

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: Инновационное развитие электрических сетей Амурской области в
связи с вводом подстанции Цифровая

Исполнитель

студент группы 342-ом 2

подпись, дата

А.П. Афанасьев

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 Афанасьева Антона Павловича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Инновационное развитие электрических сетей Амурской области в связи с вводом подстанции Цифровая

(утверждено приказом от 06.03.2025 № 609-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы производственных и преддипломной практик

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): анализ современного состояния схемно-режимной ситуации в электрических сетях Амурской области, характеристика инновационного оборудования, применяемого при развитии электрических сетей, проектирование развития электрической сети Амурской области в связи с подключение подстанции Цифровая, техническая проработка выбранных вариантов развития электрической сети Амурской области в связи в подключением подстанции Цифровая, выбор оптимального варианта развития электрических сетей напряжением 220 кВ

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 2 листа графической части, 59 таблиц, 18 рисунков, программные продукты MS Windows 10 Education, Pro, MS Office 2010 standard; Mathcad Education – University Edition, RastrWin3 Базовый комплекс

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 163 стр., 18 рисунков, 59 таблицы, 5 приложений, 52 источников, 70 формулы.

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

Актуальность темы обусловлена экономическим развитием Амурской области в связи со строительством ПС Цифровая.

Целью работы является проектирование системы внешнего электроснабжения ПС Цифровая с применением инновационных и цифровых технологий.

В результате был определен эквивалент рассматриваемого участка сети. Осуществлён структурный анализ электрической сети рассматриваемого района. Произведены расчёты нормальных и послеаварийных режимов существующей сети, выполнен анализ этих режимов и выявлены слабые места электрической сети данного района. Расчёты режимов электрической сети проводились с использованием программно-вычислительного комплекса RastrWin. Осуществлён прогноз электрических нагрузок района проектирования. На основании результатов расчётов и анализа режимов разработаны варианты подключения ПС Цифровая. 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 Амурской области	11
1.1 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети	11
1.2 Экономическая характеристика Амурской области	13
1.3 Климатические характеристики и территориальные особенности Амурской области	15
1.4 Структурный анализ электроэнергетической системы района	17
1.4.1 Характеристика источников питания	17
1.4.2 Структурный анализ ЛЭП	19
1.4.3 Структурный анализ ПС	20
1.5 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети	21
1.6 Выводы	32
2 Характеристика инновационного оборудования, применяемого при развитии электрических сетей	34
2.1 Инновационные технологии, применяемые для проектирования подстанций	34
2.1.1 Применение цифровой подстанции	34
2.1.2 Применение КРУЭ и КРУ при проектировании распределительных устройств	39
2.1.3 Применение технологии дистанционного управления для новых подстанций	46
2.2 Вывод	51
3 Проектирование развития электрической сети Амурской области в	

связи с подключением подстанции цифровая	52
3.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе	52
3.2 Выбор однолинейной схемы ПС	61
3.3 Выбор трансформаторов для подключаемой подстанции и компенсирующих устройств	63
3.4 Расчет теплового режима силовых трансформаторов	68
3.5 Выбор сечений новых линий электропередач	70
3.6 Вывод	72
4 Техническая проработка выбранных вариантов развития электрической сети Амурской области в связи с подключением подстанции Цифровая	73
4.1 Вариант развития электрической сети при подключении ПС Цифровая к ПС 220 кВ Амурская	73
4.2 Вариант развития электрической сети при подключение ПС Цифровая к ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская №1,2	76
4.3 Расчет токов короткого замыкания	79
4.4 Разработка вариантов конструктивного исполнения ПС и выбор оптимального	83
4.4.1 Выбор и проверка КРУЭ 220 кВ и КРУ 10 кВ	84
4.4.2 Выбор и проверка выключателей	87
4.4.3 Выбор и проверка разъединителей	90
4.4.4 Выбор и проверка трансформаторов тока	91
4.4.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	93
4.4.6 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН	94
4.4.7 Выбор и проверка изоляторов	97
4.4.8 Выбор и проверка ТСН	98
4.4.9 Выбор системы оперативного тока	99
4.5 Вывод	103

5	Выбор оптимального варианта развития электрических сетей напряжением 220 кВ	104
5.1	Капитальные вложения	104
5.2	Расчет эксплуатационных издержек	108
5.3	Определение статических приведенных затрат и выбор оптимального варианта сети	109
5.4	Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения и показателей надежности	110
5.5	Оценка инвестиционной привлекательности проекта	117
5.6	Вывод	121
	Заключение	122
	Библиографический список	124
	Приложение А Топологическая схема эквивалента электрической сети	131
	Приложение Б Расчёт в программе Mathcad	132
	Приложение В Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима	148
	Приложение Г Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1	152
	Приложение Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2	158

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;
ЗГЭС – Зейская гидроэлектростанция;
КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;
КРУН – комплектное распределительное устройство наружное;
ЛЭП – линия электропередачи;
НН – низкое напряжение;
ОЗ – операционная зона;
ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;
ПБВ – переключение без возбуждения;
ПС – подстанция;
ПУЭ – правила устройств электроустановок;
РПН – регулирование под нагрузкой;
РУ – распределительное устройство;
ТСН – трансформатор собственных нужд;
ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

В представленном магистерском исследовании проводится разработка инновационного развития электрической сети 220 кВ в Амурской области в связи с подключением ПС Цифровая, с целью подключения новых социально–экономически значимых объектов.

Актуальность темы обусловлена экономическим развитием Амурской области, тенденции на увеличении потребности в электроэнергии в связи с появлением новых потребителей. Из-за роста энергопотребления возникает необходимость модернизации существующей энергетической инфраструктуры с учетом современных требований к надежности и качеству энергоснабжения. Этим требованиям должна соответствовать подстанция Цифровая.

Объект исследования – электрические сети 220 кВ Свободненского района Амурской области, в предполагаемом районе проектирования.

Предмет исследования – инновационные технологии, и современное оборудование применяемое при вводе новых подстанций.

Целью работы является разработка проекта по подключению новой подстанции с целью обеспечения надежного и эффективного функционирования электрической сети при развитии сетей Амурской области с применением инновационных и цифровых технологий.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- 1) Выбрать оборудование для проектирования подстанции с учетом климатических и территориальных особенностей района;
- 2) Для определения места подключения, возможных проблем, определения источников питания и выявления возможности подключения в данном районе, провести анализ схемно–режимной ситуации электрической сети, к которой планируется ввод ПС Цифровая;

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

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

5) разработать варианты подключения ПС Цифровая к сети;

6) для выбора подходящего современного оборудования произвести расчет токов короткого замыкания и выбрать необходимое оборудование для подключения ПС Цифровая;

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

Научная новизна заключается в проектировании подстанции Цифровая на основе применения современных методов цифровизации, новых технологиях в управлении режимами, контроля параметров и установки современного электрооборудования для интеграции подстанции в электрические сети Амурской области.

Практическая значимость заключается в повышении надежности и управляемости объектов Амурской области, снижении потерь во время будущей эксплуатации и увеличении прибыли при подключении ПС Цифровая.

В магистерской диссертации в первом разделе был определён эквивалент рассматриваемого участка сети, дана экономическая и климатическая характеристики, а также рассмотрены территориальные особенности Амурской области, дана характеристика источников питания в рассматриваемом эквиваленте сети, выполнен структурный анализ ЛЭП и ПС, расчёт и анализ режимов существующей сети.

Во втором разделе приведена характеристика инновационного оборудования и рассмотрена возможность его применения на ПС Цифровая.

В третьем разделе разработаны варианты развития электрической сети и выполнена их техническая проработка.

В четвертом разделе были рассчитаны токи короткого замыкания, определено и проверено оборудование.

В пятом разделе на основании расчёта экономической эффективности был сделан выбор оптимального варианта развития сети, а также сделаны необходимые выводы и подведены результаты.

В ходе работы использовались следующие программные продукты: Операционная система MS Windows 10 Education, Pro, Visio 2, MS Office 2010 standard; Mathcad Education – University Edition, RasterWin3 Базовый комплекс.

В процессе написания магистерской диссертации было принято участие в научно-технических конференциях: XXXIII научная конференция Амурского государственного университета «День науки», XXV региональная научно-практическая конференция «Молодежь XXI века: шаг в будущее», Результатом участия является публикация научных статей в сборниках конференций: «Проблемы, перспективы, тенденции развития солнечной генерации в России», «Применение дистанционного управления для станций ВИЭ: обзор и перспективы».

Графическая часть выполнена на двух листах формата А-1.

1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ СХЕМНО–РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

Для определения места проектирования, источников питания, электрических сетей и подстанций в рассматриваемом районе, а также для выявления проблемных мест и возможности подключения новых потребителей, проводится анализ современного состояния схемно-режимной ситуации в электрических сетях данного района.

1.1 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети

Эквивалент рассматриваемого участка сети определяется для отделения от энергосистемы района, предполагаемого для подключения новых потребителей.

В качестве эквивалента выбран участок существующих сетей Амурской области на напряжение 220 кВ, представленный на рисунке 1.

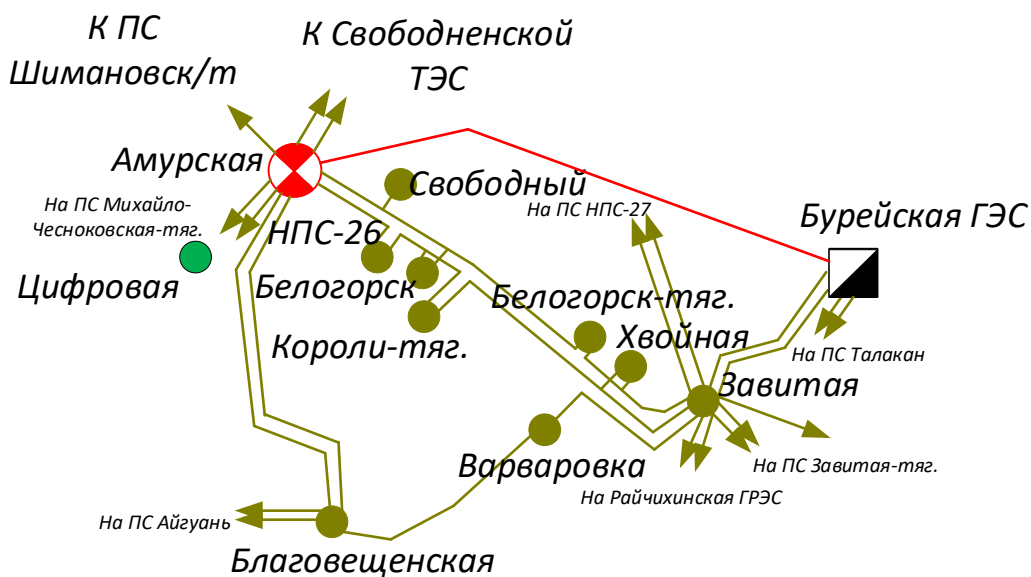


Рисунок 1 – Топологическая схема эквивалента электрической сети

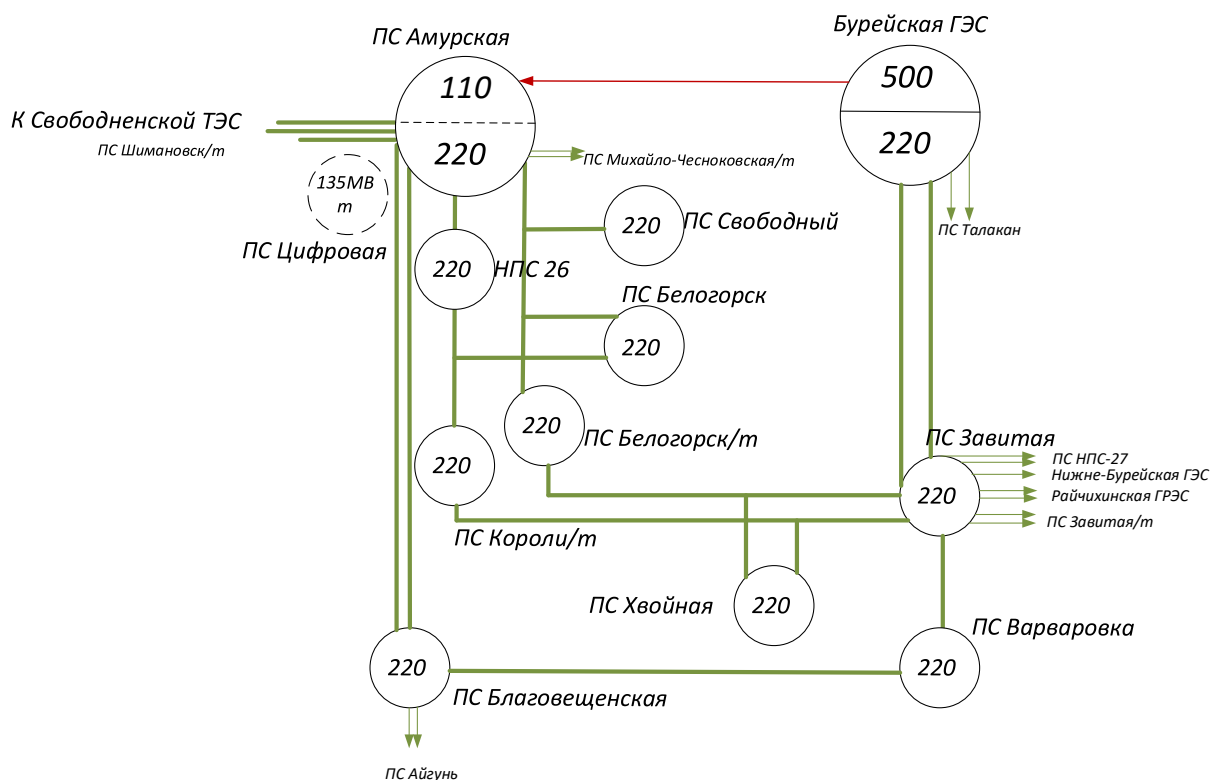


Рисунок 2 – Граф рассматриваемого участка сети

Выбранную сеть мы ограничиваем шиной 500-220 кВ ПС Амурская в дальнейших расчетах примем шины данной подстанции за базисный узел поскольку в большинстве времени мощность протекает от ПС Амурская к ПС Благовещенская и далее в центральный энергорайон, также шиной 220 кВ ПС Благовещенская и Завитая.

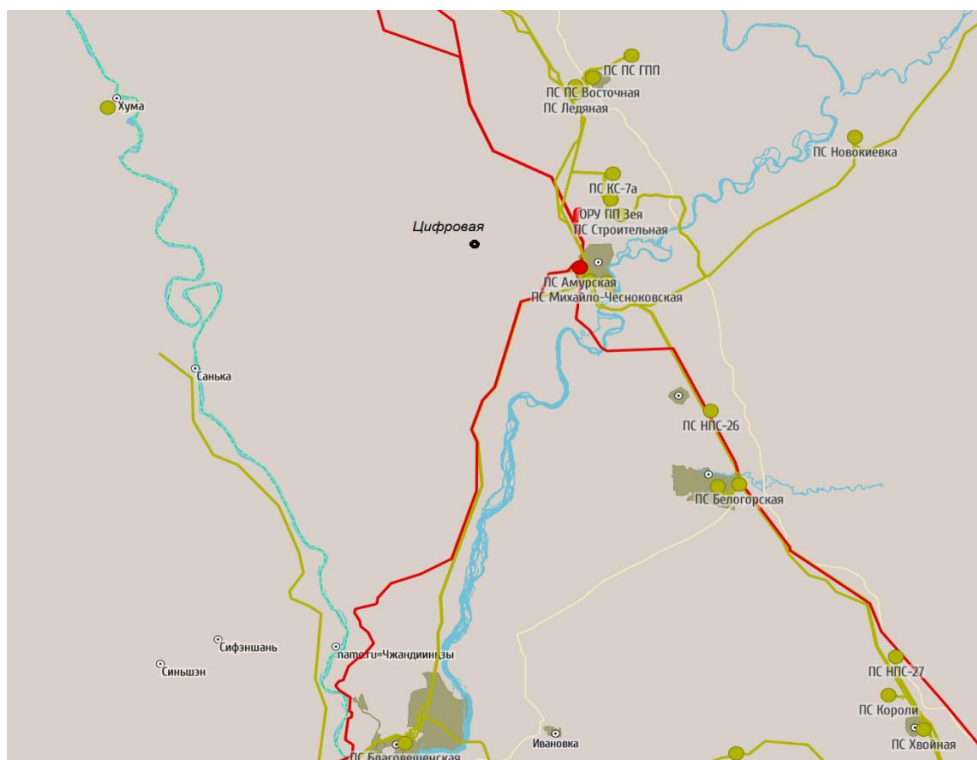


Рисунок 3 – Географическое положение места проектирования

1.2 Экономическая характеристика Амурской области

Амурская область занимает обширную территорию в 363 тыс. квадратных километров, что делает её одной из крупнейших в Дальневосточном федеральном округе. Несмотря на значительную площадь, регион отличается относительно небольшой численностью населения — около 790 тыс. человек по данным 2021 года. Экономика области демонстрирует устойчивый рост: в 2020 году валовой региональный продукт (ВРП) достиг 364,2 млрд рублей[51].

Ключевые отрасли промышленности включают:

Добычу природных ресурсов (уголь, золото, нефть, газ);

Лесную промышленность (заготовка и переработка древесины);

Сельское хозяйство;

Производство стройматериалов;

Энергетику.

Особое значение имеет транспортная инфраструктура — здесь расположен крупнейший в стране международный железнодорожный узел «Забайкальский», обеспечивающий транзитные грузоперевозки между

Россией и странами Азии. Благодаря приграничному положению с Китаем область играет важную роль в международной торговле.

Город Свободный: один из самых крупных промышленных центров региона и наиболее экономически развитых городов Амурской области. Его промышленный потенциал базируется на нескольких ключевых направлениях:

Горнодобывающая отрасль — добыча угля, золота, меди и других металлов;

Лесопромышленный комплекс — заготовка древесины и производство древесных плит;

Производство строительных материалов — цементные заводы, выпуск железобетонных конструкций и металлоконструкций;

Машиностроение и пищевая промышленность.

Экономика города активно развивается благодаря выгодному географическому положению, богатым природным ресурсам и государственной поддержке региональных проектов.

Амурский газоперерабатывающий завод (ГПЗ): флагман газовой отрасли

Одним из наиболее значимых объектов не только области, но и всей страны является Амурский ГПЗ, расположенный в Свободном. Введённый в эксплуатацию в 2019 году, он стал крупнейшим в России предприятием по переработке газа с мощностью 42 млрд кубометров в год.

Основная продукция завода:

Сжиженный природный газ (СПГ);

Газовый конденсат;

Этилен, пропилен, бензол и другие нефтехимические продукты.

Этот проект имеет стратегическое значение для укрепления позиций России на мировом газовом рынке и способствует экономическому росту Дальнего Востока[57].

Амурская область, благодаря своим ресурсам и транзитному положению, играет важную роль в экономике Дальнего Востока. Город Свободный, как промышленный и логистический центр, вносит существенный вклад в развитие региона, а Амурский ГПЗ укрепляет энергетическую безопасность страны и расширяет её экспортные возможности[52].

1.3 Климатические характеристики и территориальные особенности Амурской области

Территориально-климатический анализ Свободненского района Амурской области имеет ключевое значение для обоснования строительных решений и подбора оборудования с соответствующим климатическим исполнением.

Географически Амурская область, занимающая 363,7 тыс. км² в Дальневосточном федеральном округе, обладает уникальным пограничным положением:

- южная граница с Китайской Народной Республикой;
- северное соседство с Республикой Саха (Якутия);
- восточное приграничье с Хабаровским краем;
- западные рубежи с Забайкальским краем.

