71133	-105,462	0	0	127,5023	0
Тр-р	7	8	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	26,30407	35,81274	0	0	48,59329	0
Тр-р	8	9	0	0	БГЭС Н1 - БГЭС 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	26,72745	43,08623	0	0	54,93178	0
Тр-р	8	10	0	0	БГЭС Н1 - БГЭС 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	3,12E-14	-5,33E-13	0	0	5,78E-13	0
Тр-р	18	19	0	0	Амурская 500 кВ - Амурская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-170,573	19,76928	0	0	190,6527	0
Тр-р	18	20	0	0	Амурская 500 кВ - Амурская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-170,573	19,76928	0	0	190,6527	0
Тр-р	19	21	0	0	Амурская Н1 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-170,104	32,98527	0	0	191,1755	0
Тр-р	20	21	0	0	Амурская Н2 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-170,104	32,98527	0	0	191,1755	0
Тр-р	19	22	0	0	Амурская Н1 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	1,63E-14	-1,04E-15	0	0	1,81E-14	0
Тр-р	20	22	0	0	Амурская Н2 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	1,63E-14	-1,04E-15	0	0	1,81E-14	0
ЛЭП	7	18	0	0	БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	8,07	85,26	-1064,5	10	0	0	0	0	0	1000	0	0	0
ЛЭП	9	11	0	0	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-162,513	-2,26021	0	960	400,2079	41,68833
ЛЭП	9	11	0	0	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-162,513	-2,26021	0	960	400,2079	41,68833
ЛЭП	11	23	0	0	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	6,69	29,91	-184,4	0	0	0	0	-172,581	-59,9243	0	630	464,7035	73,76247
ЛЭП	23	14	0	0	оп. Хвойная 1 - Белогорск/г 220 кВ	4,75	21,24	-130,9	0	0	0	0	-168,296	-50,1109	0	630	469,0033	74,44497
ЛЭП	23	12	0	0	оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	0,11	0,39	-2,3	0	0	0	0	0	0	0	630	0	0
ЛЭП	11	24	0	0	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	3,78	16,91	-104,3	0	0	0	0	-61,4942	8,857431	0	630	155,5363	24,68831
ЛЭП	24	12	0	0	оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	0,01	0,22	-1,4	0	0	0	0	0	0	630	68,50247	10,87341	
ЛЭП	24	13	0	0	оп. Хвойная 2 - Короли/г 220 кВ	1,18	5,29	-32,6	0	0	0	0	-33,9185	4,436855	0	630	85,8286	13,62359
ЛЭП	13	17	0	0	о Короли/г 220 кВ - НПС 26	8,38	28,6	-180	0	0	0	0	-6,09128	9,726841	0	630	28,80709	4,572554
ЛЭП	15	26	0	0	Белогорск 220 кВ - оп. Белогорск 2	0,88	3,71	-23,7	0	0	0	0	139,782	22,55483	0	630	391,3466	62,1185
ЛЭП	27	15	0	0	оп. Свободный - Белогорск 220 кВ	1,81	6,54	-39,05	0	0	0	0	0	0	630	0	0	
ЛЭП	26	14	0	0	оп. Белогорск 2 - Белогорск/г 220 кВ	0,07	0,026	-0,16	0	0	0	0	140,1859	23,2184	0	630	0	0
ЛЭП	27	21	0	0	оп. Свободный - Амурская 220 кВ	0,39	1,54	-9,8	0	0	0	0	0	0	630	0	0	
ЛЭП	17	21	0	0	НПС 26 - Амурская 220 кВ	5,03	22,03	-135,59	0	0	0	0	0,120164	1,21929	0	630	14,9764	2,377206
ЛЭП	27	16	0	0	оп. Свободный - Свободный 220 кВ	0,048	0,017	-0,104	0	0	0	0	0	0	630	0	0	
Тр-р	11	39	0	0	Завитая 220 кВ - Завитая Н1	5,7	27,5	5,67	0,95	1,056412	12	2	-8,57321	-3,02698	0	0	22,76109	0
Тр-р	39	41	0	0	Завитая Н1 - Завитая 35 кВ	5,7	0	0	0	0,159	0	0	-6,51335	-1,80068	0	0	16,24201	0
Тр-р	39	42	0	0	Завитая Н1 - Завитая 10 кВ	5,7	148	0	0	0,0477	0	0	-2,00028	-0,51093	0	0	4,962011	0
Тр-р	11	40	0	0	Завитая 220 кВ - Завитая Н2	5,7	27,5	5,67	0,95	1,056412	12	2	-8,57321	-3,02698	0	0	22,76109	0
Тр-р	40	41	0	0	Завитая Н2 - Завитая 35 кВ	5,7	0	0	0	0,159	0	0	-6,51335	-1,80068	0	0	16,24201	0
Тр-р	40	42	0	0	Завитая Н2 - Завитая 10 кВ	5,7	148	0	0	0,0477	0	0	-2,00028	-0,51093	0	0	4,962011	0
Тр-р	12	35	0	0	Хвойная 220 кВ - Хвойная Н1	1,4	104	5,95	0,85	1	9	1	-13,6509	0,133557	0	0	34,25103	0
Тр-р	35	37	0	0	Хвойная Н1 - Хвойная 110 кВ	1,4	0	0	0	0,5	0	0	-10,8278	1,436464	0	0	27,38823	0
Тр-р	35	38	0	0	Хвойная Н1 - Хвойная 35 кВ	2,8	195,6	0	0	0,159	0	0	-2,77293	-0,74394	0	0	7,198889	0
Тр-р	12	36	0	0	Хвойная 220 кВ - Хвойная Н2	1,4	104	5,95	0,85	1	9	1	-13,6509	0,133557	0	0	34,25103	0
Тр-р	36	37	0	0	Хвойная Н2 - Хвойная 110 кВ	1,4	0	0	0	0,5	0	0	-10,8278	1,436464	0	0	27,38823	0
Тр-р	36	38	0	0	Хвойная Н2 - Хвойная 35 кВ	2,8	195,6	0	0	0,159	0	0	-2,77293	-0,74394	0	0	7,198889	0
Тр-р	15	28	0	0	Белогорск 220 кВ - Белогорск Н1	1,4	104	5,95	0,85	1,11957	15	1	-50,2926	-16,2951	0	0	146,1203	0
Тр-р	28	32	0	0	Белогорск Н1 - Белогорск 110 кВ	1,4	0	0	0	0,5	0	0	-50,1606	-9,39996	0	0	130,2157	0
Тр-р	28	34	0	0	Белогорск Н1 - Белогорск 10 кВ	2,8	195,6	0	0	0,0477	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	15	29	0	0	Белогорск 220 кВ - Белогорск Н2	1,4	104	5,95	0,85	1,11957	15	1	-50,2926	-16,2951	0	0	146,1203	0
Тр-р	29	32	0	0	Белогорск Н2 - Белогорск 110 кВ	1,4	0	0	0	0,5	0	0	-50,1606	-9,39996	0	0	130,2157	0
Тр-р	29	34	0	0	Белогорск Н2 - Белогорск 10 кВ	2,8	195,6	0	0	0,0477	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	15	30	0	0	Белогорск 220 кВ - Белогорск Н3	3,6	165	8,32	1,04	1	9	2	-19,5975	5,015789	0	0	55,91232	0
Тр-р	30	33	0	0	Белогорск Н3 - Белогорск 35 кВ	3,6	0	0	0	0,159	0	0	-15,0183	4,997885	0	0	42,8297	0
Тр-р	30	34	0	0	Белогорск Н3 - Белогорск 10 кВ	3,6	125	0	0	0,0477	0	0	-4,50001	1,933907	0	0	13,25356	0
Тр-р	15	31	0	0	Белогорск 220 кВ - Белогорск Н4	3,6	165	8,32	1,04	1	9	2	-19,5975	5,015789	0	0	55,91232	0
Тр-р	31	33	0	0	Белогорск Н4 - Белогорск 35 кВ	3,6	0	0	0	0,159	0	0	-15,0183	4,997885	0	0	42,8297	0
Тр-р	31	34	0	0	Белогорск Н4 - Белогорск 10 кВ	3,6	125	0	0	0,0477	0	0	-4,50001	1,933907	0	0	13,25356	0
ЛЭП	11	60	0	0	Завитая 220 кВ - Завитая/г 220 кВ	0,96	3,48	-22,4	0,48	0	0	0	-13,0287	-4,82236	0	610	35,86423	5,879381
ЛЭП	11	60	0	0	Завитая 220 кВ - Завитая/г 220 кВ	0,96	3,48	-22,4	0,48	0	0	0	-13,0287	-4,82236	0	610	35,86423	5,879381
ЛЭП	11	61	0	0	Завитая 220 кВ - НПС 27	7,2	26,1	-168	3,6	0	0	0	-11,2128	10,37011	0	610	38,23535	6,26809
ЛЭП	11	61	0	0	Завитая 220 кВ - НПС 27	7,2	26,1	-168	3,6	0	0	0	-11,2128	10,37011	0	610	38,23535	6,26809
ЛЭП	32	43	0	0	Белогорск 110 кВ - оп. Некрасовка	8,54	15,05	-93,1	0	0	0	0	-6,043	-0,18268	0	390	31,64247	8,113454
ЛЭП	43	44	0	0	оп. Некрасовка - Некрасовка 110 кВ	0,732	1,29	-7,98	0	0	0	0	-0,99935	-0,29945	0	390	5,28549	1,417577
ЛЭП	43	45	0	0	оп. Некрасовка - Среднебелая 110 кВ	7,32	12,9	-79,8	0	0	0	0	-5,01226	-1,02485	0	390	27,76348	7,118842
ЛЭП	32	46	0	0	Белогорск 110 кВ - Возжаевка 110 кВ	6,51	9,03	-54,81	0	0	0	0	-4,16106	0,362357	0	330	21,34403	6,467888
ЛЭП	46	51	0	0	Возжаевка 110 кВ - Ромны 110 кВ	13,95	19,35	-117,45	0	0	0	0	-1,96313	1,694399	0	330	13,27977	4,024174
ЛЭП	37	56	0	0	Хвойная 110 кВ - Озерная 110 кВ	9,028	15,91	-98,42	0	0	0	0	-21,6496	2,872768	0	390	109,5538	28,09072
ЛЭП	56	57	0	0	Озерная 110 кВ - оп. Анновка	4,392	7,74	-47,88	0	0	0	0	-20,3267	2,553069	0	390	103,9841	26,6626
ЛЭП	57	58	0	0	оп. Анновка - Анновка 110 кВ	0,244	0,43	-2,66	0	0	0	0	-1	-0,366	0	390	5,496955	1,409476
ЛЭП	57	59	0	0	оп. Анновка - Полевая 110 кВ	6,344	11,18	-69,16	0	0	0	0	-19,1842	2,552826	0	390	98,7737	25,32659
ЛЭП	41	62	0	0	Завитая 35 кВ - Успенювка 35 кВ	6,2	8,4	0	0	0	0	0	-8,01786	-2,60136	0	330	127,5019	38,63695
ЛЭП	62	63	0	0	Успенювка 35 кВ - Белый яр 35 кВ	3,41	4,62	0	0	0	0	0	-7,21533	-2,09181	0	330	119,4217	36,18838
ЛЭП	63	64	0	0	Белый яр 35 кВ - Новомихайловка 35 кВ	2,17	2,94	0	0	0	0	0	-5,56931	-1,49423	0	330	94,08908	28,51184
ЛЭП	64	65	0	0	Новомихайловка 35 кВ - Роман													