Административный центр Свободненского района - город Свободный - расположен в 170 км юго-западнее Благовещенска на площади 130 км². Его стратегическое положение характеризуется:

- близостью к китайской границе;
- расположением в предгорьях Забайкальского хребта;
- нахождением на береговой линии реки Зея (250 м над уровнем моря).

Климатические особенности региона отличаются выраженной континентальностью:

1. Зимний период (5 месяцев):
 - средние январские показатели -25°C;
 - минимальные температуры до -40°C;
 - устойчивый снежный покров.

2. Летний сезон:

- кратковременный теплый период (июнь-август);
- средние июльские значения $+20^{\circ}\text{C}$;
- повышенная влажность воздуха.

3. Переходные сезоны:

- весенне-осенний температурный режим около $+10^{\circ}\text{C}$;
- вероятность резких температурных колебаний;
- ранние осенние заморозки.

Природный ландшафт района представлен:

- горными образованиями;
- лесными массивами;
- развитой речной сетью.

Для строительной отрасли и выбора оборудования ключевыми являются следующие факторы:

- необходимость применения морозостойких материалов (УХЛ1);
- требования к антикоррозийной защите;
- учет сейсмической активности (3-4 балла);
- расчет на повышенные снеговые нагрузки;
- адаптация к сложному рельефу местности.

Основные климатические показатели приведены в таблице 1 [33].

Таблица 1 – Климатические условия

Наименование	Показатели
1	2
Район по гололеду	III
Район по ветру	II
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	20
Нормативный скоростной напор ветра, Па	500
Нормативный скоростной напор ветра при гололеде, Па	160

Продолжение таблицы 1

1	2
Интенсивность пляски проводов и тросов	умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 40 до 60
Степень загрязнения атмосферы	I
Температуры воздуха:	
Среднегодовая, °С	- 7,8
Минимальная, °С	- 54
Максимальная, °С	+ 35
Наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, °С	- 37
При гололедно-изморезевых отложениях, °С	- 10
При ветре	- 10

Для выбранного района проектирования необходимо выбирать оборудование соответствующее умеренно холодному климату.

1.4 Структурный анализ электроэнергетической системы района

Структурный анализ электроэнергетической системы района включает в себя следующие задачи: характеристику источников питания, структурный анализ ЛЭП, структурный анализ ПС.

1.4.1 Характеристика источников питания

Бурейская ГЭС

Бурейская ГЭС - представляет собой мощную высоконапорную гидроэлектростанцию приплотинного типа. Конструктивно гидроэнергетические объекты делятся на плотину, гидроэлектростанцию, открытое распределительное устройство (распределительное устройство) и здание распределительного устройства с газовой изоляцией (КРУЭ). В сооружении нет проходов для судов, поэтому речные суда не могут проходить через него.

В ОЭС Востока Бурейская ГЭС осуществляет следующие функции:

- Выдача мощности и выработка электроэнергии;
- Регулирование частоты;

- Электроэнергия, производимая станцией, выдаётся в энергосистему Дальнего Востока России по линиям электропередачи 220 кВ и 500 кВ [58]:

ВЛ-220 кВ Бурейская ГЭС - Завитая 1, Завитая 2 (транзитные).



Таблица 2 – Генераторы

Марка	Кол-во	$P_{\text{НОМ}}$, МВт	$U_{\text{НОМ}}$, 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 , %			ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	ΔQ_x , кВАр	I_x , %
		В-С	В-Н	С-Н				
АОДЦН-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

1.4.2 Структурный анализ ЛЭП

Таблица 4– Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

Наименование линии	Сечение линии	Длина линии, км
ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС - Амурская	3хАС-300/39	277
НПС 26 – Короли/т с отпайкой на ПС Белогорск	АС-300/39	88,98
Амурская – НПС 26	АС-300/39	51,36
Амурская – Белогорск/т с отпайкой на ПС Белогорск и ПС Свободный	АС-300/39	72,71
Завитая - Варваровка	АС-300/39	79
Благовещенская - Варваровка	АС-300/39	108
Амурская – Благовещенская №1	АС-300/39	130
Амурская – Благовещенская №2	АС-400/51	130
Бурейская ГЭС – Завитая 1 цепь и 2 цепь	АС-400/51	78,81
Завитая – Белогорск/т с отпайкой на ПС Хвойная	АС-300/39	121,46
Завитая – Короли/т с отпайкой на ПС Хвойная	АС-300/39	51,66

Таблица 5 – Характеристика сечений

$U_{\text{НОМ}}$, кВ	Сечение	Суммарная протяженность, км
500	3хАС-300/39	277
220	АС-400/51	651
	АС-300/39	338.81

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 схемы РУ определены в соответствии с [44, 58].

Таблица 6 – ПС по способу присоединения к сети 220 кВ

Наименование ПС	Способ присоединения к сети	Схема РУ ВН
ПС Амурская	Узловая	Четырехугольник (7)
		Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
ПС Завитая;	Узловая	Две рабочие системы шин (13)
ПС Хвойная;	Отпаечная	Мостик с выключателями в цепях линии и ремонтной перемычкой со стороны линии (5Н)
ПС Короли/т;	Транзитная	Мостик с выключателями в цепях линии и ремонтной перемычкой со стороны линии (5Н)
НПС 26	Транзитная	Четырехугольник (7)
ПС Белогорск/т;	Транзитная	Мостик с выключателями в цепях линии и ремонтной перемычкой со стороны линии (5Н)
ПС Белогорск;	Отпаечная	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Свободный;	Отпаечная	Блок (линия-трансформатор) с выключателем(3Н)
Варваровка	Транзитная	Мостик с выключателями в цепях линии и ремонтной перемычкой со стороны линии (5Н)
Благовещенская	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)

Таблица 7 – Количество и марки, установленных на ПС трансформаторов

Наименование ПС	Количество и марки трансформаторов
1	2
ПС Амурская	6 х АОДЦТН-167000/500/220/10; 2 х АТДЦТН-63000/220/110

Продолжение таблицы 7	
1	2
ПС Завитая;	2 х ТДТН-25000/220
ПС Хвойная;	АТДЦТН-30000/220/110 АТДЦТН-32000/220/110
ПС Короли/т; ПС Белогорск/т;	2 х ТДТНЖ-40000/220
НПС 26	2 х ТДН-25000/220
ПС Белогорск;	2 х АТДЦТН-63000/220/110, 2 х ТДТН-40000/220
ПС Свободный;	ТДТН-40000/220
ПС Благовещенская	2хАТДЦТН-125000/220/110
ПС Варваровка	2хТДТН-40000/220

Рассматриваемый участок электрической сети имеет сильные связи ПС 500 кВ Амурская имеет связь с Зейской ГЭС по 3 ЛЭП 220 кВ и по 2 ЛЭП на напряжение 500 кВ, с Бурейской ГЭС по 2 ЛЭП 220 кВ и 1 ЛЭП 500 кВ. Всего в рассматриваемом районе располагается 1 электростанция с суммарной установленной мощностью 2010 МВт, 9 подстанций, из них большинство являются двухтрансформаторными. Преобладают линии номинального напряжения 220 кВ. Из них наибольшую протяженность имеют линии, выполненные сечением, АС-400. По схеме подключения ПС преобладают подстанции транзитного типа с схемой подключения мостик (5АН). Результаты данного раздела будут использованы как основа для расчета режимов существующей сети.

1.5 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети

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

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 ОЗ Амурского РДУ 2024 г [58];

- 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 [39], где расчет нормальной схемы сети предполагает включение в работу всех ВЛ и трансформаторов. При проведении расчетов рекомендуется руководствоваться следующим:

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

В данной работе максимальные и минимальные мощности нагрузок были приняты из данных контрольных измерений на соответствующих ПС за 2024 г поскольку значения мощностей за этот год наибольшее. Максимальные нагрузки ПС были приняты из данных зимних контрольных замеров в часы максимумов нагрузок. Минимальные нагрузки ПС были приняты из данных летних контрольных замеров в часы минимума нагрузок.

Таблица 8 – Данные 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
2	3	4	5	6
БГЭС 500	341,88	0,00	273,50	0,00
Благовещенская	218,80	47,01	175,04	37,61
Амурская 220	111,97	-36,75	89,57	-29,40
Завитая	31,62	12,82	25,30	10,26
Белогорск	29,49	12,82	23,59	10,26
Хвойная	26,50	7,18	21,20	5,74
Белогорск/т	24,96	-19,06	19,97	-15,25
Короли/т	23,50	19,49	18,80	15,59

Продолжение таблицы 8

2	3	4	5	6
БГЭС 220	17,09	0,00	13,68	0,00
Свободный	9,40	0,09	7,52	0,07
Варваровка	7,26	1,88	5,81	1,50
НПС-26	6,15	0,34	4,92	0,27

Для дальнейших расчетов необходимо произвести прогнозирование нагрузок [48].

Для прогнозирования нагрузок и вычисления вероятностных характеристик используем данные контрольных замеров, соответствующих ПС.

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

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

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

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 [48]:

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

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

Максимальная мощность – это средняя мощность в период получасового максимума нагрузки энергосистемы. Она определяется для выбора всего оборудования, кроме силовых трансформаторов и сечений проводов линий. Вероятностный максимум находится через коэффициент Стьюдента [48].

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

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

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

t_{β} – коэффициент Стьюдента, равный 1,85.

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

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

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

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

Таблица 9 – Значения вероятностно–статистических характеристик для каждой ПС

Подстанция	$P_{\max}$, МВт	P_{cp} , МВт	P_{ϕ} , МВт	$P_{\min}$, МВт	$Q_{\max}$, Мвар	Q_{cp} , Мвар	Q_{ϕ} , Мвар	$Q_{\min}$, Мвар
ПС НПС 26	6,2	4,96	5,80	6,4	0,4	0,32	0,37	0,1
ПС Свободный	9,5	7,60	8,89	15,8	0,1	0,08	0,09	5,1

ПС Белогорск	29,6	23,68	27,71	64,2	12,8	10,24	11,98	18,7
ПС Белогорск/т	25	20,00	23,40	10,4	19,1	15,28	17,88	12,4
ПС Короли/т	23,6	18,88	22,09	10	19,6	15,68	18,35	8,2
ПС Хвойная	26,6	21,28	24,90	24,9	7,2	5,76	6,74	2
ПС Завитая	32,1	25,68	30,05	19,4	12,9	10,32	12,07	5,1
ПС Варваровка	7,3	5,84	6,83	9,6	1,9	1,52	1,78	5,7
ПС Благовещенская	220,2	176,16	206,11	160	47,1	37,68	44,09	77,4

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

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

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

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,046, согласно СиПР ЕЭС РФ 2025-2030 гг [56];

$t_{прог}$ – 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 16.

Определим прогнозируемые мощности для ПС 220 кВ Благовещенская.

$$P_{Благовещенская}^{прог} = 220,2 \cdot (1 + 0,046)^5 = 276 \text{ МВт};$$

$$Q_{Благовещенская}^{прог} = 47,1 \cdot (1 + 0,046)^5 = 59 \text{ Мвар}.$$

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

Таблица 10 – Прогнозируемые мощности для ПС

Название ПС	Зима 2028г.		Лето 2028г.	
	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, МВар	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, МВар
Благовещенская	276	59	200,34	96,91
Амурская 220	131	-43	104,80	-34,40
Завитая	37	15	29,60	12,00
Белогорск	34,5	15	27,60	12,00
Хвойная	31	8,4	24,80	6,72
Белогорск/т	29,2	-22,3	23,36	-17,84
Короли/т	27,5	22,8	22,00	18,24
Свободный	11	0,1	8,80	0,08
Варваровка	8,5	2,2	6,80	1,76
НПС-26	7,2	0,4	5,76	0,32

Для осуществления анализа нужно сопоставить эквивалент с данными контрольных замеров. Расхождения между расчетными и фактическими значениями напряжений в узловых точках не должны превышать 10%.

В электрический расчет входят распределение активных и реактивных мощностей по линиям сети, вычисление потерь активной и реактивной мощностей в сети, а также расчет напряжений на шинах потребительских подстанций в основных нормальных и послеаварийных режимах работы.

При выполнении расчетов установившихся режимов решаются следующие задачи:

- проверка работоспособности сети для рассматриваемого расчетного уровня электропотребления;
- выбор схем и параметров сети;
- проверка выполнения требований к уровням напряжений и выбор средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;

- проверка соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности;

- разработка экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях;

- разработка мероприятий по повышению пропускной способности.

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

Расчёты режимов предпочтительно проводить в специализированном ПВК RastrWin 3.

Моделирование существующего участка электрической сети в ПВК RastrWin 3 приведен в приложении Б.

Рассмотрим нормальный режим данной сети, когда все элементы сети включены и находятся в работе.

В таблице 11 представлена загрузка подстанций и отклонение напряжение в нормальном режиме для выбранного эквивалента сети:

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

U - Фактическое напряжение, кВ;

$U_{кз}$ - Напряжения по данным КЗ, кВ;

ΔU - Отклонение напряжения, %;

$\Delta U_{кз}$, % - Отклонение напряжения от данных КЗ, %.

Таблица 11 - Загрузка ПС и отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	$U_{ном}$, кВ	U , кВ	$U_{кз}$, кВ	ΔU , %	$\Delta U_{кз}$, %
1	2	3	4	5	6
БГЭС 500	500,0	515,0	509	3,0	-1,18
БГЭС Н1	500,0	515,1	510	3,0	-1,00
БГЭС 220	220,0	226,6	236	3,0	3,98
БГЭС 35	35,0	36,1	35	3,0	-3,14
Амурская 500	500,0	510,0	509	2,0	-0,20
Амурская Н1	500,0	514,3	509	2,9	-1,04

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6
Амурская Н2	500,0	514,3	509	2,9	-1,04
Амурская 220	220,0	226,3	235	2,8	3,70
Амурская 10	10,5	10,8	10,5	2,9	-2,86
Завитая	220,0	225,2	232	2,4	2,93
Варваровка	220,0	222,2	228	1,0	2,54
Благовещенская	220,0	217,1	231	-1,3	6,02
Хвойная	220,0	225,3	228	2,4	1,18
Короли/т	220,0	224,9	225	2,2	0,04
Белогорск/т	220,0	227,3	226	3,3	-0,58
Белогорск	220,0	225,8	228	2,7	0,96
НПС-26	220,0	225,8	228	2,7	0,96
Свободный	220,0	226,1	228	2,8	0,83

В таблице 12 представлена токовая загрузка оборудования в нормальном режиме:

$I_{\text{нач}}$ – Ток в начале ЛЭП, А;

$I_{\text{кон}}$ – Ток в конце ЛЭП, А;

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

$I/I_{\text{доп}}$ - Загрузка, %.

Таблица 12 - Токовая загрузка оборудования

Название	$I_{\text{нач}}$, А	$I_{\text{кон}}$, А	$I_{\text{ддтн}}$, А	$I/I_{\text{доп}}$, %
1	2	3	4	5
Завитая - Варваровка	191,03	192,14	630	30,50
Амурская 220 - Благовещенская	256,34	265,37	1000	26,54
Амурская 220 - Благовещенская	248,88	255,60	1000	25,56
БГЭС 220 - Завитая	229,14	227,43	960	23,87
БГЭС 220 - Завитая	229,14	227,43	960	23,87
Оп.1 - Хвойная	113,05	111,75	630	17,94
Благовещенская - Варваровка	174,70	169,69	1000	17,47

1	2	3	4	5
Оп.4 - Белогорск	107,62	107,64	630	17,09
Завитая - Оп.1	88,41	85,27	630	14,03
Завитая - Оп.1	88,41	85,27	630	14,03
Белогорск/т - Оп.4	56,08	71,09	630	11,28
Оп.1 - Короли/т	61,86	62,59	630	9,94
Оп.2 - Хвойная	56,95	60,70	630	9,64
Оп.2 - Белогорск/т	56,95	37,56	630	9,04
Короли/т - Оп.3	46,59	42,94	630	7,39
Амурская 220 - НПС-26	34,45	35,75	630	5,67
Оп.3 - Белогорск	32,22	32,19	630	5,11
Оп.5 - Свободный	28,20	28,06	630	4,48

Таблица 13 – Сопоставление данных расчета режима и КЗ

Название	Ток по расчету режима, А	Ток по данным КЗ, А	Разница показаний, %	Токовый интервал
Завитая - Варваровка	191,03	198	3,5	271÷330
Амурская 220 - Благовещенская	256,34	243	-5,5	271÷330
Амурская 220 - Благовещенская	248,88	252	1,2	331÷415
БГЭС 220 - Завитая	229,14	215	-6,6	331÷415
БГЭС 220 - Завитая	229,14	228	-0,5	331÷415
Благовещенская - Варваровка	174,70	170	-2,8	271÷330
Амурская 220 - НПС-26	34,45	35	1,6	271÷330

На основании проведенного анализа полученных данных можно заключить, что расчетные значения хорошо согласуются с фактическими показателями, зафиксированными в ходе контрольных замеров. Данное соответствие подтверждает корректность и практическую применимость разработанной модели.

Что касается анализа режима работы, результаты показали, что уровень напряжения в узлах центров питания находится в пределах установленных нормативных требований. При этом наблюдается незначительная загрузка линий электропередачи, что указывает на наличие резервов в системе и

необходимость проведения оптимизационных мероприятий для повышения эффективности эксплуатации сети.

Для проверки соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения необходимо выполнить 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 [20].

Рассмотрены следующие варианты послеаварийного режима:

- отключена ВЛ 220 кВ Завитая – Варваровка при ремонте ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС - Амурская;

При отключении ВЛ 220 кВ Завитая – Варваровка при ремонте ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС - Амурская мы можем наблюдать что уровни напряжения в данном режиме находятся в допустимых пределах, а ток по линиям не превышает длительно допустимого. Токовая нагрузка ЛЭП, представлена в таблице 14.

Таблица 14 – Загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме при отключении ВЛ 220 кВ Завитая – Варваровка при ремонте ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Амурская

Название	$I_{\max}$, А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
1	2	3	4
Оп.1 - Короли/т	413,08	630	65,57
Короли/т - Оп.3	353,82	630	56,16
Завитая - Оп.1	309,12	630	49,07
Завитая - Оп.1	309,12	630	49,07
Оп.3 - Белогорск	277,64	630	44,07
БГЭС 220 - Завитая	356,11	960	37,10
БГЭС 220 - Завитая	356,11	960	37,10
Оп.4 - Оп.5	231,71	630	36,78
Амурская 220 - Благовещенская	358,01	1000	36,12

1	2	3	4
Амурская 220 – Благовещенская	347,21	1000	34,82
Оп.4 - Белогорск	212,55	630	33,74
Оп.5 - Амурская 220	203,14	630	32,24
Оп.1 - Хвойная	202,78	630	32,19
Оп.2 - Хвойная	132,14	630	21,30
Оп.2 - Белогорск/т	132,14	630	20,97
Оп.3 - НПС-26	75,38	630	11,96
Амурская 220 - НПС-26	52,55	630	9,37
Белогорск/т - Оп.4	43,11	630	8,79
Оп.5 - Свободный	28,52	630	4,53
Благовещенская - Варваровка	37,19	1000	3,72

В таблице 15 представлена загрузка подстанций и отклонение напряжение в послеаварийном режиме для выбранного эквивалента сети:

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

U - Фактическое напряжение, кВ;

ΔU - Отклонение напряжения.