## Приложение Д.

### Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	dV	Delta
Ген	1	БГЭС ГА 1	15,75	0	1	0	0	300	-43,1047	16	-200	200	0	16	1,587302	9,911138
Ген	2	БГЭС ГА 2	15,75	0	1	0	0	72	-55,4328	16	-200	200	0	16	1,587302	5,000056
Ген	3	БГЭС ГА 3	15,75	0	1	0	0	25	-96,7464	16	-200	200	0	16	1,587302	2,325947
Ген	4	БГЭС ГА 4	15,75	0	1	0	0	300	-65,4762	16	-200	200	0	0	0	12,85985
Ген	5	БГЭС ГА 5	15,75	0	1	0	0	300	-83,2279	16	-200	200	0	16	1,587302	8,335574
Ген	6	БГЭС ГА 6	15,75	0	1	0	0	50	-96,7105	16	-200	200	0	16	1,587302	2,87137
Нагр	7	БГЭС 500	500	0	1	400	-300	0	0	0	0	0	0	527,3201	5,464011	1,752418
Нагр	8	БГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	518,6015	3,720299	3,426508
Нагр	9	БГЭС 220	220	0	1	19,3	1,6	0	0	0	0	0	0	228,2277	3,73985	3,432608
Нагр	10	БГЭС 35	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,3021	3,720299	3,426508
Нагр	11	Завитая 2	220	0	1	20	-50	0	0	0	0	0	0	229,9929	4,542215	-0,59052
Нагр	12	Хвойная 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,5731	3,896879	-2,15322
Нагр	13	Короли/т	220	0	1	27,8	6,9	0	0	0	0	0	0	228,2178	3,735349	-2,47307
Нагр	14	Белогорск	220	0	1	25	19	0	0	0	0	0	0	226,9793	3,172422	-3,27352
Нагр	15	Белогорск	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	227,0323	3,196502	-3,37773
Нагр	16	Свободный	220	0	1	9,5	1	0	0	0	0	0	0	229,3738	4,260798	-2,66701
Нагр	17	НПС 26	220	0	1	6,2	1	0	0	0	0	0	0	227,79	3,540917	-3,2086
База	18	Амурская	500	0	1	0	0	304,5981	-188,669	520	0	0	0	520	4	0
Нагр	19	Амурская	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	521,7401	4,348017	-2,60863
Нагр	20	Амурская	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	521,7401	4,348017	-2,60863
Нагр	21	Амурская	220	0	1	340	-60	0	0	0	0	0	0	229,4992	4,31784	-2,61038
Нагр	22	Амурская	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,52181	4,348017	-2,60863
Нагр	23	оп. Хвойн	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,6183	3,917402	-2,1761
Нагр	24	оп. Хвойн	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,5743	3,89741	-2,14663
Нагр	25	оп. Белог	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3,24475
Нагр	26	оп. Белог	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3,51799
Нагр	27	оп. Свобо	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	229,3738	4,260798	-2,66701
Нагр	28	Белогорск	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,3613	1,98242	-6,90107
Нагр	29	Белогорск	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,3613	1,98242	-6,90107
Нагр	30	Белогорск	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,986	0,44816	-7,03267
Нагр	31	Белогорск	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,986	0,44816	-7,03267
Нагр	32	Белогорск	110	0	1	50	9	0	0	0	0	0	0	112,0867	1,89698	-6,89398
Нагр	33	Белогорск	35	0	1	30	10	0	0	0	0	0	0	35,09787	0,279634	-7,01154
Нагр	34	Белогорск	10,5	0	1	9	4	0	0	0	0	0	0	10,48257	-0,16602	-7,68761
Нагр	35	Хвойная 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,7121	3,960032	-3,70732
Нагр	36	Хвойная 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,7121	3,960032	-3,70732
Нагр	37	Хвойная 1	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	114,3229	3,929888	-3,7095
Нагр	38	Хвойная 3	35	0	1	4	1	0	0	0	0	0	0	36,26054	3,601539	-4,30063
Нагр	39	Завитая Н	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	239,5648	8,893091	-3,15727
Нагр	40	Завитая Н	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	239,5648	8,893091	-3,15727
Нагр	41	Завитая 3	35	0	1	5	1	0	0	0	0	0	0	38,06615	8,760434	-3,14701
Нагр	42	Завитая 1	10,5	0	1	4	1	0	0	0	0	0	0	11,41007	8,66733	-3,44985
Нагр	43	оп. Некрас	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	111,5204	1,382215	-7,2794
Нагр	44	Некрасов	110	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	111,5098	1,372563	-7,28416
Нагр	45	Среднебе	110	0	1	5	2	0	0	0	0	0	0	111,0145	0,922284	-7,52673
Нагр	46	Возжаевк	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	111,8445	1,676847	-7,06546
Нагр	47	Возжаевк	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,7214	5,201315	-8,42858
Нагр	48	Возжаевк	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,7214	5,201315	-8,42858
Нагр	49	Возжаевк	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,79038	5,115377	-8,41194
Нагр	50	Возжаевк	10,5	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	10,96668	4,444527	-8,74083
Нагр	51	Ромны 11	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	111,7583	1,598411	-7,29902
Нагр	52	Ромны Н1	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	112,1424	1,9476	-8,52469
Нагр	53	Ромны Н2	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	112,1424	1,9476	-8,52469
Нагр	54	Ромны 35	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	35,65368	1,867659	-8,53485
Нагр	55	Ромны 10	10,5	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	10,62579	1,197973	-8,85735
Нагр	56	Озерная 1	110	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	112,961	2,69179	-5,32805
Нагр	57	оп. Аннов	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	112,3322	2,12018	-6,08348
Нагр	58	Анновка 1	110	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	112,3286	2,116872	-6,08501
Нагр	59	Полевая 1	110	0	1	19	-2	0	0	0	0	0	0	111,4762	1,341956	-7,12553
Нагр	60	Завитая/т	220	0	1	26	12	0	0	0	0	0	0	229,8566	4,48027	-0,63396
Нагр	61	НПС 27	220	0	1	22	-3	0	0	0	0	0	0	230,3164	4,689288	-0,95003
Нагр	62	Успеновк	35	0	1	0,5	0,1	0	0	0	0	0	0	36,20965	3,456136	-5,28415
Нагр	63	Белый яр	35	0	1	1,5	0,4	0	0	0	0	0	0	35,27018	0,771946	-6,4613
Нагр	64	Новомиха	35	0	1	4	1	0	0	0	0	0	0	34,80494	-0,55731	-7,07407
Нагр	65	Романовк	35	0	1	1,5	0,4	0	0	0	0	0	0	34,45486	-1,55753	-7,53298
Нагр	66	Смелое 3	35	0	1	1,5	0,4	0	0	0	0	0	0	35,09917	0,283337	-4,82707
Нагр	67	Знаменка	35	0	1	2	0,5	0	0	0	0	0	0	34,53332	-1,33337	-9,08184

## Продолжение приложение Д.

### Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Идоп_расч/ max	И загр.	