Таблица 15 - Загрузка ПС и отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	$U_{\text{ном}}$, кВ	U , кВ	ΔU , кВ
1	2	3	4
БГЭС 500	500,0	515,0	3,0
БГЭС Н1	500,0	514,3	2,9
БГЭС 220	220,0	226,3	2,9
БГЭС 35	35,0	36,0	2,9
Амурская 500	500,0	510,0	2,0
Амурская Н1	500,0	510,8	2,2
Амурская Н2	500,0	510,8	2,2
Амурская 220	220,0	224,7	2,1
Амурская 10	10,5	10,7	2,2
Завитая	220,0	224,3	2,0

1	2	3	4
Варваровка	220,0	221,0	0,5
Благовещенская	220,0	215,6	-2,0
Хвойная	220,0	224,1	1,9
Короли/т	220,0	223,7	1,7
Белогорск/т	220,0	226,0	2,7
Белогорск	220,0	224,4	2,0
НПС-26	220,0	224,4	2,0
Свободный	220,0	224,6	2,1

Данные по потерям сведены в таблицу 16.

Таблица 16 – Потери активной мощности в существующей сети

Режим	Потери активной мощности, МВт
Нормальный режим	17.22
Отключена ВЛ 220 кВ Завитая – Варваровка при ремонте ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС - Амурская	19.15

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

Также по результатам расчета режимов видно, что перегрузки ВЛ в послеаварийном режиме не наблюдается, что позволяет сделать вывод о возможности подключения новых потребителей к существующим сетям.

1.6 Выводы

- учитывая климатические особенности Свободненского района, оборудование для проектирования ПС Цифровая должно быть в исполнении УХЛ, с использованием усиленных опор в районах с ветровыми нагрузками.
- из-за растущего энергопотребления в Амурской области вытекает необходимость ввода новых генерирующих мощностей, что уже заложено в планах по развитию энергосистемы Дальнего Востока.

- после расчета существующего и послеаварийного режима никаких проблем с параметрами режима не наблюдается все значения находятся в допустимых пределах. По нагрузкам ЛЭП можно сделать вывод, что в существующей схеме есть возможности для подключения новой нагрузки к существующим сетям.

В следующем разделе будет рассмотрено инновационное оборудование и технологии цифровизации ПС являющиеся предметом исследования данной работы.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ИННОВАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ПРИМЕНЯЕМОГО ПРИ РАЗВИТИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Основной задачей данной магистерской работы является реализация технологического присоединения масштабного энергопринимающего объекта – подстанции «Цифровая» в Амурской области.

Ключевым аспектом проекта является обеспечение соответствия всех технических решений актуальным стандартам и нормативам. Это предполагает использование передовых технологических разработок в сфере электроэнергетики.

В рамках данного раздела будет представлен перечень современного оборудования, которое необходимо для успешного осуществления процесса подключения и последующей эффективной эксплуатации подстанции. Особое внимание будет уделено инновационным техническим решениям, обеспечивающим надежность и безопасность энергосистемы.

2.1 Инновационные технологии, применяемые для проектирования подстанций

В современных условиях проектирование развития электрических сетей, отдельных их участков или схем выдачи мощности требует активного внедрения передовых и инновационных технологий. Это необходимо для обеспечения бесперебойного, устойчивого и надежного электроснабжения потребителей в соответствии с растущими требованиями к качеству электроэнергии.

Особое значение приобретают современные решения при проектировании воздушных и кабельных линий электропередачи (ЛЭП), а также подстанций различного класса напряжения. Далее рассмотрены некоторые технологии, применяемые в данной сфере для повышения эффективности и надежности энергосистем.

2.1.1 Применение цифровой подстанции

Цифровая подстанция представляет собой современный энергообъект, в котором все информационные потоки, связанные с мониторингом, анализом и управлением оборудованием, реализованы в цифровом формате. Важной особенностью такой подстанции является единая система передачи данных, параметры которой задаются в рамках электронного проектного файла, обеспечивающего согласованность и целостность информации на всех этапах эксплуатации[34].

Основу цифровой инфраструктуры подстанции составляет локальная вычислительная сеть (ЛВС), построенная на базе высокоскоростной технологии Ethernet. Для организации взаимодействия между интеллектуальными электронными устройствами (IED) применяются стандартизированные коммуникационные протоколы, регламентированные международным стандартом МЭК 61850. Данный стандарт обеспечивает совместимость оборудования различных производителей, повышает надежность обмена данными и открывает возможности для дальнейшей модернизации подстанции в рамках концепции Smart Grid.

Одной из ключевых особенностей цифровой подстанции является приближение устройств сбора дискретных и аналоговых сигналов и выдачи управляющих воздействий непосредственно к оборудованию с последующей передачей всей информации, необходимой для функционирования комплексов РЗА и АСУ ТП ПС, в цифровой форме[34].

При проектировании цифровых подстанций необходимо учитывать структуру подстанции, техническое исполнение и способы передачи данных.

Энергообъекты, выполненные по типу цифровой подстанции, имеют структуру, состоящую из трех уровней:

1)левой уровень состоит из:

- первичных датчиков для сбора дискретной информации и передачи команд управления на коммутационные аппараты (micro RTU);
- первичных датчиков для сбора аналоговой информации (цифровые трансформаторы тока и напряжения).

2) уровень присоединения состоит из ИЭУ:

- устройств управления и мониторинга (контроллеры присоединения, многофункциональные измерительные приборы, счётчики АСКУЭ, системы мониторинга трансформаторного оборудования);
- терминалов релейной защиты и локальной противоаварийной автоматики.

3) стационарный уровень состоит из:

- серверов верхнего уровня (сервер базы данных, сервер SCADA, сервер телемеханики, сервер сбора и передачи технологической информации, концентратор данных);
- АРМ персонала подстанции.

Одной из отличительных черт подстанции является проектирование ОПУ с учетом отсутствия постоянного дежурного персонала на ПС.

Схемы РУ цифровой ПС разрабатываются при проектировании исходя из [41]:

- необходимого числа коммутаций присоединений;
- необходимости перспективного развития ПС;
- обеспечения требуемой надежности работы РУ;
- обеспечения возможности и безопасности проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах.

Выбор электротехнического оборудования должен осуществляться при проектировании на основании технических требований к оборудованию.

В зависимости от объемов внедрения цифровых технологий передачи данных на подстанции выделяют три архитектуры подстанций [41]:

Архитектура I – архитектура ЦПС, в которой обмен всей информацией между ИЭУ осуществляется дискретными и аналоговыми электрическими сигналами, передаваемыми по контрольному кабелю; информационный обмен между стационарным уровнем (SCADA) и ИЭУ осуществляется по протоколу MMS согласно МЭК 61850-8-1.

Архитектура II – архитектура ЦПС, в которой взаимодействие между ИЭУ выполняется при помощи объектно-ориентированных сообщений по протоколу GOOSE согласно стандарту МЭК 61850-8-1; информационный обмен между станционным уровнем (SCADA) и ИЭУ осуществляется по цифровому протоколу MMS согласно МЭК 61850-8-1; измерения тока и напряжения передаются в виде электрических аналоговых сигналов с использованием контрольных кабелей.

Архитектура III - это архитектура ЦПС, в которой взаимодействие между ИЭУ выполняется при помощи объектно-ориентированных сообщений по протоколу GOOSE со-гласно стандарту МЭК 61850-8-1; информация от измерительных устройств тока и напряжения передается в цифровом виде с использованием протокола передачи мгновенных значений по протоколу Sampled Values согласно стандарту МЭК 61850-9-2; информационный обмен между станционным уровнем (SCADA) и ИЭУ осуществляется по протоколу MMS согласно МЭК 61850-8-1.

Для общего понимания передачи данных на цифровых подстанциях необходимо рассмотреть протокол МЭК 61850.

Протокол МЭК 61850 – это глобальный коммутационный стандарт «Коммуникационные сети и системы для систем автоматизации в электроэнергетике» имеет целый ряд глав, в которых описывается 3 протокола передачи данных и требования к информационной модели, которая должна быть реализована в устройствах и процессу инжиниринга систем [41].

Все особенности реализации Архитектур I, II и III приведены в таблице 17.

Таблицы 17 – Особенности реализации Архитектур

	Архитектура I	Архитектура II	Архитектура III
1	2	3	4
Использование протокола MMS	Да	Да	Да
Использование протокола GOOSE	Нет	Да	Да

1	2	3	4
Использование протокола Sampled Values	Нет	Нет	Да
Применение оборудования с поддержкой МЭК 61850 на подстанционном уровне	Да	Да	Да
Применение оборудования с поддержкой МЭК 61850 на уровне присоединения	Да	Да	Да
Применение оборудования с поддержкой МЭК 61850 на полевом уровне	Нет	Да	Да
Использование ШПДС	Нет	Да	Да
Использование ШПАС	Нет	Нет	Да
Использование ЦТТ и ЦТН, работающих по протоколу Sampled Values	Нет	Нет	Да

В качестве основных стандарт МЭК 61850 предлагает использование трех протоколов передачи данных:

MMS (Manufacturing Message Specification – стандарт ISO/IEC 9506) – протокол передачи данных телесигнализации и телеизмерений и команд диспетчерского управления между сетевыми устройствами и/или программными приложениями.

GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event – стандарт МЭК 61850-8-1) – протокол передачи данных о событиях на подстанции, необходимый для замены медных кабельных связей, предназначенных для передачи дискретных сигналов между устройствами.

SV (Sampled Values - стандарт МЭК 61850-9-2) – протокол передачи оцифрованных мгновенных значений от измерительных ТТ и ТН, позволяющий заменить цепи переменного тока, соединяющие устройства РЗА с измерительными ТТ и ТН.

Особенность проектирования ЦПС заключается в передаче данных в цифровом виде с использованием протоколов МЭК 61850, что позволяет существенно сократить расходы на проектирование, пуско-наладочные работы, эксплуатацию и обслуживание энергетических объектов, за счет повышения уровня автоматизации. Использование протоколов МЭК 61850 на цифровых подстанциях способствует ускорению и оптимизации передачи данных между оборудованием[34].

2.1.2 Применение КРУЭ и КРУ при проектировании распределительных устройств

Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией (КРУЭ) – это инновационное высоковольтное оборудование, предназначенное для эффективного приема, распределения и передачи электроэнергии в трехфазных сетях переменного тока частотой 50 Гц.

Ключевые преимущества КРУЭ:

- компактность – позволяет уменьшить занимаемую площадь до 10 раз по сравнению с ОРУ;
- модульность конструкции – обеспечивает простую модернизацию и расширение;
- надежность – элегазовая изоляция гарантирует стабильную работу в любых климатических условиях;
- безопасность – полностью исключает риск возникновения внешних дуговых разрядов.

Благодаря этим характеристикам КРУЭ становятся оптимальным выбором для современных энергообъектов, где критически важны компактность, надежность и возможность поэтапного наращивания мощности.

В качестве оборудования для КРУЭ 220 кВ была выбрана компания "ПитерЭнергоМаш", которая реализует полный цикл услуг по разработке, производству и поставках энергетического и электротехнического оборудования для различных отраслей промышленности. Одним из

направлений деятельности компании является поставка комплектных распределительных устройств для электрических сетей напряжением 110 кВ, 220 кВ и 330 кВ. Также компания занимается проектированием подстанций с применением таких устройств, осуществляет монтажные и пусконаладочные работы, а также предоставляет сервисное обслуживание оборудования.

"ПитерЭнергоМаш" разработала гибкую схему реконструкции распределительных устройств с применением модульных комплектных устройств. При разработке данных устройств предприятие руководствуется требованиями ФСК ЕЭС и их соответствием высоковольтным схемам основных типовых решений. Конструктивное исполнение комплектных распределительных устройств предусматривает два основных варианта компоновки:

Модульный принцип - устройство разделено на автономные функциональные ячейки, где каждый модуль отвечает за конкретную операцию в электрической схеме (ввод, вывод, секционирование и т.д.).

Комплексная сборка - единая конструкция, объединяющая все необходимые компоненты в соответствии с проектной схемой соединений.

Такое разделение позволяет:

- обеспечить гибкость при модернизации существующих распределительных устройств;
- оптимизировать производственные процессы;
- упрощать масштабирование энергообъектов;
- снижать затраты на транспортировку и монтаж;

Оба варианта находят применение в зависимости от технических требований и условий эксплуатации конкретного объекта.

Оборудование производства "ПитерЭнергоМаш" подтвердило свою надежность в ходе эксплуатации на площадках ведущих энергокомпаний России, включая таких отраслевых гигантов, как ПАО "ФСК ЕЭС", ПАО "Россети", ПАО "Ленэнерго" и АО "Оборонэнерго".

Разработанные предприятием комплектные распределительные устройства элегазового типа (КРУЭ) находят широкое применение при строительстве современных интеллектуальных подстанций компактного исполнения, а также при техническом перевооружении действующих энергообъектов. Особый акцент компания делает на производстве модульных мобильных подстанций, оснащенных КРУЭ класса напряжения 110-220 кВ.

Таблица 18 – Параметры КРУЭ 220 кВ компании "ПитерЭнергоМаш"

Наименование параметра	Единица измерения	Величина
Номинальное напряжение	кВ	220
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	252
Номинальная частота	Гц	50
Номинальный ток	А	1250
Номинальный ток термической стойкости	кА	31,5
Номинальный ток динамической стойкости	кА	79
Собственное время отключения выключателя	мс	56
Номинальный ток отключения симметричного тока	кА	31,5
Номинальный ток отключения апериодической составляющей	кА	37
Расчетная длительность КЗ	с	3
Привод силового выключателя		Электромагнитный
Тип двигателя		Двигатель постоянного тока
Ожидаемый срок эксплуатации	год	>50
Температура среды	градус Цельсия	-25 +40

Продукция, изготовленная по технологиям Sieyuan Electric Co. Ltd., соответствует самым строгим международным стандартам качества, что подтверждено успешным прохождением испытаний в авторитетной лаборатории КЕМА. Устройства имеют сертификаты соответствия ГОСТ Р и включены в перечень аттестованного оборудования ПАО "Россети" для применения в сетевом хозяйстве. При этом аудит производственных мощностей, проведенный экспертами ПАО "Россети", не выявил ни одного несоответствия требованиям нормативной документации.

Такой безупречный производственный рекорд позволяет рекомендовать оборудование "ПитерЭнергоМаш" для ответственных объектов российской электроэнергетики.

В качестве оборудования КРУ 10 кВ было выбрано комплектное распределительное устройство КУ-10С компании ПРОЕКТ-ЭНЕРГО.

КРУ серии КУ-10С представляет собой современное комплектное распределительное устройство, предназначенное для эксплуатации в трехфазных сетях переменного тока с номинальным напряжением 6-10 кВ и частотой 50/60 Гц.

Устройство рассчитано на работу с номинальными токами от 630 до 4000 А и токами отключения 20, 31,5 и 40 кА, что позволяет эффективно использовать его в различных схемах распределения электроэнергии. КУ-10С совместимо с сетями как с изолированной нейтралью, так и с нейтралью, заземлённой через дугогасящий реактор, обеспечивая надежную защиту и управление энергосистемой.

КУ-10С предназначены для работы в распределительных устройствах собственных нужд тепловых и атомных электростанций с турбоблоками мощностью до 1 200 МВА и могут выпускаться в сейсмостойком и не сейсмостойком исполнении. В сейсмостойком исполнении КУ-6С рассчитаны на работу при максимальном расчетном землетрясении до 9 баллов по шкале MKS-64 [13].

Состав КРУ 10 кВ.

Шкафы КРУ оснащаются специализированным высоковольтным оборудованием, разработанным для эксплуатации в составе комплектных распределительных устройств и полностью соответствующим требованиям нормативных стандартов и технических условий. В состав базовой комплектации входят следующие ключевые компоненты:

- Вакуумные выключатели (рекомендуется применение современных аппаратов серии ВРС)

- Измерительные трансформаторы тока (типовое исполнение: ТЛЮ-10, ТОЛ-10-1, ТЛШ, ТЛП)
- Трансформаторы напряжения (модели ЗНОЛП, НОЛП)
- Трансформаторы собственных нужд (ТСКС-40, ТСКС-63)
- Компенсирующие конденсаторы (КЭК, КЭП)
- Ограничители перенапряжений (ОПН)
- Кабельные трансформаторы тока защиты (ТЗЛМ)
- Силовые предохранители (включая патронные исполнения ПКТ)

Каждый элемент оборудования был тщательно отобран с учетом трех ключевых критериев: максимальная надежность, оптимальная компактность и полная совместимость компонентов. Такой комплексный подход гарантирует стабильную и бесперебойную работу распределительного устройства при любых условиях эксплуатации – от стандартных режимов работы до экстремальных нагрузок.

Особенности конструкции распределительного устройства 10 кВ

Распределительное устройство класса 10 кВ выполнено в виде прочной металлической конструкции, изготовленной из высококачественной стали с алюминиево-цинковым антикоррозийным покрытием. Для соединения элементов применяются:

- вытяжные стальные заклепки;
- резьбовые крепежные элементы.

Наружные поверхности устройства защищены порошковым полимерным покрытием, нанесенным методом напыления, что обеспечивает дополнительную защиту от внешних воздействий.

Внутренняя компоновка шкафа включает четкое зонирование пространства металлическими перегородками на следующие функциональные отсеки:

- релейный отсек - для размещения устройств защиты и автоматики;
- отсек выдвижного элемента - для установки коммутационного оборудования;

- отсек сборных шин - главная распределительная часть;
- отсек линейных шин и трансформаторов тока - для подключения и измерения параметров сети.

Такая модульная конструкция обеспечивает удобство обслуживания, безопасность эксплуатации и оптимальное распределение оборудования внутри шкафа.

При переводе выдвижного элемента в ремонтное положение автоматическая шторная система надежно блокирует доступ к токоведущим частям, обеспечивая полную безопасность персонала. Переключение между рабочим и контрольным положениями может осуществляться:

- вручную;
- с помощью электромеханического привода.

При этом все операции выполняются без открытия дверных панелей отсека выключателя, что соответствует современным требованиям электробезопасности.

Инновационные решения конструкции шкафа КРУ включают:

- оптимизированный доступ к трансформаторам напряжения и кабельным отсекам;
- удобное обслуживание вторичных цепей измерительных трансформаторов.
- уникальную возможность пофазной замены трансформаторов тока через фасадную часть шкафа без разборки конструкции

Эти запатентованные технические решения значительно сокращают время технического обслуживания и повышают эксплуатационную эффективность оборудования, сохраняя при этом высокий уровень безопасности.

В случае наличия заднего коридора обслуживания рекомендуется использовать шкафы с двухсторонним доступом, оснащенные дополнительной дверцей кабельного отсека на тыльной стороне. Данная конструктивная особенность обеспечивает:

- максимальное удобство прокладки силовых кабелей за счет двустороннего доступа;
- гибкость обслуживания с возможностью подхода к кабельному отсеку как с лицевой, так и с тыльной стороны распределительного устройства;
- эффективность монтажных работ благодаря продуманной организации рабочего пространства.

Такое исполнение значительно повышает эксплуатационную эффективность оборудования и соответствует современным требованиям к удобству обслуживания электроустановок. Двусторонний доступ особенно актуален для объектов с ограниченным пространством или повышенными требованиями к оперативности проведения работ[13]. Технические характеристики КРУ приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Параметры КРУ КУ-10 С

Параметры	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	6;10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2;12
Номинальный ток главных соединений, А	630; 1 000; 1 250; 1 600; 2 000; 3 150; 4 000
Номинальный ток сборных шин, А	40
Номинальный ток отключения выключателей, кА	40
Ток электродинамической стойкости, кА	102;128
Номинальное напряжение вспомогательных цепей переменного тока, В	220
Номинальное напряжение вспомогательных цепей постоянного (выпрямленного) тока, В	220
Габаритные размеры, мм	
- ширина	650;750;900
- глубина	1400;1500
- высота	2300
Масса, кг	800-1200

Данное оборудование встраивается в технологии цифровой подстанции и соответствует самым современным требованиям с точки зрения надежности и безопасности, что отвечает цели магистерской диссертации.