Тр-р	9	1	0	0	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 1	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	299,2312	-78,9789	0	0	782,8914	0
Тр-р	9	2	0	0	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 2	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	71,75534	-59,2738	0	0	235,4427	0
Тр-р	7	3	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 3	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	24,72493	-101,416	0	0	114,2903	0
Тр-р	7	4	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 4	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	7	5	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 5	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	299,266	-122,263	0	0	353,949	0
Тр-р	7	6	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 6	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	49,71503	-102,119	0	0	124,353	0
Тр-р	7	8	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	129,5947	-85,091	0	0	169,742	0
Тр-р	8	9	0	0	БГЭС Н1 - БГЭС 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	129,9857	-73,4262	0	0	166,2027	0
Тр-р	8	10	0	0	БГЭС Н1 - БГЭС 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-5,02Е-14	5,18Е-13	0	0	5,79Е-13	0
Тр-р	18	19	0	0	Амурская 500 кВ - Амурская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-202,386	5,608524	0	0	224,7927	0
Тр-р	18	20	0	0	Амурская 500 кВ - Амурская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-202,386	5,608524	0	0	224,7927	0
Тр-р	19	21	0	0	Амурская Н1 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-201,855	21,31813	0	0	224,6122	0
Тр-р	20	21	0	0	Амурская Н2 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-201,855	21,31813	0	0	224,6122	0
Тр-р	19	22	0	0	Амурская Н1 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-3,71Е-14	-5,21Е-13	0	0	5,78Е-13	0
Тр-р	20	22	0	0	Амурская Н2 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-3,71Е-14	-5,21Е-13	0	0	5,78Е-13	0
ЛЭП	7	18	0	0	БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	8,07	85,26	-1064,5	10	0	0	0	-103,256	110,8651	0	1000	226,2477	22,62477
ЛЭП	9	11	0	0	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-110,925	33,21086	0	960	292,9146	30,51194
ЛЭП	9	11	0	0	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-110,925	33,21086	0	960	292,9146	30,51194
ЛЭП	11	23	0	0	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	6,69	29,91	-184,4	0	0	0	0	-48,7203	4,531385	0	630	122,8303	19,49687
ЛЭП	23	14	0	0	оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	4,75	21,24	-130,9	0	0	0	0	-48,4152	-3,84099	0	630	125,0342	19,84669
ЛЭП	23	12	0	0	оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	0,11	0,39	-2,3	0	0	0	0	0	0	0	630	0	0
ЛЭП	11	24	0	0	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	3,78	16,91	-104,3	0	0	0	0	-84,7572	1,264386	0	630	212,8443	33,78482
ЛЭП	24	12	0	0	оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	0,01	0,22	-1,4	0	0	0	0	-27,3436	0,063083	0	630	69,06675	10,96298
ЛЭП	24	13	0	0	оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	1,18	5,29	-32,6	0	0	0	0	-56,8278	-2,03769	0	630	143,8381	22,83145
ЛЭП	13	15	0	0	Короли/т 220 кВ - Белогорск 220 кВ	8,38	28,6	-180	0	0	0	0	-28,9553	3,486212	0	630	74,55625	11,83433
ЛЭП	14	15	0	0	Белогорск/т 220 кВ - Белогорск 220 кВ	0,88	3,71	-23,7	0	0	0	0	-23,1958	9,330639	0	630	63,59605	10,09461
ЛЭП	15	17	0	0	Белогорск 220 кВ - НПС 26	1,97	8,63	-53,09	0	0	0	0	21,13287	16,45145	0	630	68,10618	10,8105
ЛЭП	15	27	0	0	Белогорск 220 кВ - оп. Свободный	6,5	27,45	-175,4	0	0	0	0	26,59196	17,44318	0	630	80,87465	12,83725
ЛЭП	27	21	0	0	оп. Свободный - Амурская 220 кВ	0,39	1,54	-9,8	0	0	0	0	36,19412	9,766553	0	630	94,36166	14,97804
ЛЭП	17	21	0	0	НПС 26 - Амурская 220 кВ	5,03	22,03	-135,59	0	0	0	0	27,35575	14,81585	0	630	78,85112	12,51605
ЛЭП	27	16	0	0	оп. Свободный - Свободный 220 кВ	0,048	0,017	-0,104	0	0	0	0	-9,49193	-0,99233	0	630	0	0
Тр-р	11	39	0	0	Завитая 220 кВ - Завитая Н1	5,7	275	5,67	0,95	1,056412	12	2	-8,59986	-3,0067	0	0	22,86959	0
Тр-р	39	41	0	0	Завитая Н1 - Завитая 35 кВ	5,7	0	0	0	0,159	0	0	-6,51632	-1,80175	0	0	16,29355	0