2.1.3 Применение технологии дистанционного управления для новых подстанций

Дистанционное управление: управление коммутационными аппаратами и заземляющими разъединителями, технологическим режимом работы оборудования (устройства релейной защиты и автоматики) с удаленного на безопасное расстояние поста (щита, пульта, терминала) управления, в том числе с использованием телеуправления (по ГОСТ Р 55608- 2013) [42].

Современный этап технологического развития характеризуется стремительным ростом количества интеллектуальных устройств с возможностью дистанционного управления. Эти так называемые "умные" устройства (smart devices) обеспечивают удалённый контроль и управление технологическим оборудованием - от простейших операций включения/отключения до сложных алгоритмов автоматического регулирования.

Особую значимость такие решения приобретают в электроэнергетической отрасли, где внедрение цифровых технологий нового поколения позволяет достичь комплексного синергетического эффекта. Это становится возможным благодаря созданию высокоэффективных управляющих модулей, которые:

- обеспечивают интеллектуальное управление технологическими процессами
- повышают точность и оперативность контроля параметров
- позволяют реализовать адаптивные алгоритмы работы оборудования
- создают основу для построения распределённых систем автоматизированного управления.

Подобные технологические решения открывают новые перспективы для создания "умных" энергосистем следующего поколения, отличающихся повышенной надёжностью, гибкостью управления и энергоэффективностью.

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ Р 57114, а также следующие термины с соответствующими определениями:

Автоматизированная программа переключений: Программа переключений, сформированная в электронном виде в автоматизированной системе диспетчерского управления диспетчерского центра или автоматизированной системе технологического управления центра управления сетями, центра управления ветровыми (солнечными) электростанциями на основании утвержденной программы (типовой программы) переключений, которая посредством программируемой логики выполняет переключения по изменению эксплуатационного состояния линий электропередачи и электросетевого оборудования, изменению технологического режима работы электросетевого оборудования и устройств релейной защиты и автоматики путем автоматической реализации блока операций с коммутационными аппаратами, заземляющими разъединителями (заземляющими ножами разъединителя) и устройствами релейной защиты и автоматики по заранее определенному алгоритму с проверкой возможности выполнения каждой операции (соответствие схемы, отсутствие блокирующих дистанционное управление сигналов аварийно-предупредительной телесигнализации, подтверждение выполнения предыдущей операции).

Дистанционное управление (электросетевым оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики): Управление коммутационными аппаратами, заземляющими разъединителями, технологическим режимом работы электросетевого оборудования и устройствами релейной защиты и автоматики путем передачи сигнала из диспетчерских центров, центров управления сетями, центров управления ветровыми (солнечными) электростанциями и с автоматизированного рабочего места оперативного персонала объекта электроэнергетики, на

котором установлено оборудование и устройства релейной защиты и автоматики.

ДУ электросетевым оборудованием и устройствами РЗА реализуется на ПС, электростанциях (отдельных РУ ПС, электростанций), распределительных пунктах, ПП (далее, если не требуется уточнение, используется термин «объект электроэнергетики»), в отношении которых одновременно выполняются следующие условия:

- обеспечено управление всеми коммутационными аппаратами, ЗН и технологическим режимом работы оборудования [УШР, РПН трансформатора (автотрансформатора), СК, СТК] из АРМ оперативного персонала объекта электроэнергетики и терминалов каждого присоединения объекта электроэнергетики;

- имеется техническая возможность дистанционного управления всеми коммутационными аппаратами, ЗН и технологическим режимом работы оборудования [УШР, РПН трансформатора (автотрансформатора), СК, СТК] из АСТУ ЦУС, АСТУ ЦУ ВЭС (СЭС), АСДУ ДЦ;

- наличие АСУТП;

- наличие программной (логической) оперативной блокировки, реализуемой в АРМ оперативного персонала объекта электроэнергетики и терминалах в составе АСУТП объекта электроэнергетики;

- применение элегазовых выключателей или КРУЭ;

- применение микропроцессорных устройств РЗА (для ДУ устройствами РЗА);

- наличие логической блокировки, исключающей возможность одновременного управления оборудованием объекта электроэнергетики с АРМ оперативного персонала объекта электроэнергетики, АСТУ ЦУ, АСДУ ДЦ, индивидуальных терминалов присоединения.

ДУ электросетевым оборудованием, входящим в состав одного РУ, и устройствами РЗА указанного оборудования должно выполняться из ДЦ, для

которого данное РУ является объектом прямого диспетчерского управления, или из одного ЦУ с учетом особенностей.

При отсутствии ЦУ или неготовности ЦУ к выполнению ДУ дистанционное управление оборудованием и устройствами РЗА должно выполняться с АРМ оперативного персонала объекта электроэнергетики.

На одном объекте электроэнергетики в каждый момент времени ДУ электросетевым оборудованием и устройствами РЗА может выполнять только диспетчерский персонал одного ДЦ, или оперативный персонал одного ЦУ, или оперативный персонал данного объекта электроэнергетики.

Должна быть обеспечена техническая возможность осуществления ДУ из ЦУ коммутационными аппаратами, ЗН, технологическим режимом работы оборудования, функциями устройств РЗА, ДУ которыми в соответствии с перечнем распределения функций ДУ предусмотрено из ДЦ.

Распределение функций ДУ определяется перечнем распределения функций ДУ: - для ПС — между ДЦ и ЦУС; - для ВЭС и СЭС — между ДЦ и ЦУ ВЭС (СЭС) (при создании такого центра); - для ТЭС, ГЭС — между ДЦ и оперативным персоналом электростанции.

В перечне распределения функций ДУ для каждого объекта электроэнергетики указывают коммутационные аппараты, ЗН, устройства регулирования технологического режима работы электросетевого оборудования (УШР, РПН, СК, СТК) и функции устройств РЗА, ДУ которыми осуществляется из ДЦ или ЦУ. При производстве переключений, в перечень распределения функций ДУ должны включаться все ДЦ и ЦУС, которые осуществляют ДУ ЛЭП посредством применения автоматизированных программ переключений. При отсутствии у ЦУС операционных функций, неготовности ЦУ к осуществлению ДУ в перечне распределения функций ДУ для каждого объекта электроэнергетики указывают коммутационные аппараты, ЗН, устройства регулирования технологического режима работы электросетевого оборудования (УШР, РПН, СК, СТК) и функции устройств РЗА, ДУ которыми осуществляется из ДЦ.

Перечень распределения функций ДУ формируется для каждого объекта электроэнергетики и утверждается совместно главным диспетчером ДЦ, объектом прямого диспетчерского управления которого является данный объект электроэнергетики, и техническим руководителем владельца объекта электроэнергетики (его соответствующего филиала). Для объектов электроэнергетики, в отношении оборудования и устройств которых ДУ осуществляется из нескольких ДЦ различных уровней оперативно-диспетчерского управления (ЦДУ, ОДУ и РДУ), перечень распределения функций ДУ утверждается совместно главными диспетчерами каждого ДЦ и техническим руководителем владельца объекта электроэнергетики (его соответствующего филиала).

ДУ коммутационными аппаратами РУ распределяется следующим образом:

- если к РУ подключена хотя бы одна ЛЭП, находящаяся в диспетчерском управлении ДЦ, то ДУ коммутационными аппаратами этого РУ должно осуществляться из ДЦ.

Допускается по решению субъекта оперативно-диспетчерского управления ДУ коммутационными аппаратами РУ передать ЦУ, в зоне эксплуатационной ответственности которого находится указанное РУ, за исключением коммутационных аппаратов стороны среднего напряжения автотрансформаторов, ДУ которыми выполняется из ДЦ;

- если к РУ не подключены ЛЭП, находящиеся в диспетчерском управлении, то ДУ всеми коммутационными аппаратами этого РУ осуществляется из ЦУ, в зоне эксплуатационной ответственности которого находится указанное РУ, за исключением коммутационных аппаратов стороны среднего напряжения автотрансформаторов, ДУ которыми выполняется из ДЦ

ДУ коммутационными аппаратами стороны среднего напряжения автотрансформаторов распределяется следующим образом:

- ДУ коммутационными аппаратами стороны среднего напряжения автотрансформатора выполняется из ДЦ, обеспечивающего производство переключений по выводу из работы (вводу в работу) автотрансформатора в соответствии с перечнем распределения функций ДУ;

- ДУ коммутационными аппаратами стороны среднего напряжения автотрансформатора выполняется из ДЦ или ЦУ, обеспечивающего производство переключений по выводу из работы (вводу в работу) иного оборудования данного РУ [системы (секции) шин, выключателя], к которому присоединен автотрансформатор со стороны среднего напряжения в соответствии с перечнем распределения функций ДУ.

ДУ ЗН в РУ выполняется из ЦУ, за исключением ЗН ЛЭП, находящихся в диспетчерском управлении ДЦ, ДУ коммутационными аппаратами которых выполняется из ДЦ.

2.2 Вывод

Исходя из вышеперечисленного, для проектирования подключения ПС Цифровая предлагается применение следующих инновационных технологий:

- КРУЭ И КРУ с дистанционным управлением;
- применение цифровой подстанции.

Проведенный анализ инновационных технологий показал, что для оптимального развития сети в рассматриваемом регионе целесообразно применение КРУЭ в районе предполагаемого строительства ПС 220 кВ Цифровая. КРУЭ И КРУ с дистанционным управлением обладают высокой степенью автоматизации и удаленного управления, что отвечает выбранной цели магистерской диссертации. Применение данных технологий позволит увеличить надежность работы энергосистемы как в выбранном районе, так и в энергосистеме в целом.

Возможность применения данных технологий для разрабатываемых вариантов рассмотрим в следующем разделе.

3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ В СВЯЗИ С ПОДКЛЮЧЕНИЕМ ПОДСТАНЦИИ ЦИФРОВАЯ

Согласно «Схеме и программе развития электроэнергетики Амурской области на период 2025 – 2030 годов» предполагается строительство ПС Цифровая, предполагаемая электрическая мощность, передаваемая через ПС Цифровая, составит порядка 135 МВт [57].

В данном разделе рассматриваются возможные схемы интеграции подстанции «Цифровая» в существующую сеть 220 кВ. Предложенные варианты разработаны с учетом:

- результатов структурного анализа энергосистемы;
- принятой эквивалентной схемы сети;
- требований надежности электроснабжения.

В рамках данного этапа будет проработано и детальное рассмотрено четыре возможных варианта подключения. Особое внимание будет уделено анализу возможных решений по подключению подстанции «Цифровая» к существующей энергосистеме.

Представленные решения позволяют выбрать оптимальный способ интеграции подстанции с учетом критериев надежности и экономической эффективности, с учетом всех требований и особенностей региональной энергосистемы который станет основой для дальнейшей детальной проработки и практической реализации проекта.

3.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе

Для разработки вариантов подключения также необходимо определить рациональное напряжение предполагаемого объекта для каждого из вариантов.

Вариант 1. Предусматривает подключение ПС Цифровая к ПС 220 кВ Амурская. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС Цифровая;
- строительство 2хВЛ 220 кВ Амурская – Цифровая длиной 20 км.

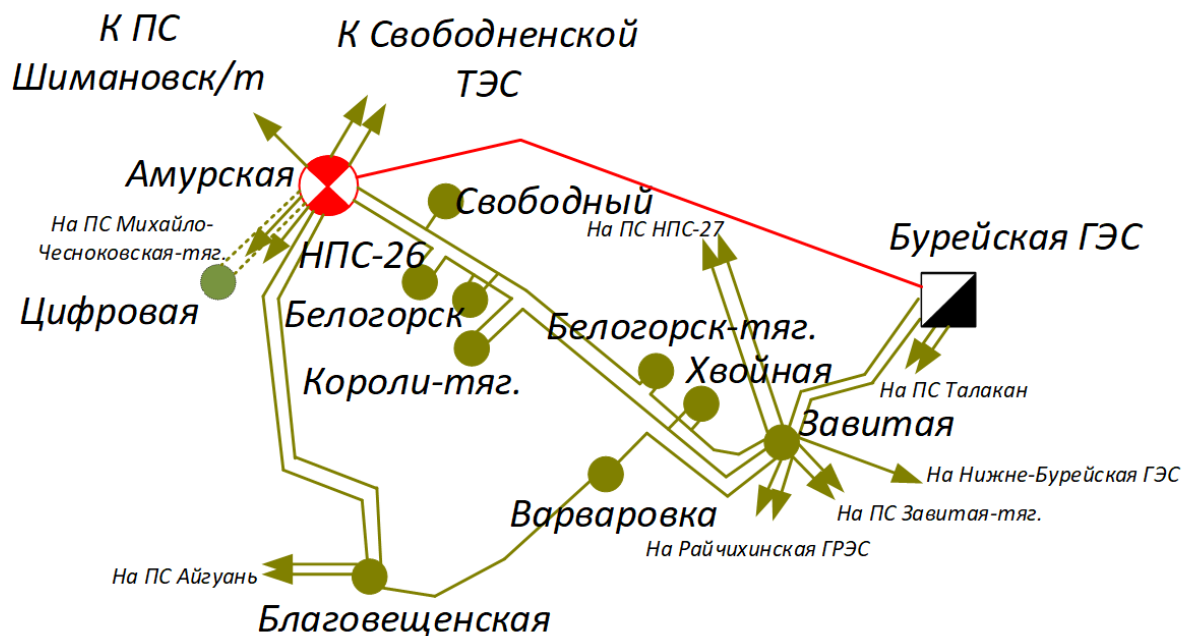


Рисунок 4 - Вариант подключения 1

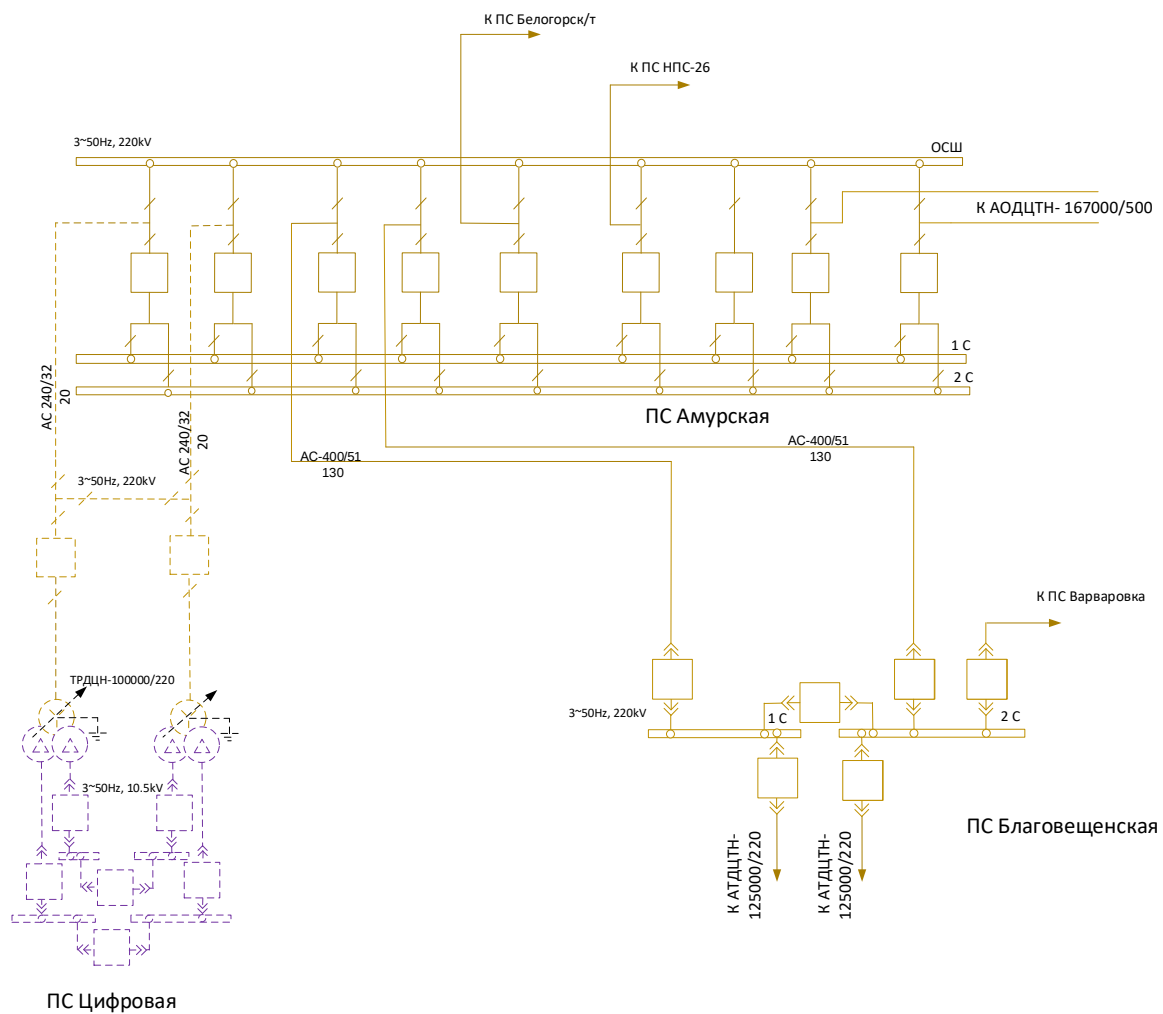


Рисунок 5 – Схема подключения варианта 1

Выбор номинального напряжения.

При определении рационального напряжения выбранных схем воспользуемся формулой Илларионова.

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{ij}} + \frac{2500}{P_{ij}}}}; \quad (10)$$

где L – длина линии электропередач, км;

P – мощность, протекающая по линии, МВт.

Определим номинальное напряжение для первого варианта:

$$U_{рац(ВЛ1)} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{20} + \frac{2500}{135}}} = 151 \text{ кВ.}$$

$$U_{рац(ВЛ2)} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{20} + \frac{2500}{135}}} = 151$$

Выбираем номинальное напряжение для первого варианта 220 кВ.