Тр-р	39	42	0	0	Завитая Н1 - Завитая 10 кВ	5,7	148	0	0	0,0477	0	0	-1,99688	-0,51084	0	0	4,967451	0
Тр-р	11	40	0	0	Завитая 220 кВ - Завитая Н2	5,7	275	5,67	0,95	1,056412	12	2	-8,59986	-3,0067	0	0	22,86959	0
Тр-р	40	41	0	0	Завитая Н2 - Завитая 35 кВ	5,7	0	0	0	0,159	0	0	-6,51632	-1,80175	0	0	16,29355	0
Тр-р	40	42	0	0	Завитая Н2 - Завитая 10 кВ	5,7	148	0	0	0,0477	0	0	-1,99688	-0,51084	0	0	4,967451	0
Тр-р	12	35	0	0	Хвойная 220 кВ - Хвойная Н1	1,4	104	5,95	0,85	1	9	1	-13,673	-0,00694	0	0	34,53652	0
Тр-р	35	37	0	0	Хвойная Н1 - Хвойная 110 кВ	1,4	0	0	0	0,5	0	0	-10,8337	1,420719	0	0	27,58213	0
Тр-р	35	38	0	0	Хвойная Н1 - Хвойная 35 кВ	2,8	195,6	0	0	0,159	0	0	-2,77194	-0,74444	0	0	7,245315	0
Тр-р	12	36	0	0	Хвойная 220 кВ - Хвойная Н2	1,4	104	5,95	0,85	1	9	1	-13,673	-0,00694	0	0	34,53652	0
Тр-р	36	37	0	0	Хвойная Н2 - Хвойная 110 кВ	1,4	0	0	0	0,5	0	0	-10,8337	1,420719	0	0	27,58213	0
Тр-р	36	38	0	0	Хвойная Н2 - Хвойная 35 кВ	2,8	195,6	0	0	0,159	0	0	-2,77194	-0,74444	0	0	7,245315	0
Тр-р	15	28	0	0	Белогорск 220 кВ - Белогорск Н1	1,4	104	5,95	0,85	1	9	1	-30,2288	-6,65686	0	0	78,71474	0
Тр-р	28	32	0	0	Белогорск Н1 - Белогорск 110 кВ	1,4	0	0	0	0,5	0	0	-30,1237	-4,44287	0	0	78,35592	0
Тр-р	28	34	0	0	Белогорск Н1 - Белогорск 10 кВ	2,8	195,6	0	0	0,0477	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	15	29	0	0	Белогорск 220 кВ - Белогорск Н2	1,4	104	5,95	0,85	1	9	1	-30,2288	-6,65686	0	0	78,71474	0
Тр-р	29	32	0	0	Белогорск Н2 - Белогорск 110 кВ	1,4	0	0	0	0,5	0	0	-30,1237	-4,44287	0	0	78,35592	0
Тр-р	29	34	0	0	Белогорск Н2 - Белогорск 10 кВ	2,8	195,6	0	0	0,0477	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	15	30	0	0	Белогорск 220 кВ - Белогорск Н3	3,6	165	8,32	1,04	1	9	2	-19,6228	-8,93983	0	0	54,83597	0
Тр-р	30	33	0	0	Белогорск 220 кВ - Белогорск 35 кВ	3,6	0	0	0	0,159	0	0	-15,0168	-4,99834	0	0	41,34936	0
Тр-р	30	34	0	0	Белогорск Н3 - Белогорск 10 кВ	3,6	125	0	0	0,0477	0	0	-4,50031	-2,06254	0	0	12,93357	0
Тр-р	15	31	0	0	Белогорск 220 кВ - Белогорск Н4	3,6	165	8,32	1,04	1	9	2	-19,6228	-8,93983	0	0	54,83597	0
Тр-р	31	33	0	0	Белогорск Н4 - Белогорск 35 кВ	3,6	0	0	0	0,159	0	0	-15,0168	-4,99834	0	0	41,34936	0
Тр-р	31	34	0	0	Белогорск Н4 - Белогорск 10 кВ	3,6	125	0	0	0,0477	0	0	-4,50031	-2,06254	0	0	12,93357	0
ЛЭП	11	60	0	0	Завитая 220 кВ - Завитая/т 220 кВ	0,96	3,48	-22,4	0,48	0	0	0	-13,025	-4,82907	0	610	35,95435	5,894155
ЛЭП	11	60	0	0	Завитая 220 кВ - Завитая/т 220 кВ	0,96	3,48	-22,4	0,48	0	0	0	-13,025	-4,82907	0	610	35,95435	5,894155
ЛЭП	11	61	0	0	Завитая 220 кВ - НПС 27	7,2	26,1	-168	3,6	0	0	0	-11,2084	10,32027	0	610	38,2469	6,269984
ЛЭП	11	61	0	0	Завитая 220 кВ - НПС 27	7,2	26,1	-168	3,6	0	0	0	-11,2084	10,32027	0	610	38,2469	6,269984
ЛЭП	32	43	0	0	Белогорск 110 кВ - оп. Некрасовка	8,54	15,05	-93,1	0	0	0	0	-6,04441	-0,22127	0	390	31,92494	8,185882
ЛЭП	43	44	0	0	оп. Некрасовка - Некрасовка 110 кВ	0,732	1,29	-7,98	0	0	0	0	-0,99982	-0,30092	0	390	5,57528	1,429559
ЛЭП	43	45	0	0	оп. Некрасовка - Среднебелая 110 кВ	7,32	12,9	-79,8	0	0	0	0	-5,01492	-1,04074	0	390	28,00069	7,179665
ЛЭП	32	46	0	0	Белогорск 110 кВ - Возжаевка 110 кВ	6,51	9,03	-54,81	0	0	0	0	-4,16283	0,333504	0	330	21,5147	6,519606
ЛЭП	46	51	0	0	Возжаевка 110 кВ - Ромны 110 кВ	13,95	19,35	-117,45	0	0	0	0	-1,97175	1,652011	0	330	13,2787	4,023849
ЛЭП	37	56	0	0	Хвойная 110 кВ - Озерная 110 кВ	9,028	15,91	-98,42	0	0	0	0	-21,6819	2,836424	0	390	110,4905	28,31551
ЛЭП	56	57	0	0	Озерная 110 кВ - оп. Анновка	4,392	7,74	-47,88	0	0	0	0	-20,3503	2,534065	0	390	104,8151	26,87567
ЛЭП	57	58	0	0	оп. Анновка - Анновка 110 кВ	0,244	0,43	-2,66	0	0	0	0	-0,99971	-0,36652	0	390	5,534365	1,419068
ЛЭП	57	59	0	0	оп. Анновка - Полевая 110 кВ	6,344	11,18	-69,16	0	0	0	0	-19,1798	2,533302	0	390	99,43386	25,49586
ЛЭП	41	62	0	0	Завитая 35 кВ - Успенновка 35 кВ	6,2	8,4	0	0	0	0	0	-8,03549	-2,59627	0	330	128,078	38,81152
ЛЭП	62	63	0	0	Успенновка 35 кВ - Белый яр 35 кВ	3,41	4,62	0	0	0	0	0	-7,22216	-2,90984	0	330	119,8835	36,32833
ЛЭП	63	64	0	0	Белый яр 35 кВ - Новомихайловка 35 кВ	2,17	2											