Вариант 2. Предусматривает подключение ПС Цифровая к ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская №1,2. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС Цифровая;
- строительство двух заходов от ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская №1,2 длиной 20 км.;

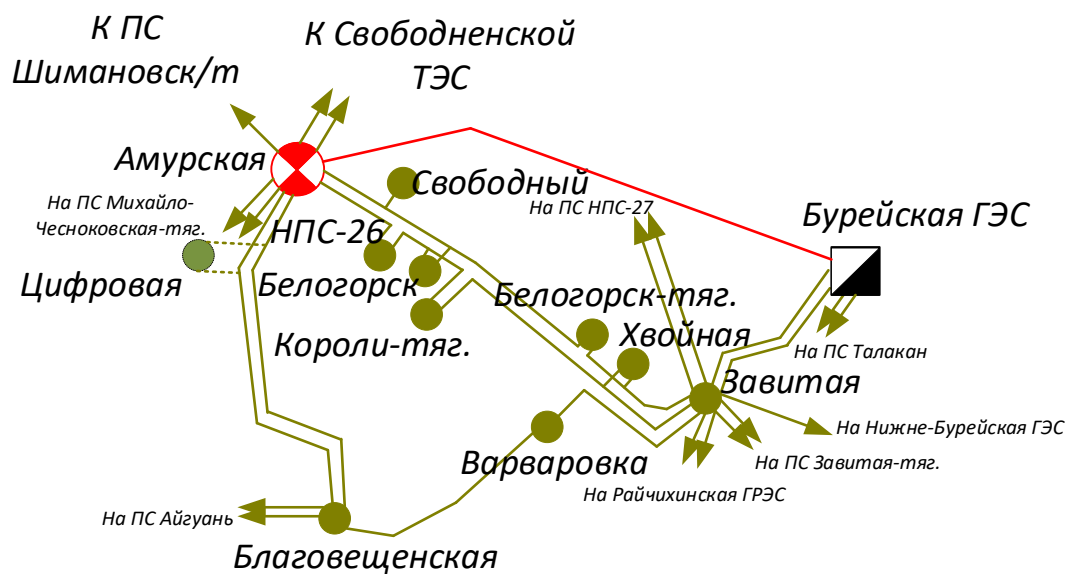


Рисунок 6 - Вариант подключения 2

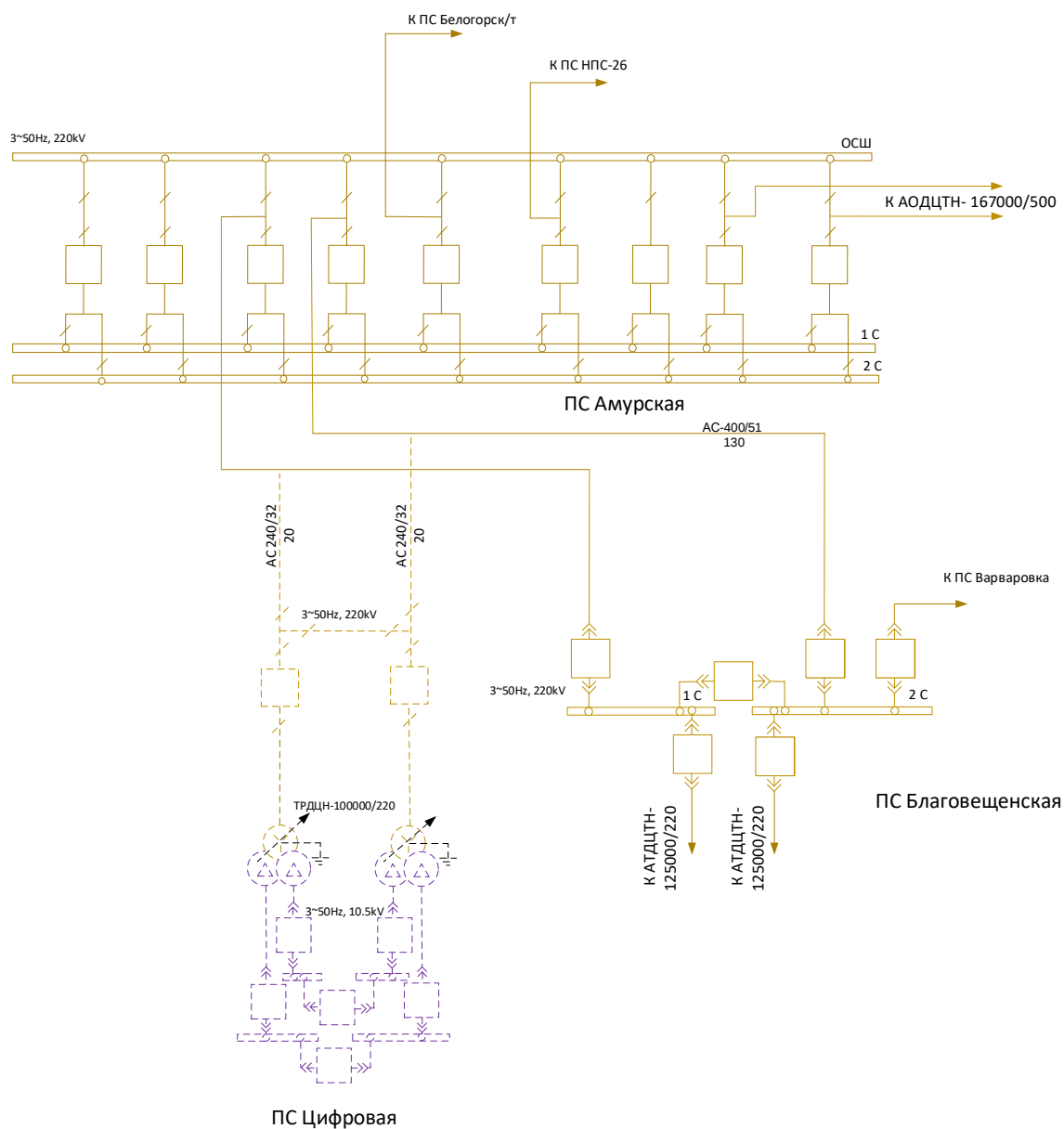


Рисунок 7 – Схема подключения варианта 2

Определим номинальное напряжение для второго варианта:

$$U_{рац(1 \text{ заход})} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{20} + \frac{2500}{135}}} = 151 \text{ кВ};$$

$$U_{рац(2 \text{ заход})} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{20} + \frac{2500}{135}}} = 151 \text{ кВ}.$$

Выбираем номинальное напряжение для второго варианта 220 кВ.

Вариант 3. Предусматривает подключение PS Цифровая к PS 220 кВ Амурская и к PS 220 кВ Благовещенская. Данный вариант подразумевает:

- строительство PS Цифровая;

- строительство ВЛ 220 кВ Амурская – Цифровая длиной 20 км;
- строительство ВЛ 220 кВ Цифровая – Благовещенская длиной 130 км.

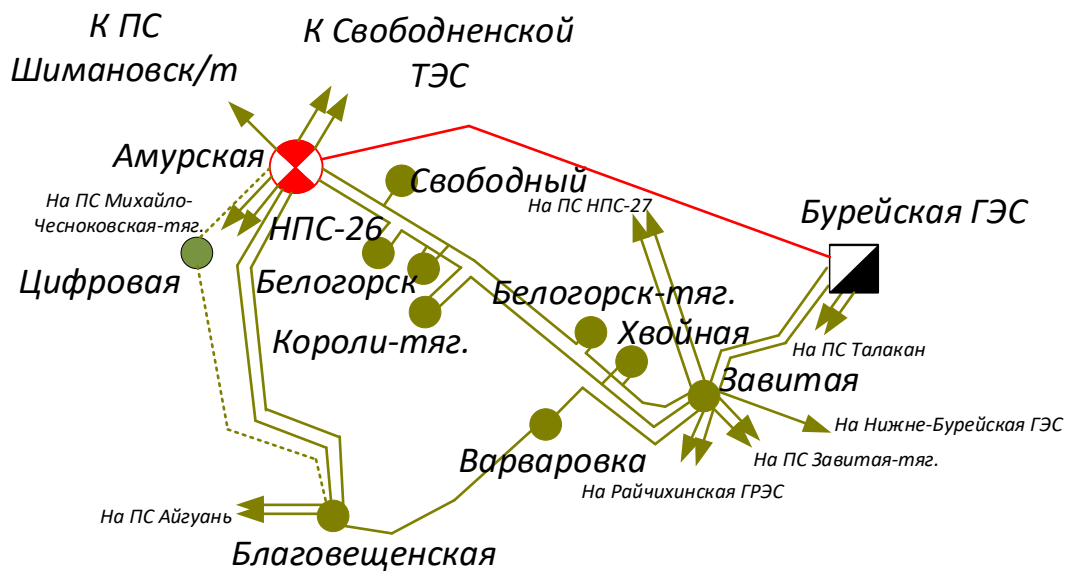


Рисунок 8 - Вариант подключения 3

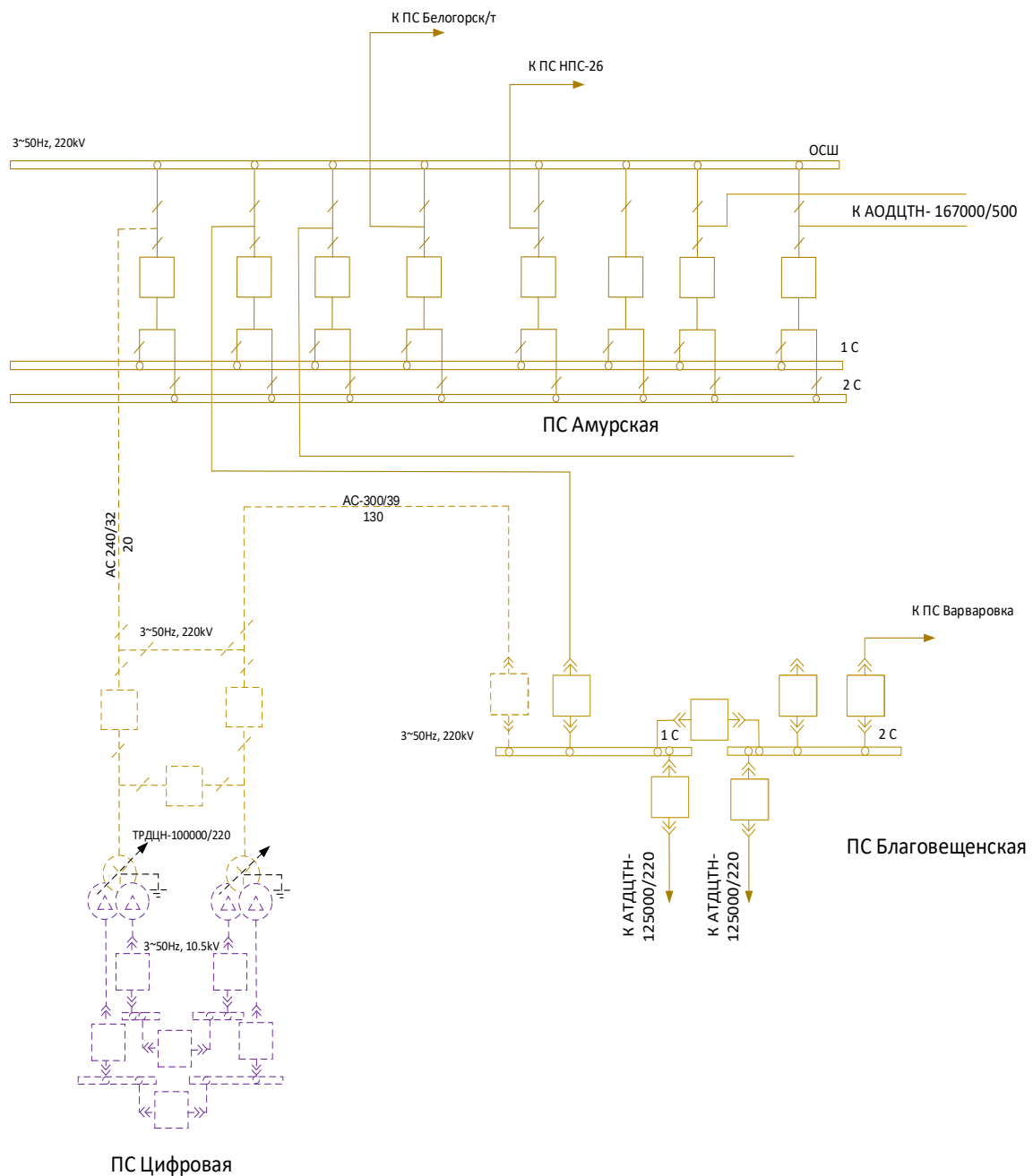


Рисунок 9 – Схема подключения варианта 3

Определим номинальное напряжение для третьего варианта:

$$U_{рац(Цифровая-Амурская)} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{20} + \frac{2500}{135}}} = 151 \text{ кВ};$$

$$U_{рац(Цифровая-Благовещенская)} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{130} + \frac{2500}{135}}} = 211,4 \text{ кВ}.$$

Выбираем номинальное напряжение для третьего варианта 220 кВ.

Вариант 4. Предусматривает подключение ПС Цифровая к ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская №1,2. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС Цифровая;
- строительство 2х заходов от ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская №1 длиной 20 км.;
- строительство 2х заходов от ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская №2 длиной 20 км.;

Определим номинальное напряжение для четвертого варианта:

Из предыдущих расчетов видно, что

$$U_{рац} = 151 \text{ кВ для всех четырех заходов.}$$

Выбираем номинальное напряжение для четвертого варианта 220 кВ.

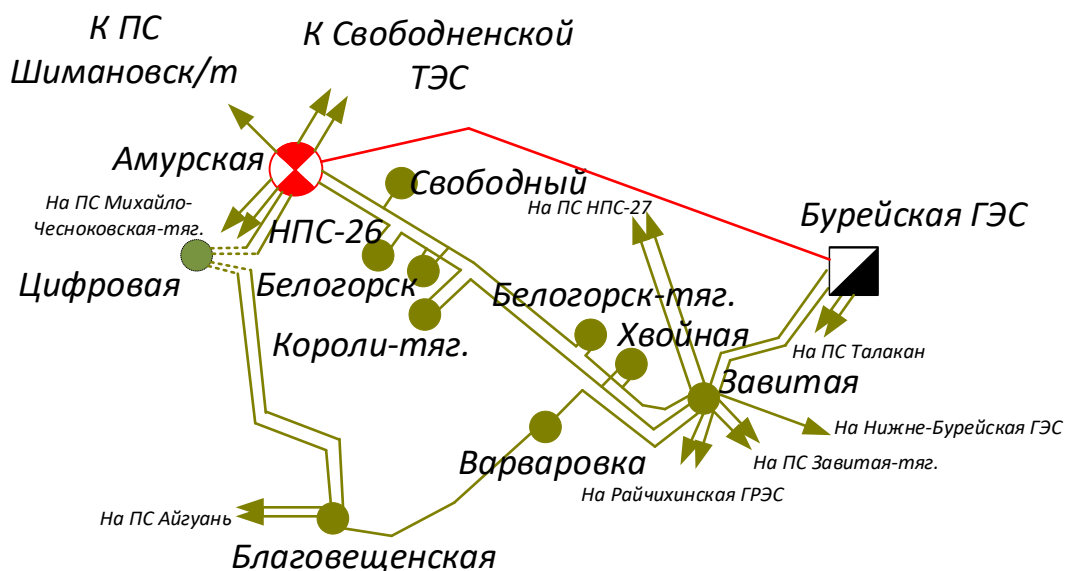


Рисунок 10 - Вариант подключения 4

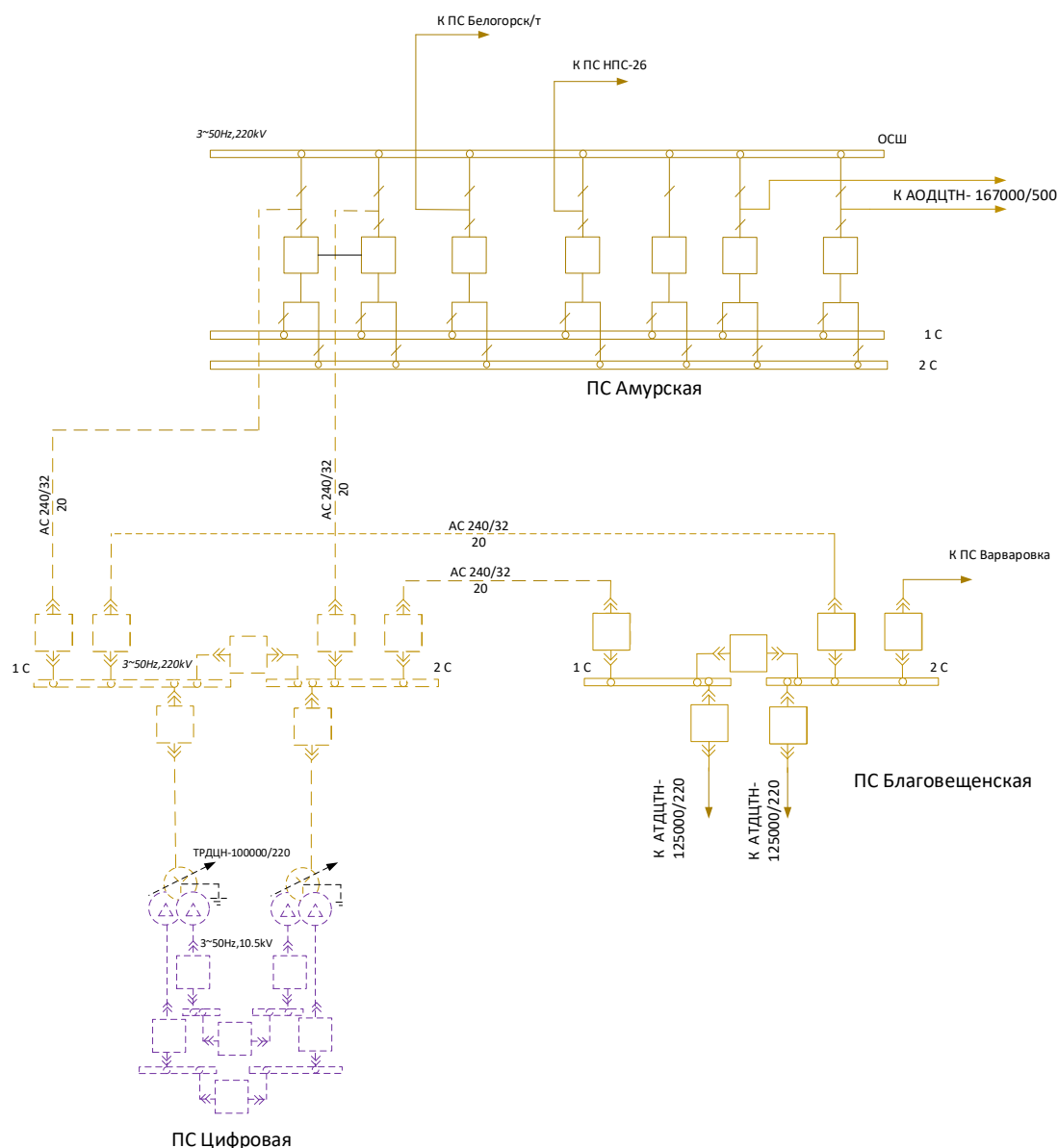


Рисунок 11 – Схема подключения варианта 4

Для анализа предложенных вариантов сведем сведения о длине проектируемой линии и необходимой реконструкции в таблицу 19.

Таблица 19 - общие сведения о разрабатываемых вариантах

№ варианта	Длина линии км	Дополнительная реконструкция
1	40	Добавление 2х линейных ячеек
2	40	-
3	150	Добавление 2х линейных ячеек
4	80	-

Для объективной оценки предложенных решений проведено их сопоставление по следующим ключевым параметрам:

- Показатели линейных сооружений:
 - общая длина проектируемых ВЛ (км);

- протяженность линий в одноцепном эквиваленте (км).

2. Подстанционный комплекс:

- общее количество ячеек выключателей (10-220 кВ);
- необходимость модернизации существующих ОРУ/ЗРУ.

3. Объем реконструкции:

- перечень объектов, требующих технического перевооружения;
- степень преобразования действующих энергообъектов.

Такой комплексный подход позволяет:

- определить капиталоемкость каждого варианта;
- оценить трудоемкость реализации;
- выявить оптимальное решение по критерию "эффективность-надежность".

Особое внимание уделено анализу необходимости реконструкции существующих подстанционных узлов, что существенно влияет на общую стоимость проекта.

В результате анализа технико-экономической рациональности, были выбраны варианты 1 и 2.

3.2. Выбор однолинейной схемы ПС

Вариант 1:

При подключении ПС Цифровая на напряжение 220 кВ необходимо строительство двух ВЛ 220 кВ Благовещенская – Цифровая длиной 20 км.

Для ПС Цифровая выбираем следующие типовые схему РУ:

Схема РУ ВН (220 кВ): «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (4Н);

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

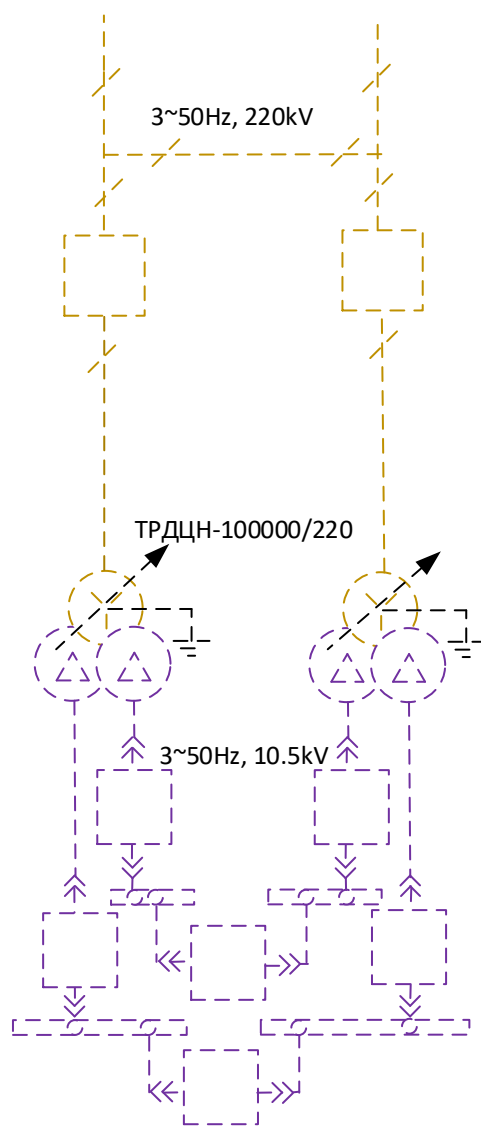
Вариант 2:

При подключении ПС Цифровая к ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская №1,2 необходимо строительство двух заходов от ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская №1,2 длиной 20 км.

Для ПС Цифровая выбираем следующие типовые схему РУ:

Схема РУ ВН (220 кВ): «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (4Н);

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



ПС Цифровая

Рисунок 12 - Схема подключения ПС Цифровая

Схема подключения ПС Цифровая к сети представлена на рисунке 12
однолинейная схема представлена на рисунке 13.

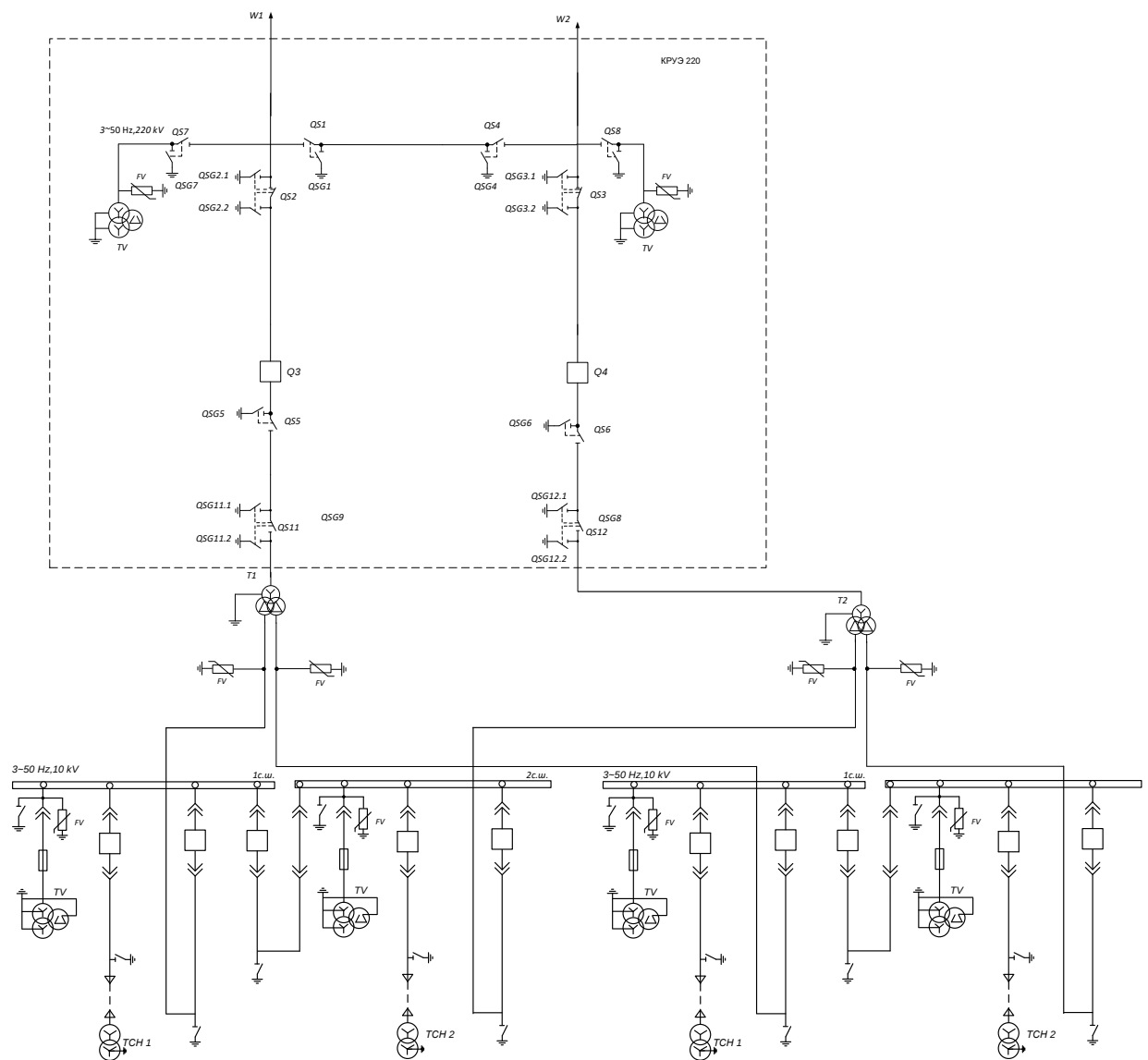


Рисунок 13 – Однолинейная схема ПС Цифровая

3.3. Выбор трансформаторов для подключаемой подстанции и компенсирующих устройств

С точки зрения энергоэффективности, передача значительных объемов реактивной мощности по воздушным линиям электропередачи приводит к существенному росту потерь электроэнергии, что делает такой способ энергоснабжения экономически нецелесообразным. Наиболее рациональным техническим решением является размещение источников реактивной мощности в непосредственной близости от потребителей.

Современные требования энергоснабжающих организаций предусматривают обязательное снижение доли реактивной мощности в сетях потребителей. В связи с этим при проектировании системы внутреннего

электроснабжения предприятия, получающего питание от подстанции "Цифровая", необходимо предусмотреть:

- компенсацию реактивной мощности до регламентированных значений;
- установку местных устройств компенсации реактивной мощности [27].

Отсутствие КРМ приводит к повышению потоков реактивной мощности, росту потерь, росту тарифов, снижению управляемости режимами работы сетей, к ухудшению качества электрической энергии и надежности электроснабжения потребителей [27].

Для выбора КУ проводим расчет по следующему алгоритму.

Рассчитываем экономически целесообразную реактивную мощность, которую требуется передать:

$$Q_{\Sigma} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (12)$$

где $P_{\max}$ - Суммарная установленная мощность одной подстанции, МВт;

$\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент мощности, предельный по [7] примем 0,48.

$$Q_{\Sigma} = 135 \cdot 0,48 = 64,8 \text{ Мвар}$$

Рассчитываем максимальную реактивную мощность, которую требуется передать:

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i, \quad (13)$$

где $P_{\max}$ - Суммарная установленная мощность одной подстанции, МВт;

$\operatorname{tg} \varphi_i$ - коэффициент мощности, производства, примем 0,7. [4]

$$Q_{\max} = 135 \cdot 0,7 = 94,5 \text{ Мвар}$$

Определяем требуемую мощность компенсирующего устройства на подстанции:

$$Q_{KY} = Q_{\max} - Q_{\Sigma} \quad (14)$$

$$Q_{KY} = 94,5 - 64,8 = 29,7 \text{ Мвар}$$

Определяем реактивная мощность, которая подлежит компенсации на 1 секции шин на подстанции:

$$Q_{KY1cu} = 1,1 \cdot \frac{Q_{KY}}{N_{cu}}, \quad (15)$$

где N_{cu} - число секций шин на низкой стороне ПС, которое равно 2.

По найденному значению Q_{KY1cu} выбираются компенсирующие устройства из ряда стандартных, определенного предприятия по выпуску КУ.

$$Q_{KY1cu} = 1,1 \cdot \frac{29,7}{2} = 16,33 \text{ МВАр}$$

Для подстанции Цифровая выбираем КУ типа 2хРТД-20000/10ХЛ1.

Конденсаторная установка компенсации реактивной мощности УКРМ 10 кВ предназначена для повышения и поддержания на заданном уровне значения коэффициента мощности в электрических распределительных трехфазных сетях промышленных предприятий и других объектов и позволяет:

- Снизить потребляемый ток на 30-50%;
- Уменьшить нагрузку элементов распределительной сети, продлевая срок их службы;
- Увеличить пропускную способность распределительной сети и её надёжность;
- Снизить тепловые потери тока;
- Снизить влияние высших гармоник;
- Снизить несимметрию фаз, подавить сетевые помехи;
- Минимизировать оплату за реактивную энергию

$$Q_{КУФ} = 20000 \cdot 2 = 40000 \text{ МВАр}$$

Далее находится некомпенсированная реактивная мощность:

$$Q_{неск} = Q_{max} - Q_{КУФ}, \quad (16)$$

где $Q_{КУФ}$ - фактическая мощность всех компенсирующих устройств на ПС, Мвар.

$$Q_{неск} = 94,5 - 40 = 54.5 \text{ МВАр}$$

Мощность силовых трансформаторов для ПС Цифровая определяется из средней активной мощности и некомпенсированной реактивной мощности. Количество трансформаторов на подстанции определяется по категории надёжности потребителей, если это 1 и 2 категории на подстанции должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из них, второй должен обеспечивать потребителей полной мощностью [46].

Для выбора трансформатора необходимо рассчитать его расчетную мощность, МВА [46]:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{cpi}^2 + Q_{нескi}^2}}{n \cdot K_3}, \quad (15)$$

где n – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

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

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

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

$$S_{p \text{ Цифровая}} = \frac{\sqrt{135^2 + 54^2}}{2 \cdot 0,7} = 96,4 \text{ МВА.}$$

Выбираем трансформаторы ТРДЦН – 100000/220 [6].

После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в номинальном и послеаварийном режимах работы [46].

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{P_{cp(зима)}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot S_{TPном}}. \quad (16)$$

Полученное значение номинального коэффициента загрузки не должно выходить за границы интервала 0,5 – 0,75.

Проверку трансформаторов осуществляем в послеаварийном режиме на подстанциях [46]:

$$K_{3.ав} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_э^2}}{(n-1) \cdot S_{ном}}, \quad (17)$$

где n – количество трансформаторов;

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

В таблице 20 приведены значения коэффициентов загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режиме[5].

Таблица 20 – Выбор силовых трансформаторов

Название ПС	$S_{тр.расч.}$ МВА	Тип трансформатора	$S_{тр.}$ МВА	$P_{ср.}$ МВт	$K_{з.н.}$	$K_{п.а.}$
Цифровая	96,4	ТРДЦН – 100000/220	100	135	0,675	1,35

Оптимальный коэффициент загрузки в нормальном режиме работы ($0,5 \leq K_{з.н.} \leq 0,75$); в послеаварийном режиме ($1 \leq K_{з.п.а.} \leq 1,5$). Вывод – выбираем данные трансформаторы для установки на ПС [46].

3.4 Расчет теплового режима силовых трансформаторов

Для этого возьмем типовой график электрических нагрузок для подстанции [21] и рассчитаем мощность на каждый час таблица 21.

Таблица 21 – Типовой ГЭН для ПС Цифровая

Часы	$S_{тр1}$, МВА	$S_{тр2}$, МВА	$S_{сумм}$, МВА	$S_{ном}$
1	2	3	4	5
1	13,50	13,50	27	100
2	13,50	13,50	27	100
3	13,50	13,50	27	100
4	13,50	13,50	27	100
5	13,50	13,50	27	100
6	13,50	13,50	27	100
7	33,75	33,75	67,5	100
8	33,75	33,75	67,5	100
9	60,75	60,75	121,5	100
10	60,75	60,75	121,5	100
11	67,50	67,50	135	100
12	67,50	67,50	135	100
13	57,38	57,38	114,75	100

14	57,38	57,38	114,75	100
15	64,13	64,13	128,25	100

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4	5
16	64,13	64,13	128,25	100
17	40,50	40,50	81	100
18	40,50	40,50	81	100
19	33,75	33,75	67,5	100
20	33,75	33,75	67,5	100
21	27,00	27,00	54	100
22	27,00	27,00	54	100
23	27,00	27,00	54	100
24	27,00	27,00	54	100

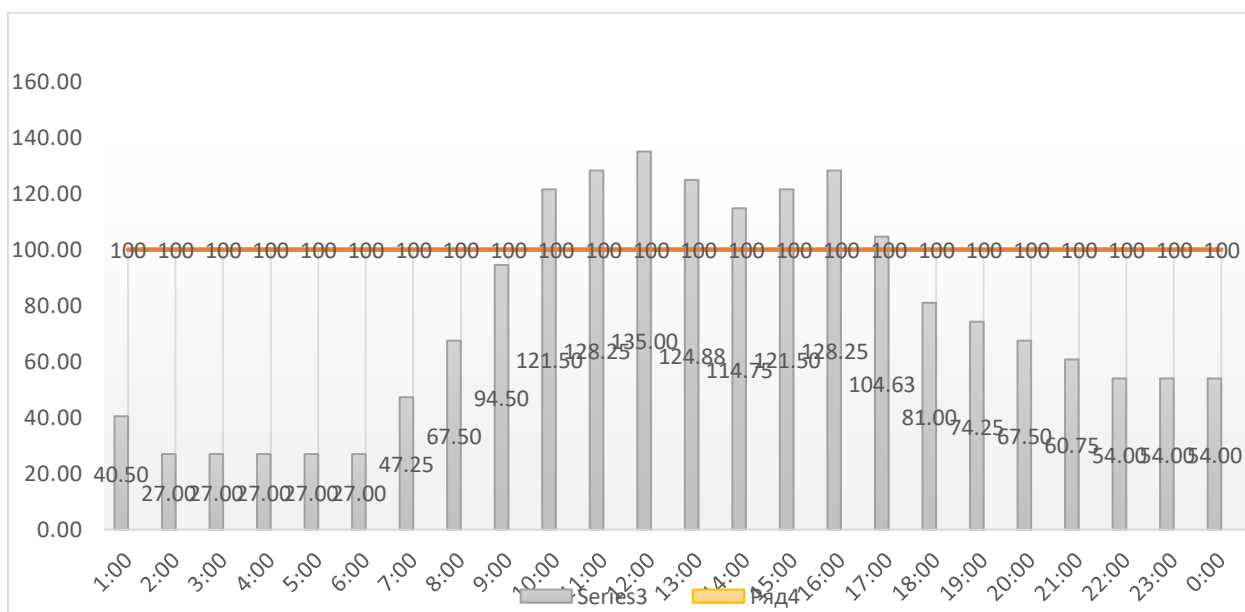


Рисунок 14 - Типовой ГЭН для ПС Цифровая

Преобразование исходного графика нагрузки трансформатора в эквивалентный прямоугольный.

Исходный график нагрузки разбивается на 12 частей с интервалом 2 часа, на каждом интервале рассчитывается средняя мощность нагрузки – рисунок 10. Подробный расчет приведен в приложении Б.

Температура наиболее нагретой точки обмотки, °С

$$\Theta_{\text{ннт}} = \Theta_{\text{охл}} + V_{\text{ннт.м}} + V_{\text{м}} \quad (18)$$

$$\Theta_{\text{ннт}} = -18,6 + 77 + 32 = 91$$

Согласно ГОСТ предельно допустимые температуры масла и обмоток соответственно равна 115 °С и 140 °С при напряжении больше 110 кВ.

3.5 Выбор сечений новых линий электропередач

Сечение проводника является ключевым показателем при проектировании электрической линии. При его увеличении, возрастают как первоначальные расходы на строительство линии электропередачи, так и ежегодные затраты на её обслуживание.

Однако существует и обратная зависимость: чем больше сечение провода, тем меньше энергии теряется при передаче, что в свою очередь приводит к снижению финансовых затрат на компенсацию этих потерь в течение года.

Подбор сечения кабеля требует тщательного расчета, учитывающего два важных аспекта: сколько денег потребуется вложить в начале и какую экономию можно получить в будущем за счет уменьшения потерь электричества при его передаче.

Для воздушных линий стандартом является использование специальных проводов из стали и алюминия марки АС. Выбор проводов производится по методу экономических токовых интервалов по значениям расчетной токовой нагрузки.

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

$$I_{\text{max}} = \frac{\sqrt{P_{\text{max з}}^2 + Q_{\text{нескз}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}} \cdot 10^3, \quad (19)$$

где I_{max} - максимальный ток, А;

$P_{\max 3}$ - 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:

$$I_P = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t; \quad (20)$$

где $I_{\max}$ - максимальный ток, А;

α_i - коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, равный 1,05;

α_t - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки. Примем данный коэффициент равным 1,05.

$$I_{\text{д.д}} \geq I_{\text{Р.П}}, \quad (21)$$

где $I_{\text{д.д}}$ - длительно допустимый ток выбранного сечения, А;

$I_{\text{Р.П}}$ - расчетный послеаварийный ток.

Рассмотрим пример расчета.

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

$$I_{\max \text{ Амурская-Цифровая}} = \frac{\sqrt{135^2 + 54^2}}{2 \cdot 220 \cdot \sqrt{3}} \cdot 10^3 = 190 \text{ А}$$

Расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_{\text{Амурская-Цифровая}} = 1,05 \cdot 1,05 \cdot 190 = 210 \text{ А}$$

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

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

3.6 Вывод

Было проведено исследование и разработка четырех различных вариантов развития электрической сети, включая описание необходимых мероприятий для их осуществления.

В результате сравнительного анализа, для продолжения детального технического исследования были выбраны первый и второй варианты схем.

Далее были произведены расчеты нормального и послеаварийного режимы для двух выбранных вариантов, в результате которого оба варианта оказались в пределах допустимых значений по токовой нагрузке линий и по напряжению.

Учитывая инновационное оборудование, рассмотренное в главе 2, все предложенные технологии могут быть применены для этих вариантов.

4 ТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОРАБОТКА ВЫБРАННЫХ ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ В СВЯЗИ С ПОДКЛЮЧЕНИЕМ ПОДСТАНЦИИ ЦИФРОВАЯ

Для оценки осуществимости реализации предложенных вариантов в главе 3 произведем возможность их реализации по режиму.

4.1 Вариант развития электрической сети при подключении ПС Цифровая к ПС 220 кВ Амурская

При подключении ПС Цифровая на напряжение 220 кВ необходимо строительство двух ВЛ 220 кВ Амурская – Цифровая длиной 20 км.

В таблицах 23 и 25 представлены узлы, отклонение напряжения в которых максимальное от номинального значения. Также в таблицах 22 и 24 представлены максимально загруженные ЛЭП. В послеаварийном режиме ток по оборудованию не превышает длительно допустимый, а напряжения в узлах сети остаются в допустимых пределах. Послеаварийный режим рассмотрен при отключении ВЛ 220 кВ Амурская – Цифровая и одного ТР на ПС Цифровая.

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режима. Подробный расчет приведен в приложении Г.