## Продолжение приложение Д.

### Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	Номер	Название	U_ном	N_сxn	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta
Ген	1	БГЭС ГА 1	15,75	0	1	0	0	200	-42,2426	16	-200	200	0	16	1,587302	11,05288
Ген	2	БГЭС ГА 2	15,75	0	1	0	0	72	-46,7643	16	-200	200	0	16	1,587302	8,289682
Ген	3	БГЭС ГА 3	15,75	0	1	0	0	25	-72,1171	16	-200	200	0	16	1,587302	6,937327
Ген	4	БГЭС ГА 4	15,75	0	1	0	0	300	-65,4762	16	-200	200	0	0	0	12,85985
Ген	5	БГЭС ГА 5	15,75	0	1	0	0	300	-58,47	16	-200	200	0	16	1,587302	13,00404
Ген	6	БГЭС ГА 6	15,75	0	1	0	0	50	-72,0809	16	-200	200	0	16	1,587302	7,487914
Нагр	7	БГЭС 500	500	0	1	400	-300	0	0	0	0	0	0	522,3748	4,474952	6,365602
Нагр	8	БГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	516,9919	3,398372	6,716333
Нагр	9	БГЭС 220	220	0	1	19,3	1,6	0	0	0	0	0	0	227,4853	3,402389	6,720147
Нагр	10	БГЭС 35	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,18943	3,398372	6,716333
Нагр	11	Завитая 2	220	0	1	20	-50	0	0	0	0	0	0	229,1346	4,15207	2,606107
Нагр	12	Хвойная 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	227,2739	3,3063	0,034715
Нагр	13	Короли/т	220	0	1	27,8	6,9	0	0	0	0	0	0	226,8375	3,107969	-0,60278
Нагр	14	Белогорск	220	0	1	25	19	0	0	0	0	0	0	224,6339	2,106301	-3,34082
Нагр	15	Белогорск	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	225,0359	2,289067	-3,25407
Нагр	16	Свободный	220	0	1	9,5	1	0	0	0	0	0	0	228,7271	3,966883	-2,6509
Нагр	17	НПС 26	220	0	1	6,2	1	0	0	0	0	0	0	226,1945	2,815675	-3,11707
База	18	Амурская	500	0	1	0	0	402,6141	10,81963	520	0	0	0	520	4	0
Нагр	19	Амурская	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	520,4417	4,088331	-2,59982
Нагр	20	Амурская	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	520,4417	4,088331	-2,59982
Нагр	21	Амурская	220	0	1	340	-60	0	0	0	0	0	0	228,9281	4,058239	-2,60066
Нагр	22	Амурская	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,43092	4,088331	-2,59982
Нагр	23	оп. Хвойн	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2,1761
Нагр	24	оп. Хвойн	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	227,2751	3,306856	0,04139
Нагр	25	оп. Белог	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3,24475
Нагр	26	оп. Белог	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3,51799
Нагр	27	оп. Свобо	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,7271	3,966883	-2,6509
Нагр	28	Белогорск	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	222,3137	1,05167	-6,8406
Нагр	29	Белогорск	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	222,3137	1,05167	-6,8406
Нагр	30	Белогорск	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	218,9236	-0,48927	-6,97527
Нагр	31	Белогорск	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	218,9236	-0,48927	-6,97527
Нагр	32	Белогорск	110	0	1	50	9	0	0	0	0	0	0	111,062	0,965442	-6,83332
Нагр	33	Белогорск	35	0	1	30	10	0	0	0	0	0	0	34,76959	-0,65831	-6,95374
Нагр	34	Белогорск	10,5	0	1	9	4	0	0	0	0	0	0	10,38362	-1,10834	-7,64265
Нагр	35	Хвойная 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	227,4019	3,364517	-1,53779
Нагр	36	Хвойная 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	227,4019	3,364517	-1,53779
Нагр	37	Хвойная 1	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	113,6676	3,334189	-1,53996
Нагр	38	Хвойная 3	35	0	1	4	1	0	0	0	0	0	0	36,05158	3,004514	-2,13795
Нагр	39	Завитая Н	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	238,6394	8,472466	0,018575
Нагр	40	Завитая Н	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	238,6394	8,472466	0,018575
Нагр	41	Завитая 3	35	0	1	5	1	0	0	0	0	0	0	37,91891	8,33975	0,028932
Нагр	42	Завитая 1	10,5	0	1	4	1	0	0	0	0	0	0	11,36586	8,246307	-0,27624
Нагр	43	оп. Некрас	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	110,4862	0,441977	-7,2246
Нагр	44	Некрасов	110	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	110,4754	0,432226	-7,22945
Нагр	45	Среднебе	110	0	1	5	2	0	0	0	0	0	0	109,9744	-0,02329	-7,47628
Нагр	46	Возжаевк	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	110,8151	0,741014	-7,00701
Нагр	47	Возжаевк	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	114,6419	4,21995	-8,39058
Нагр	48	Возжаевк	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	114,6419	4,21995	-8,39058
Нагр	49	Возжаевк	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,44708	4,134508	-8,37392
Нагр	50	Возжаевк	10,5	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	10,86387	3,465385	-8,70876
Нагр	51	Ромны 11	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	110,7207	0,655176	-7,24329
Нагр	52	Ромны Н1	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	111,0777	0,97972	-8,49711
Нагр	53	Ромны Н2	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	111,0777	0,97972	-8,49711
Нагр	54	Ромны 35	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	35,31497	0,899918	-8,50715
Нагр	55	Ромны 10	10,5	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	10,52437	0,232128	-8,83619
Нагр	56	Озерная 1	110	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	112,2923	2,083935	-3,17656
Нагр	57	оп. Аннов	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	111,6583	1,507568	-3,94075
Нагр	58	Анновка 1	110	0	1	1	0,4	0	0	0	0	0	0	111,6547	1,50424	-3,9423
Нагр	59	Полевая 1	110	0	1	19	-2	0	0	0	0	0	0	110,7963	0,723939	-4,99519
Нагр	60	Завитая/т	220	0	1	26	12	0	0	0	0	0	0	228,9977	4,089864	2,562353
Нагр	61	НПС 27	220	0	1	22	-3	0	0	0	0	0	0	229,4555	4,297976	2,244212
Нагр	62	Успеновк	35	0	1	0,5	0,1	0	0	0	0	0	0	36,05319	3,009122	-2,12604
Нагр	63	Белый яр	35	0	1	1,5	0,4	0	0	0	0	0	0	35,10921	0,312035	-3,31364
Нагр	64	Новомих	35	0	1	4	1	-0,2352	0	0	0	0	0	34,64177	-1,02352	-3,93203
Нагр	65	Романовк	35	0	1	1,5	0,4	0	0	0	0	0	0	34,29002	-2,02852	-4,39524
Нагр	66	Смелое 3	35	0	1	1,5	0,4	0	0	0	0	0	0	34,88306	-0,3341	-2,67064
Нагр	67	Знаменка	35	0	1	2	0,5	0	0	0	0	0	0	34,18312	-2,33395	-9,06503

# Продолжение приложение Д.

## Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	N_нач	N_кон	N_p	ID Группы	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Идоп_расч	max	И загр.
Tr-p	9	1	0	0	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 1	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	199,5453	-58,9259	0	0	528,0593	0
Tr-p	9	2	0	0	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 2	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	71,76204	-50,2614	0	0	222,3584	0
Tr-p	7	3	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 3	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	24,75101	-75,1294	0	0	87,42622	0
Tr-p	7	4	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 4	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	0	0	0	0	0	0
Tr-p	7	5	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 5	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	299,2886	-96,1051	0	0	347,422	0
Tr-p	7	6	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 6	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	49,74109	-75,8323	0	0	100,2346	0
Tr-p	7	8	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	26,20727	-52,9329	0	0	65,28143	0
Tr-p	8	9	0	0	БГЭС Н1 - БГЭС 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	26,6247	-45,6295	0	0	58,99698	0
Tr-p	8	10	0	0	БГЭС Н1 - БГЭС 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	7,96Е-14	-5,13Е-13	0	0	5,79Е-13	0
Tr-p	18	19	0	0	Амурская 500 кВ - Амурская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-201,307	-5,40982	0	0	223,5897	0
Tr-p	18	20	0	0	Амурская 500 кВ - Амурская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-201,307	-5,40982	0	0	223,5897	0
Tr-p	19	21	0	0	Амурская Н1 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-200,78	10,17618	0	0	223,0206	0
Tr-p	20	21	0	0	Амурская Н2 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-200,78	10,17618	0	0	223,0206	0
Tr-p	19	22	0	0	Амурская Н1 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-3,69Е-14	-5,20Е-13	0	0	5,78Е-13	0
Tr-p	20	22	0	0	Амурская Н2 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-3,69Е-14	-5,20Е-13	0	0	5,78Е-13	0
ЛЭП	7	18	0	0	БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	8,07	85,26	-1064,5	10	0	0	0	0	0	0	1000	0	0
ЛЭП	9	11	0	0	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-112,832	32,48157	0	960	297,993	31,04094
ЛЭП	9	11	0	0	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-112,832	32,48157	0	960	297,993	31,04094
ЛЭП	11	23	0	0	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	6,69	29,91	-184,4	0	0	0	0	0	0	0	630	0	0
ЛЭП	23	14	0	0	оп. Хвойная 1 - Белогорск/г 220 кВ	4,75	21,24	-130,9	0	0	0	0	0	0	0	630	0	0
ЛЭП	23	12	0	0	оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	0,11	0,39	-2,3	0	0	0	0	0	0	0	630	0	0
ЛЭП	11	24	0	0	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	3,78	16,91	-104,3	0	0	0	0	-137,269	5,141631	0	630	346,1204	54,93975
ЛЭП	24	12	0	0	оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	0,01	0,22	-1,4	0	0	0	0	-27,3528	0,014334	0	630	69,48486	11,02934
ЛЭП	24	13	0	0	оп. Хвойная 2 - Короли/г 220 кВ	1,18	5,29	-32,6	0	0	0	0	-108,498	5,629375	0	630	275,9909	43,80809
ЛЭП	13	15	0	0	Короли/г 220 кВ - Белогорск 220 кВ	8,38	28,6	-180	0	0	0	0	-80,4057	11,99078	0	630	206,6128	32,84331
ЛЭП	14	15	0	0	Белогорск/г 220 кВ - Белогорск 220 кВ	0,88	3,71	-23,7	0	0	0	0	24,99432	18,99933	0	630	80,69272	12,80837
ЛЭП	15	17	0	0	Белогорск 220 кВ - НПС 26	1,97	8,63	-53,09	0	0	0	0	19,95546	26,98213	0	630	86,10053	13,66675
ЛЭП	15	27	0	0	Белогорск 220 кВ - оп. Свободный	6,5	27,45	-175,4	0	0	0	0	25,45332	28,57066	0	630	98,17045	15,58261
ЛЭП	27	21	0	0	оп. Свободный - Амурская 220 кВ	0,39	1,54	-9,8	0	0	0	0	35,1166	21,20105	0	630	103,5428	16,43536
ЛЭП	17	21	0	0	НПС 26 - Амурская 220 кВ	5,03	22,03	-135,59	0	0	0	0	26,20595	25,45756	0	630	93,25492	14,80237
ЛЭП	27	16	0	0	оп. Свободный - Свободный 220 кВ	0,048	0,017	-0,104	0	0	0	0	-9,50539	-0,99297	0	630	0	0
Tr-p	11	39	0	0	Завитая 220 кВ - Завитая Н1	5,7	27,5	5,67	0,95	1,056412	12	2	-8,60343	-3,01065	0	0	22,96704	0
Tr-p	39	41	0	0	Завитая Н1 - Завитая 35 кВ	5,7	0	0	0	0,159	0	0	-6,51874	-1,80479	0	0	16,36436	0
Tr-p	39	42	0	0	Завитая Н1 - Завитая 10 кВ	5,7	148	0	0	0,0477	0	0	-1,99657	-0,51091	0	0	4,98602	0