Таблица 22 – Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	$I_{\max}$, А	$I_{\text{доп}}$, А	$I/I_{\text{доп}}$, %
1	2	3	4
Завитая - Варваровка	233,08	630	37,13
БГЭС 220 - Завитая	334,13	960	34,80
БГЭС 220 - Завитая	334,13	960	34,80
Амурская 220 - Цифровая ВЛ	193,68	610	32,03

Амурская 220 - Цифровая ВН	193,68	610	32,03
Оп.1 - Короли/т	194,18	630	30,82

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4
БГЭС 500 - Амурская 500	298,71	1000	29,87
Завитая - Оп.1	171,89	630	27,28
Завитая - Оп.1	171,89	630	27,28
Амурская 220 - Благовещенская	238,94	1000	24,92
Амурская 220 - Благовещенская	232,04	1000	24,00
Оп.1 - Хвойная	147,25	630	23,37
Короли/т - Оп.3	138,90	630	22,05
Благовещенская - Варваровка	214,34	1000	21,43

Таблица 23 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	Δ U, %
Цифровая ВН	223,377	220,00	1,54
Цифровая Н1	224,317	220,00	1,96
Цифровая НН 1	10,533	10,50	0,32
Цифровая НН2	10,533	10,50	0,32
Цифровая Н2	224,337	220,00	1,97

Таблица 24 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме при отключении ВЛ 220 кВ Амурская – Цифровая и одного ТР на ПС Цифровая

Название	I _{max} , А	I _{доп} , А	I/I _{доп} , %
1	2	3	4
Амурская 220 - Цифровая ВН	400,83	610	66,02
Завитая - Варваровка	233,33	630	37,18
БГЭС 220 - Завитая	334,30	960	34,82
БГЭС 220 - Завитая	334,30	960	34,82
Оп.1 - Короли/т	194,41	630	30,86

БГЭС 500 - Амурская 500	298,60	1000	29,86
Завитая - Оп.1	171,86	630	27,28

Продолжение таблицы 24

1	2	3	4
Завитая - Оп.1	171,86	630	27,28
Амурская 220 - Благовещенская	239,14	1000	24,93
Амурская 220 - Благовещенская	232,23	1000	24,01
Оп.1 - Хвойная	147,27	630	23,38
Короли/т - Оп.3	138,33	630	21,96
Благовещенская - Варваровка	214,72	1000	21,47
Оп.3 - Белогорск	114,65	630	18,20
Оп.4 - Белогорск	85,42	630	13,56
Оп.2 - Хвойная	81,74	630	13,42
Оп.2 - Белогорск/т	81,74	630	12,97
Белогорск/т - Оп.4	29,61	630	8,05
Оп.5 - Амурская 220	39,31	630	6,24
Оп.4 - Оп.5	35,23	630	5,59
Оп.5 - Свободный	28,48	630	4,52
Оп.3 - НПС-26	23,13	630	3,67
Амурская 220 - НПС-26	1,76	630	2,67

Таблица 25 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме при отключении ВЛ 220 кВ Амурская – Цифровая и одного ТР на ПС Цифровая

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	Δ U, %
Цифровая ВН	221,919	220,00	0,87
Цифровая Н1	217,275	220,00	-1,24
Цифровая НН 1	10,196	10,50	-2,89
Цифровая НН2	10,196	10,50	-2,89
Цифровая Н2	0	220,00	0

4.2 Вариант развития электрической сети при подключение ПС Цифровая к ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская №1,2

При подключении ПС Цифровая к ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская №1,2 необходимо строительство двух заходов от ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская №1,2 длиной 20 км.

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режима.

Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения и токовая нагрузка по оборудованию в сети находятся в допустимых пределах. В таблицах 28, 29 представлены узлы, отклонение напряжения в которых максимальное от номинального значения. Также в таблицах 26, 27 представлены максимально загруженные ЛЭП. В послеаварийном режиме ток по оборудованию не превышает длительно допустимый, а напряжения в узлах сети остаются в допустимых пределах.

Таблица 26 – Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	$I_{\max}$, А	$I_{\text{доп}}$, А	$I/I_{\text{доп}}$, %
1	2	3	4
Амурская 220 - Оп.6	423,41	1000	42,46
Амурская 220 - Оп.7	419,42	1000	42,05
Завитая - Варваровка	245,74	630	39,28
БГЭС 220 - Завитая	336,28	960	35,03
БГЭС 220 - Завитая	336,28	960	35,03
Оп.7 - Цифровая ВН	197,99	610	32,74
Оп.6 - Цифровая ВН	193,18	610	31,94
Оп.1 - Короли/т	188,19	630	29,87
БГЭС 500 - Амурская 500	297,17	1000	29,72
Завитая - Оп.1	168,60	630	26,76
Завитая - Оп.1	168,60	630	26,76
Оп.6 - Благовещенская	234,70	1000	24,46
Оп.7 - Благовещенская	228,08	1000	23,57

1	2	3	4
Оп.1 - Хвойная	146,02	630	23,18
Благовещенская - Варваровка	228,49	1000	22,85
Короли/т - Оп.3	134,94	630	21,42
Оп.3 - Белогорск	111,69	630	17,73
Оп.4 - Белогорск	88,11	630	13,99
Оп.2 - Хвойная	81,33	630	13,37

Таблица 27 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме при отключении ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская с отпайкой на ПС Цифровая при ремонте ВЛ 500 кВ БГЭС - Амурская

Название	I _{max} , А	I _{доп} , А	I/I _{доп} , %
1	2	3	4
Оп.1 - Короли/т	481,29	630	76,39
Короли/т - Оп.3	428,39	630	68,00
Завитая - Варваровка	423,72	630	67,26
Амурская 220 - Оп.6	662,56	1000	66,33
Оп.6 - Цифровая ВЛ	396,26	610	65,24
БГЭС 220 - Завитая	611,84	960	63,73
БГЭС 220 - Завитая	611,84	960	63,73
Завитая - Оп.1	353,95	630	56,18
Завитая - Оп.1	353,95	630	56,18
Оп.3 - Белогорск	333,09	630	52,87
Оп.4 - Оп.5	308,51	630	48,97
Оп.5 - Амурская 220	280,78	630	44,57
Оп.4 - Белогорск	273,50	630	43,42
Благовещенская - Варваровка	390,74	1000	39,90
Оп.1 - Хвойная	221,58	630	35,17
Оп.6 - Благовещенская	300,88	1000	30,09

Таблица 28 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	ΔU, %
Цифровая ВН	221,37	220,00	0,62
Цифровая Н1	222,16	220,00	0,98
Цифровая НН 1	10,43	10,50	-0,65
Цифровая НН2	10,43	10,50	-0,65
Цифровая Н2	222,18	220,00	0,99

Таблица 29 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме при отключении ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская с отпайкой на ПС Цифровая при ремонте ВЛ 500 кВ БГЭС - Амурская

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	Δ U, %
Цифровая ВН	219,58	-0,19	220,00
Цифровая Н1	220,23	0,10	220,00
Цифровая НН 1	10,34	-1,51	10,50
Цифровая НН2	10,34	-1,51	10,50
Цифровая Н2	220,25	0,11	220,00

Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения в сети находятся в допустимых пределах, анализируя токовую загрузку ЛЭП можно сделать вывод что большинство линии недогружены. При отключении одной из линий питающих подключенную подстанцию отклонений по напряжению не наблюдается, а большинство линии являются загружены оптимально. Подробный расчет приведен в приложении Д.

4.3 Расчет токов короткого замыкания

В данном разделе будет произведен расчет токов КЗ на шинах 220 кВ ПС Цифровая для выбора и проверки оборудования на термическую и динамическую стойкость [24].

Расчет токов короткого замыкания является важным этапом проектирования электрических сетей, который позволяет определить токи короткого замыкания в различных точках сети и выбрать необходимое оборудование. Однако, при расчетах необходимо учитывать допущения, такие как [24]:

- пренебрежение намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- отсутствие учета емкостной проводимости линий;
- предположение о симметричности трехфазной системы и не учет насыщения магнитных систем. Также, необходимо принимать во внимание, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются в течение всего процесса короткого замыкания.

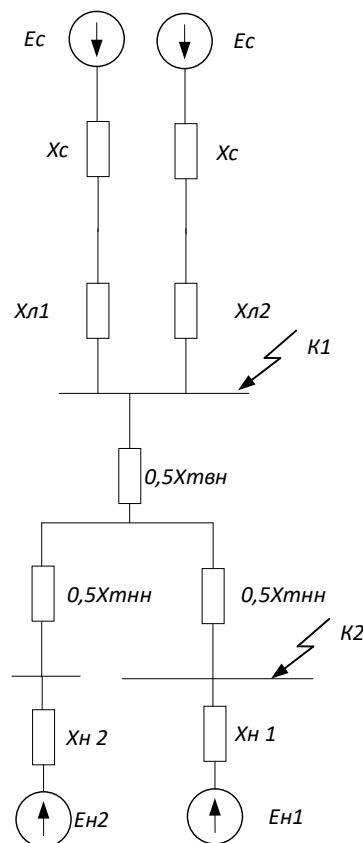


Рисунок 15 – Схема для расчета тока
короткого замыкания ПС Цифровая

Расчет ТКЗ производится в ПВК RastrWin3 из-за удобства и быстроты расчета в данном программном комплексе.

Необходимо во вкладке Узлы/Несим/ИД задать все узлы, для них указать тип нейтрали, номер и номинальное напряжение.

Глухозаземленная нейтраль обозначается – зак., изолированная нейтраль – у.

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

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

Таблица 30 – Узлы/Несим/ИД

Тип	№ Узла в соответствии с эквивалентом сети	Название	Уном, кВ
у	5	БГЭС 500	500
у	6	БГЭС Н1	500
у	7	БГЭС 220	220
зак	8	БГЭС 35	35
зак	9	Амурская 500	500
у	10	Амурская Н1	500
у	11	Амурская Н2	500
у	12	Амурская 220	220
зак	13	Амурская 10	10,5
у	14	Завитая	220
у	15	Варваровка	220
у	16	Благовещенская	220
у	17	Хвойная	220
у	18	Короли/т	220
у	19	Белогорск/т	220
у	20	Белогорск	220
у	21	НПС-26	220
у	22	Свободный	220
у	56	Цифровая ВН	220
зак	58	Цифровая НН 1	10,5
зак	58	Цифровая НН 1	10,5

Таблица 31 – Ветви/Несим/ИД

Название ветви	Х, Ом	Х0, Ом	Кт/г
1	2	3	4
БГЭС 500 - БГЭС Н1	61,1	61,1	0,92
БГЭС Н1 - БГЭС 220	0	0	0,44
БГЭС Н1 - БГЭС 35	113,5	113,5	0,07
Амурская 500 - Амурская Н1	61,1	61,1	0,98
Амурская Н1 - Амурская 220	0	0	0,44
Амурская Н1 - Амурская 10	113,5	113,5	0,021
Амурская 500 - Амурская Н2	61,1	61,1	0,98
Амурская Н2 - Амурская 220	0	0	0,44
Амурская Н2 - Амурская 10	113,5	113,5	0,021
Амурская 220 - Благовещенская	52,67	158,01	0
Амурская 220 - Благовещенская	53,91	161,73	0
Благовещенская - Варваровка	46,18	138,54	0
Завитая - Варваровка	33,98	101,94	0
БГЭС 220 - Завитая	31,81	95,43	0
БГЭС 220 - Завитая	31,81	95,43	0
Завитая - Оп.1	16,91	50,73	0
Завитая - Оп.1	16,91	50,73	0
Оп.1 - Короли/т	5,29	15,87	0
Оп.2 - Белогорск/т	29,91	89,73	0
Оп.1 - Хвойная	5,29	15,87	0

1	2	3	4
Оп.2 - Хвойная	5,29	15,87	0
Короли/т - Оп.3	11,78	35,34	0
Белогорск/т - Оп.4	27,35	82,05	0
Оп.3 - Белогорск	0,03	0,09	0
Оп.4 - Белогорск	0,03	0,09	0
Оп.4 - Оп.5	3,71	11,13	0
Оп.3 - НПС-26	0,03	0,09	0
Амурская 220 - НПС-26	21,24	63,72	0
Оп.5 - Свободный	3,71	11,13	0
Оп.5 - Амурская 220	1,54	4,62	0

Таблица 32 – Токи к.з. ПС Цифровая

Тип КЗ	П 1	Ток прямой последовательности кА	Ток прямой обратной кА	Ток прямой нулевой кА
3ф	ВН Цифровая	3,82	0,0	0,0
2ф	ВН Цифровая	1,91	-1,9	0,0
1ф	ВН Цифровая	3,38	-0,4	-2,9
1ф1ф	ВН Цифровая	1,78	1,8	1,8
3ф	НН Цифровая	44,57	0,0	0,0
2ф	НН Цифровая	22,28	-22,3	0,0
1ф	НН Цифровая	44,57	0,0	-44,6
1ф1ф	НН Цифровая	22,28	22,3	22,3

Ударный ток рассчитывается по формуле [24]:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{по}^{(3)} \quad (22)$$

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

$K_{y\partial}$ – ударный коэффициент.

Для части системы, с которой электростанция (подстанция) связана ВЛЭП напряжением 220 кВ ударный коэффициент равен $K_{y\partial} = 1,717 - 1,78$, значение постоянной времени $T_a = 0,03 - 0,04$ [24].

Таблица 33 – Значения токов КЗ на шинах ПС «Цифровая»

Точка КЗ	Трехфазное КЗ, кА	Ударный ток, кА	Однофазное КЗ, кА
ВН ПС «Цифровая»	3,82	9,59	2,38
НН ПС «Цифровая»	44,56	112,17	44,56

Также для выбора электрического оборудования ПС необходимо рассчитать номинальные рабочие токи в элементах подстанции. Оборудование должно выдерживать полную мощность транзита, на случай аварии или ремонта на одной из линий.

Номинальные рабочие токи:

$$I_{ном1} = \frac{(S)}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (23)$$

$$I_{ном1} = \frac{14539}{\sqrt{3} \cdot 220} = 381 \text{ А};$$

Возьмем количество отходящий линий от ПС Цифровая на стороне НН

$$I_{ном2} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot U_{НН}}, \quad (24)$$

$$I_{ном2} = \frac{14539}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 3997 \text{ А};$$

Таблица 34 - номинальные рабочие токи

Расположение	Номинально рабочий ток, А.
ВН	381
НН (вводной)	3997
НН (секционный)	1998
НН (линейный)	399

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

4.4 Разработка вариантов конструктивного исполнения ПС и выбор оптимального

Для подстанций существуют два конструктивных исполнения распределительных устройств: открытые (ОРУ) и закрытые (ЗРУ). Устройства типа ОРУ имеют основное оборудование, расположенное на открытом

воздухе, что обеспечивает удобный доступ для наблюдения, простоту расширения и относительно низкую цену. Устройства типа ЗРУ, в свою очередь, предназначены для установки оборудования в закрытых помещениях и применяются при строительстве подстанций вблизи жилых домов в условиях ограниченной территории, а также как РУ, которые наиболее соответствуют современным требованиям. Они обеспечивают меньшую занимаемую площадь, так как расстояние между токоведущими частями в закрытых устройствах меньше, чем в открытых. В данном случае было принято решение возвести подстанцию с закрытым распределительным устройством, типа КРУЭ – 220 кВ, отвечающую современным требованиям надежности, безопасности и более простой в эксплуатации.

4.4.1 Выбор и проверка КРУЭ 220 кВ и КРУ 10 кВ

Проведем проверку КРУЭ.

Выбор и проверку будем осуществлять с соответствие с методикой, изложенной в [24].

В качестве расчетных данных выступают величины, рассчитанные в разделе 4.

Условия выбора:

1) По номинальному напряжению [17]:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (25)$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ}.$$

2) По номинальному току [17]:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}, \quad (26)$$

$$1250 \text{ А} \geq 354 \text{ А}.$$

3) По предельному сквозному току КЗ - на электродинамическую стойкость [17]:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п.о}}, \quad (27)$$

$$31,5 \text{ кА} \geq 15,18 \text{ кА}.$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (28)$$

$$79 \text{ кА} \geq 36,49 \text{ кА}.$$

3) По тепловому импульсу-на термическую стойкость [17]:

$$B_k = I_{\text{По}}^2 \cdot (t_{\text{с.в}} + t_{\text{р.з.}} + T_a); \quad (29)$$

где T_a - постоянная затухания;

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

$t_{\text{р.з.}}$ - ступень селективности.

Таблица 35 - Время отключения выключателей.

№ выключателя	$t_{\text{р.з.}}, \text{ с}$	$T_a, \text{ с}$	$t_{\text{с.в}}, \text{ с}$	$t_{\text{откл}}, \text{ с}$
КРУЭ 220 кВ				
1	0,1	0,05	0,05	0,15
КРУ 10кВ				
2	0,05	0,01	0,03	0,08

$$B_{\text{к.ном}} \geq B_k \quad (30)$$

$$B_k = 3,81^2 \cdot (0,05 + 0,1 + 0,05) = 290 \text{ кА}^2 \text{ с};$$

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

$$1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 290 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Все каталожные и расчетные величины выбора и проверки КРУЭ Sieyuan Electric 220 кВ [14] сведены в таблицу 36.

Таблица 36 - Параметры выбора КРУЭ Sieyuan Electric 220 кВ

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{max1}} = 354 \text{ А}$ $I_{\text{max2}} = 177 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{отклном}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 3,81 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{вкл.}} = 63 \text{ кА}$	$i_y = 9,59 \text{ кА}$	$i_y < i_{\text{вкл.}}$
$I_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 3,81 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{дин}}$
$i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$i_y = 9,59 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{\text{дин}}$
$i_{\text{аном}} = 63 \text{ кА}$	$i_a = 29,77 \text{ кА}$	$i_a < i_{\text{аном.}}$
$B_{\text{кном}} = 11907 \text{ кА}^2 \text{с}$	$B_{\text{к}} = 290 \text{ кА}^2 \text{с}$	$B_{\text{к}} < B_{\text{кном}}$

Данное КРУЭ полностью соответствует необходимым требованиям и принимается к установке на проектируемой ПС.

Выбор и проверка ячеек КРУ 10 кВ.

Выбор ячеек КРУ производится аналогично выбору выключателей.

Каталожные данные для КРУ- КУ-10С приведены в таблице 37[13].

Таблица 37 – Параметры КРУ- КУ-10С

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	4000
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	50
Электродинамическая стойкость, кА	128
Термическая стойкость, кА/с	50
Тип выключателя	Вакуумный
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный.

Сопоставление приведено в таблице 38[13].

Таблица 38 – Условия выбора и проверки ячеек КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 3815 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 112.17 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{к.ном} = 2460 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 1787 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

КРУ марки КУ-10С удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к эксплуатации.

4.4.2 Выбор и проверка выключателей

Выключатели КРУЭ обладают следующими особенностями:

- надежная включающая и отключающая способность;
- низкий шум;
- самоконтроль системы;
- не требует технического обслуживания;
- однофазное автоматическое повторное включение.

Произведем типовой расчет выбора выключателя для КРУЭ – Sieyuan Electric 220 кВ.

Проверим выключатель по основным параметрам.

- 1) Выключатель проверяется по напряжению [24]:

$$U_{ном} \geq U_{уст}, \quad (31)$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ}.$$

- 2) Выключатель проверяется по длительно допустимому току[24]:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р.ном}}, \quad (32)$$

$$1250 \text{ A} \geq 354 \text{ A}.$$

3) Выключатель проверяется по отключающей способности [24]:

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{ПО}}, \quad (33)$$

$$63 \geq 15,18 \text{ A}.$$

$$i_{\text{вкл.ном}} \geq 1,85 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}, \quad (34)$$

$$i_{\text{вкл.ном}} \geq 1,85 \cdot \sqrt{2} \cdot 21,05.$$

$$63 \geq 36,49 \text{ A}.$$

4) Выключатель проверяется на термическую стойкость по тепловому импульсу тока КЗ [24]:

$$B_{\text{к}} = 15,18^2 \cdot (0,05 + 0,1 + 0,05) = 304 \text{ к A}^2 \text{ с};$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}, \quad (35)$$

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

$$63^2 \cdot 3 \geq 304 \text{ к A}^2 \text{ с}.$$

$$11907 \geq 304 \text{ к A}^2 \text{ с}.$$

Результаты выбора параметров выключателя КРУЭ Sieyuan Electric 220 кВ [14] сведем в таблицу 39.