Tr-p	11	40	0	0	Завитая 220 кВ - Завитая Н2	5,7	27,5	5,67	0,95	1,056412	12	2	-8,60343	-3,01065	0	0	22,96704	0
Tr-p	40	41	0	0	Завитая Н2 - Завитая 35 кВ	5,7	0	0	0	0,159	0	0	-6,51874	-1,80479	0	0	16,36436	0
Tr-p	40	42	0	0	Завитая Н2 - Завитая 10 кВ	5,7	148	0	0	0,0477	0	0	-1,99657	-0,51091	0	0	4,98602	0
Tr-p	12	35	0	0	Хвойная 220 кВ - Хвойная Н1	1,4	104	5,95	0,85	1	9	1	-13,6774	-0,03107	0	0	34,7452	0
Tr-p	35	37	0	0	Хвойная Н1 - Хвойная 110 кВ	1,4	0	0	0	0,5	0	0	-10,8375	1,398927	0	0	27,74348	0
Tr-p	35	38	0	0	Хвойная Н1 - Хвойная 35 кВ	2,8	195,6	0	0	0,159	0	0	-2,7718	-0,74493	0	0	7,287035	0
Tr-p	12	36	0	0	Хвойная 220 кВ - Хвойная Н2	1,4	104	5,95	0,85	1	9	1	-13,6774	-0,03107	0	0	34,7452	0
Tr-p	36	37	0	0	Хвойная Н2 - Хвойная 110 кВ	1,4	0	0	0	0,5	0	0	-10,8375	1,398927	0	0	27,74348	0
Tr-p	36	38	0	0	Хвойная Н2 - Хвойная 35 кВ	2,8	195,6	0	0	0,159	0	0	-2,7718	-0,74493	0	0	7,287035	0
Tr-p	15	28	0	0	Белогорск 220 кВ - Белогорск Н1	1,4	104	5,95	0,85	1	9	1	-30,2217	-6,72768	0	0	79,43441	0
Tr-p	28	32	0	0	Белогорск Н1 - Белогорск 110 кВ	1,4	0	0	0	0,5	0	0	-30,124	-4,48236	0	0	79,09358	0
Tr-p	28	34	0	0	Белогорск Н1 - Белогорск 10 кВ	2,8	195,6	0	0	0,0477	0	0	0	0	0	0	0	0
Tr-p	15	29	0	0	Белогорск 220 кВ - Белогорск Н2	1,4	104	5,95	0,85	1	9	1	-30,2217	-6,72768	0	0	79,43441	0
Tr-p	29	32	0	0	Белогорск Н2 - Белогорск 110 кВ	1,4	0	0	0	0,5	0	0	-30,124	-4,48236	0	0	79,09358	0
Tr-p	29	34	0	0	Белогорск Н2 - Белогорск 10 кВ	2,8	195,6	0	0	0,0477	0	0	0	0	0	0	0	0
Tr-p	15	30	0	0	Белогорск 220 кВ - Белогорск Н3	3,6	165	8,32	1,04	1	9	2	-19,6173	-8,96032	0	0	55,33145	0
Tr-p	30	33	0	0	Белогорск 220 кВ - Белогорск 35 кВ	3,6	0	0	0	0,159	0	0	-15,0169	-4,99811	0	0	41,73891	0
Tr-p	30	34	0	0	Белогорск Н3 - Белогорск 10 кВ	3,6	125	0	0	0,0477	0	0	-4,50014	-2,0637	0	0	13,05628	0
Tr-p	15	31	0	0	Белогорск 220 кВ - Белогорск Н4	3,6	165	8,32	1,04	1	9	2	-19,6173	-8,96032	0	0	55,33145	0
Tr-p	31	33	0	0	Белогорск Н4 - Белогорск 35 кВ	3,6	0	0	0	0,159	0	0	-15,0169	-4,99811	0	0	41,73891	0
Tr-p	31	34	0	0	Белогорск Н4 - Белогорск 10 кВ	3,6	125	0	0	0,0477	0	0	-4,50014	-2,0637	0	0	13,05628	0
ЛЭП	11	60	0	0	Завитая 220 кВ - Завитая/г 220 кВ	0,96	3,48	-22,4	0,48	0	0	0	-13,0238	-4,838	0	610	36,08689	5,915883
ЛЭП	11	60	0	0	Завитая 220 кВ - Завитая/г 220 кВ	0,96	3,48	-22,4	0,48	0	0	0	-13,0238	-4,838	0	610	36,08689	5,915883
ЛЭП	11	61	0	0	Завитая 220 кВ - НПС 27	7,2	26,1	-168	3,6	0	0	0	-11,2061	10,25333	0	610	38,27188	6,274079
ЛЭП	11	61	0	0	Завитая 220 кВ - НПС 27	7,2	26,1	-168	3,6	0	0	0	-11,2061	10,25333	0	610	38,27188	6,274079
ЛЭП	32	43	0	0	Белогорск 110 кВ - оп. Некрасовка	8,54	15,05	-93,1	0	0	0	0	-6,04394	-0,26447	0	390	32,24285	8,267397
ЛЭП	43	44	0	0	оп. Некрасовка - Некрасовка 110 кВ	0,732	1,29	-7,98	0	0	0	0	-0,99979	-0,30275	0	390	5,627359	1,442913
ЛЭП	43	45	0	0	оп. Некрасовка - Среднебелая 110 кВ	7,32	12,9	-79,8	0	0	0	0	-5,01512	-1,05965	0	390	28,26491	7,247412
ЛЭП	32	46	0	0	Белогорск 110 кВ - Возжаевка 110 кВ	6,51	9,03	-54,81	0	0	0	0	-4,16205	0,295989	0	390	21,72057	6,58199
ЛЭП	46	51	0	0	Возжаевка 110 кВ - Ромны 110 кВ	13,95	19,35	-117,45	0	0	0	0	-1,97966	1,602206	0	390	13,26882	4,020853
ЛЭП	37	56	0	0	Хвойная 110 кВ - Озерная 110 кВ	9,028	15,91	-98,42	0	0	0	0	-21,6899	2,790752	0	390	111,0775	28,4814
ЛЭП	56	57	0	0	Озерная 110 кВ - оп. Анновка	4,392	7,74	-47,88	0	0	0	0	-20,3533	2,508957	0	390	105,4385	27,03552
ЛЭП	57	58	0	0	оп. Анновка - Анновка 110 кВ	0,244	0,43	-2,66	0	0	0	0	-0,99959	-0,36694	0	390	5,567219	1,427492
ЛЭП	57	59	0	0	оп. Анновка - Полевая 110 кВ	6,344	11,18	-69,16	0	0	0	0	-19,1792	2,517858	0	390	100,0208	25,64635
ЛЭП	41	62	0	0	Завитая 35 кВ - Успенновка 35 кВ	6,2	8,4	0	0	0	0	0	-8,04067	-2,60247	0	330	128,6795	38,99379
ЛЭП	62	63	0	0	Успенновка 35 кВ - Белый яр 35 кВ	3,41	4,62	0	0	0	0	0	-7,2238	-2,09356	0	330	120,4411	36,49729
ЛЭП	63	64	0	0	Белый яр 35 кВ - Новомихайловка 35 кВ	2,17	2,94	0	0	0	0	0	-5,56893	-1,49585	0	330	94,82384	28,7345
ЛЭП	64	65	0	0	Новомихайловка 35 кВ - Романовка 35													

Продолжение приложение Д.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