Таблица 39 - Параметры выключателя КРУЭ Sieyuan Electric 220 кВ

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} 1250 \text{ А}$	$I_{\text{max1}} = 354 \text{ А}$ $I_{\text{max2}} = 177 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{отклном}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 3,81 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{вкл.}} = 63 \text{ кА}$	$i_y = 9,59 \text{ кА}$	$i_y < i_{\text{вкл.}}$
$I_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 3,81 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{дин}}$
$i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$i_y = 9,59 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{\text{дин}}$
$i_{\text{аном}} = 63 \text{ кА}$	$i_a = 29,77 \text{ кА}$	$i_a < i_{\text{аном.}}$
$B_{\text{кном}} = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 290 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k < B_{\text{кном}}$

Данный выключатель удовлетворяет условиям проверки.

В качестве силовых выключателей в КРУ применяются ВВУ-10. Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе вводного выключателя [13] представлены в таблице 40.

Таблица 40 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе вводного выключателя 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{раб. max}} = 3815 \text{ А}$	$I_{\text{раб. max}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} = 44.56 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{откл. ном}}$
$i_{\text{вкл}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 112,17 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}}$
$I_{\text{вкл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}}^{(3)} = 44.56 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{вкл}}$
$i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 112,17 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}}^{(3)} = 44.56 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{дин}}$
$B_{\text{к.ном}} = 2460 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 1787 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

Таблица 41 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе секционного выключателя 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 1908 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 50 \text{ кА}$	$I_{п.о} = 44.56 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{вкл} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 112,17 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 44.56 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 112,17 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 50 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 44.56 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 2460 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 1787 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Выбранные выключатели на стороне 10 кВ полностью удовлетворяют условиям проверки.

4.4.3 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта.

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ [24]. Выбираем разъединитель КРУЭ Sieyuan Electric -220 [14].

Таблица 42 - Разъединитель КРУЭ Sieyuan Electric – 220

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
1	2	3
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{max1} = 354 \text{ А}$ $I_{max2} = 177 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{отклном} = 40 \text{ кА}$	$I_{п0} = 3,81 \text{ кА}$	$I_{п0} < I_{отклном}$

Продолжение таблицы 42		
1	2	3
$i_{\text{вкл.}} = 40 \text{ кА}$	$i_y = 9,59 \text{ кА}$	$i_y < i_{\text{вкл.}}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 3,81 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{дин}}$
$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_y = 9,59 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{\text{дин}}$
$i_{\text{аном}} = 40 \text{ кА}$	$i_a = 29,77 \text{ кА}$	$i_a < i_{\text{аном.}}$
$B_{\text{кном}} = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 290 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < B_{\text{кном}}$

Данный разъединитель удовлетворяет условиям проверки.

4.4.4 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока - это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи: ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ [24].

Таблица 43 - Зависимость длины соединительных проводов напряжения

$U_n, \text{кВ}$	$l, \text{м}$
220	60 – 75
10	10

Принимаем кабель АКРНГ с жилами сечением 4 мм^2 , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q}, \quad (36)$$

$$Z_{2p} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\kappa} \quad (37)$$

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

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

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

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{н}}^2}; \quad (38)$$

КРУЭ Sieyuan Electric 220 кВ:

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

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

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

Выберем измерительные приборы и приборы учета в ячейках КРУЭ Sieyuan Electric 220 кВ [14].

Таблица 44 - Измерительные приборы и приборы учета в ячейках КРУЭ Sieyuan Electric 220 кВ

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

Таблица 45 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 2210 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 1200 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 354 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S)	$Z_2 = 0,7 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$i_{пр.скв} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,59 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$B_{Кном} = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 290 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{Кном} > B_k$

4.4.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения (ТН) выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке [24].

КРУЭ Sieyuan Electric 220 кВ:

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин КРУЭ Sieyuan Electric 220 кВ [14].

Таблица 46 - Вторичная нагрузка ТН на ВН

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	ЩП120П	6	2	12
Ваттметр	СР-3021	5	2	10
Варметр	СТ-3021	5	2	10
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	2	15
Частотометр	СР-3021	5	1	5
Итого				52

Суммарная мощность приборов:

$$52 \text{ BA} \leq 120 \text{ BA}.$$

Таблица 47 - Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТН [14]

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 120 \text{ BA}$	$S_{\Sigma} = 52 \text{ BA}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

Выбранный трансформатор напряжения прошел проверку.

4.4.6 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН

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

$$I_{доп} = 925 \text{ A};$$

Выбор сечения шин производится по допустимому току [24]:

$$I_{maxBH} \leq I_{доп};$$

$354 \leq 925$ – условие выполняется.

Минимальное сечение по условию термической стойкости [24]:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \quad (39)$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{290 \cdot 10^6}}{91} = 103,4 \text{ мм}^2;$$

$q_{min} < q$ – условие выполняется.

Момент инерции шины, расположенной на изоляторах плашмя [24]:

$$J = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{64}; \quad (40)$$

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

Определяем максимальную длину пролета между изоляторами для исключения явления механического резонанса [24]:

$$f_0 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}; \quad (41)$$

$$f_0 = 200 \text{ Гц};$$

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

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

Принимаем $l = 1,35 \text{ м};$

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a}; \quad (42)$$

a – расстояние между фазами для 220 кВ равно 2 м;

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{9590^2}{2} = 198,7 \text{ Н / м};$$

Напряжение в материале шины возникающее из-за изгибающего усилия, (МПа) [24]:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W_{\phi}}; \quad (43)$$

$$W_{\phi} = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{32 \cdot D} = 1,9 \text{ см}^3; \quad (44)$$

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

$$\sigma_{расч} < \sigma_{доп}. \quad (45)$$

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

Таблица 48 - Сопоставление данных для жестких шин в КРУЭ Sieyuan Electric 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 354 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$B_{к.ном} = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 290 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq B_{к.ном}$
$q = 632 \text{ мм}^2$	$q_{min} = 103,4 \text{ мм}^2$	$q_{min} \leq q$
$\sigma_{доп} = 40 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} = 37,6 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$

4.4.7 Выбор и проверка изоляторов

Опорный изолятор предназначен для крепления токоведущих частей в электрических аппаратах, распределительных устройствах электрических станций и подстанций, комплектных распределительных устройствах. По конструкции представляет собой деталь из изоляционного материала цилиндрической или конической формы, внутрь которой заделана металлическая арматура с резьбовыми отверстиями для крепления шин и монтажа изолятора.

Условия выбора;

По номинальному напряжению [24]

$$U_{уст} \leq U_{НОМ}; \quad (46)$$

$$220 \leq 220.$$

Условие выполняется.

По допустимой нагрузке [24]:

$$F_{расч} \leq F_{ДОП}, \quad (47)$$

$$F_{ДОП} = 0,6 \cdot F; \quad (48)$$

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

Определяем максимальную силу, действующую на изгиб [24]:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h; \quad (49)$$

$$k_h = \frac{H_{из} + h + \frac{b}{2}}{H_{из}}; \quad (50)$$

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

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

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

Таблица 50 - Сопоставление данных опорных изоляторов

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

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

Таким образом, опорный изолятор ИО-220-400 проходит по механической прочности и может быть принят к установке [24].

4.4.8 Выбор и проверка ТСН

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприёмники компрессорной.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов [24]. Мощность трансформаторов выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

Требуемая мощность трансформатора собственных нужд таблица 51.

Таблица 51 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Вид	cos	Р _{уст} , кВт	Q, квар
Охлаждение трансформатора	0,73	20,6	18,5
Подогрев КРУЭ и КРУ	1	20	-
Освещение и вентиляция	1	7	-
Отопление и освещение ОПУ	1	100	-
Освещение	1	10	-
Прочее	1	46	-
Итого		203,6	18,5

$$S_{рас} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8, \quad (51)$$

$$S_{рас} = \sqrt{203,6^2 + 18,5^2} \cdot 0,8 = 159 \text{ кВА}.$$

Принимаем два трансформатора ТМГ – 160/10/0,4.

Все выбранное оборудование удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к установке.

4.4.9 Выбор системы оперативного тока

Оперативный ток на электростанциях и подстанциях выполняет критически важную функцию – обеспечивает питание вторичных систем, включая:

- цепи релейной защиты и автоматики;

- устройства телемеханики и дистанционного управления;
- системы аварийной и предупредительной сигнализации.

Особое значение оперативный ток приобретает в аварийных ситуациях, когда используется для:

1. Аварийного освещения
2. Электроснабжения ответственных электроприводов:
 - приводов коммутационных аппаратов;
 - аварийных масляных насосов (систем регулирования, смазки и уплотнений турбоагрегатов)
 - других особо важных механизмов собственных нужд

Эти системы обеспечивают поддержание оборудования в рабочем состоянии при нарушениях нормального режима работы энергообъекта, предотвращая развитие аварий и минимизируя их последствия.

Ключевые требования к системам оперативного тока:

- высокая надежность питания
- автономность работы при исчезновении основного питания
- быстродействие при переходе на резервные источники.

От источника оперативного тока требуется повышенная надежность, их мощность должна быть достаточна для действия, вторичных устройств и самых тяжелых авариях, а напряжение должно отличаться высокой стабильностью. Требования повышенной надежности приводят к необходимости резервирования источников тока и распределительных сетей. Наиболее надежными источниками питания оперативных цепей является аккумуляторные батареи. Постоянный оперативный ток от аккумуляторных батарей широко применяется на электрических станциях разных типов и крупных подстанциях 220 кВ и выше. Недостаток применение постоянного оперативного тока – большая стоимость как самих аккумуляторных батарей, так и сети, которая при централизованном распределении получается очень сложной и сильно разветвленной.

Для ПС Цифровая была выбрана система оперативного тока компании «Элекком» [17].

Оборудование представлено:

- шкафы постоянного оперативного тока ШОТЭ;
- щиты постоянного тока ЩПТ;
- тиристорные зарядно-питающие устройство серии ЗПУ-3.XXX;
- устройства стабилизации напряжения постоянного тока УСНПТ;
- система контроля изоляции;
- защитно-коммутационная аппаратура;
- система аккумуляторных батарей;
- система мониторинга и связи с АСУ ТП.

Тиристорные зарядно-питающие устройство серии ЗПУ-3.XXX. Зарядно-питающее устройство серии ЗПУ-3.XXX является преобразователем переменного тока в постоянный ток и предназначено для питания нагрузки постоянным током, а также заряда АБ. ЗПУ предназначено для работы в составе СОПТ подстанций и электростанций, а также в системах гарантированного питания. Устройство также может быть использовано в других отраслях, в качестве стабилизированного источника напряжения постоянного тока.

Устройство ЗПУ представляет собой трёхфазный мостовой тиристорный выпрямитель с выходным LC-фильтром и выходным силовым диодом (для обеспечения параллельной работы с аналогичным преобразователем, а также для исключения заряда ёмкостей фильтра от АБ). Управление тиристорами построено по вертикальному принципу с применением микропроцессорной системы импульсно-фазового управления (СИФУ).

ЗПУ имеет следующие основные исполнения:

- одноканальное;
- двухканальное (дополнительный канал - для аккумуляторной батареи с хвостовыми элементами);

- двухканальное с двумя независимыми каналами.

Конструктивно ЗПУ выполняется в виде шкафа, в котором установлены основные элементы силовой схемы и системы управления ЗПУ. У преобразователей с выходным током 320А и более силовой трансформатор устанавливается вне шкафа ЗПУ.

На двери шкафа ЗПУ размещаются: панель управления, устройства индикации и измерения[17].

Устройства стабилизации напряжения постоянного тока УСНПТ.

Устройство стабилизации напряжения постоянного тока (УСНПТ) представляет собой транзисторный преобразователь повышающего типа, предназначенный для работы в системах постоянного тока с аккумуляторными батареями (АБ).

Ключевые функциональные характеристики:

- модульный принцип построения с возможностью горячей замены компонентов;
- автоматическое распределение нагрузки между параллельно работающими модулями
- селективность защиты в системе оперативного постоянного тока (СОПТ)
- контроль параметров с отображением режимов работы, токовых и вольтажных характеристик
- встроенная система диагностики работоспособности оборудования

Технические преимущества решения:

- повышенная надежность за счет резервирования модулей;
- бесперебойность работы при обслуживании (hot-swap);
- точное поддержание выходных параметров;
- упрощенный контроль технического состояния.

Устройство обеспечивает стабильное напряжение в широком диапазоне входных параметров, что особенно важно для ответственных систем постоянного тока энергообъектов.

Система аккумуляторных батарей.

На станциях и подстанциях напряжением 110 кВ и выше с большим количеством присоединений на высокой стороне рекомендуется применение стационарных аккумуляторных батарей с жидким электролитом.

Малообслуживаемые свинцово-кислотные аккумуляторные батареи GroE, OPzS, OGi, PMF, изготовленные по классической технологии с жидким электролитом являются высоконадежным элементом питания для резервирования особо важных нагрузок на объектах энергетики, нефтегазовой отрасли, связи со сроком службы не менее 20 лет. Устанавливаются в отдельном специально оборудованном помещении на специальных стеллажах[17].

4.5 Вывод

Проведенные расчеты и технические обоснования демонстрируют, что предложенные решения способны эффективно решить проблему электроснабжения Свободненского энергорайона Амурской области. Анализ нормального и послеаварийного режима показал отсутствие отклонения параметров режима при реализации варианта 1 и 2. Из двух рассмотренных вариантов развития электрической сети выберем один путем технико-экономического сравнения. Все выбранное в данном разделе оборудование удовлетворяет условиям проверки, его принимаем к установке. Также на данном оборудовании возможно применение технологии цифровой ПС.

5 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПЯРЖЕНИЕМ 220 кВ

В данном разделе проводится сравнительный анализ возможных сценариев модернизации электросетевого хозяйства рассматриваемого района с целью:

1. Выявления наиболее эффективного решения на основе:
 - технико-экономических расчетов;
 - оценки капитальных и эксплуатационных затрат;
 - анализа показателей надежности.
2. Обоснования оптимального варианта развития сети по критериям:
 - минимальных приведенных затрат;
 - максимальной эффективности инвестиций;
 - соответствия перспективам развития территории.
3. Определения экономически целесообразного направления модернизации энергоинфраструктуры.

Методика исследования базируется на комплексном подходе, учитывающем как текущие потребности энергосистемы, так и долгосрочные факторы ее развития.

5.1 Капитальные вложения

Настоящий раздел посвящен оценке капитальных затрат, необходимых для:

- строительства новых линий электропередачи
- возведения подстанционных объектов
- модернизации существующей электросетевой инфраструктуры

Экономическая сущность капитальных вложений Организация новых, расширение действующих и техническое перевооружение энергетических объектов требует привлечения трех видов ресурсов:

1. Материальных (оборудование, материалы)
2. Трудовых (рабочая сила)
3. Финансовых (денежные средства)

Совокупность этих ресурсных затрат формирует объем капитальных вложений. В рамках данного исследования расчеты выполняются с применением укрупненных оценочных показателей, что позволяет:

- получить достоверную оценку стоимости проекта
- обеспечить сопоставимость вариантов
- оптимизировать сроки подготовительных работ

Такой подход соответствует современным практикам предпроектного анализа в электроэнергетике.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых[54]:

- капитальные вложения на сооружение подстанций;
- капитальные вложения на вооружение ЛЭП.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} . \quad (52)$$

В связи со значительным разнообразием технических решений при строительстве и модернизации подстанций (ПС), обусловленным:

- различными схемами компоновки оборудования
 - применением разных материалов и конструкций
 - неодинаковым составом основного и вспомогательного оборудования
- стоимость объектов рассчитывается путем поэлементного анализа следующих основных составляющих:

Основные стоимостные компоненты:

1. Распределительные устройства (ОРУ/ЗРУ различного напряжения)
2. Силовые трансформаторы (автотрансформаторы)
3. Устройства компенсации и регулирования реактивной мощности
4. Постоянные затраты (фундаменты, конструкции, здания)

5. Временные сооружения и инфраструктура

6. Проектно-изыскательские работы и авторский надзор

Такой дифференцированный подход позволяет наиболее точно оценить инвестиционные потребности с учетом конкретных технических условий проекта.

Затраты по п. 6 составляют значения, равные (в процентах от суммы затрат по п. 1–5) [54]:

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.

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{КУ} + K_{РУ} + K_{ПОСТ})K_P \cdot K_{инф}, \quad (53)$$

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

K_P – районный коэффициент;

$K_{инф}$ – индекс изменения сметной стоимости;

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

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств;

$K_{РУ}$ – стоимость распределительных устройств (РУ) проектируемой ПС.

Стоимость РУ определяется как сумма стоимости всех ячеек с выключателями, установленных в РУ или самих выключателей

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капитальные вложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле [54]:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{ВЛ*} \cdot K_{инф}, \quad (54)$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии [54];

l – длина трассы;

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

Расчёт капитальных вложений для варианта подключения объектов на напряжение 220 кВ приведён в приложении Б. Результаты расчета капитальных вложений для варианта №1 сведены в таблицу 52, для варианта №2 представлены в таблице 53.

Таблица 52 – Капитальные вложения для варианта №1

Элементы сети	K , тыс.руб	Оборудование
Проводники	40000	40 км АС-240/32
Трансформаторы	18700	2х ТРДН -100000
Постоянная часть затрат	21000	-
Стоимость распределительных устройств	100400	4Н (220) 2 х выключатель 220 кВ

Таблица 53 – Капитальные вложения для варианта №2

Элементы сети	K , тыс.руб	Оборудование
Проводники	45790	40 км АС-240/32
Трансформаторы	18700	2х ТРДН -100000
Постоянная часть затрат	21000	-
Стоимость распределительных устройств	75400	4Н (220)

Суммарные капитальные вложения для вариантов развития сети:

- вариант №1: $K_{общ} = 1497517$ тыс.руб;

- вариант №2: $K_{общ} = 1309000$ тыс.руб.

По результатам расчета капитальных вложений наиболее выгодным является вариант №2.

5.2 Расчет эксплуатационных издержек

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W}, \quad (55)$$

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:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}; \quad (56)$$

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:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}; \quad (57)$$

где ΔW – потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, принята 2.84 руб/кВт·ч [60].

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

Амортизационные отчисления на реновацию [62]:

$$I_{AM} = K \cdot a_p; \quad (58)$$

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 52.

Таблица 54 – Эксплуатационные издержки

Вариант	И _{э.р.} , тыс.руб	И _{ам.рен.} , тыс.руб	И _{ΔW} тыс.руб	И, тыс.руб
№1	9410	74880	134.99	84420
№2	7979	65460	146.08	73590

По результатам расчета эксплуатационных издержек наиболее выгодным является вариант №2.

5.3 Определение статических приведенных затрат и выбор оптимального варианта сети

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

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

Затраты определяются по формуле [54]:

$$Z = E \cdot K + I; \quad (59)$$

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

K – капитальные вложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I – эксплуатационные издержки.

Произведя расчет по вышеуказанным формулам с найденными капитальными вложениями и издержками, получим значения приведённых затрат, значения которых сведены в таблице 53.

Таблица 55 – Сравнение вариантов

Вариант	Капитальные вложения тыс. руб	Издержки тыс. руб	Затраты тыс. руб
1	1497517	84420	234172
2	1309000	73590	204505
Δ , %	14,40	14,72	14,51

Из двух предложенных вариантов наиболее выгодным является вариант №2, так как капитальные вложения, издержки и, соответственно, приведённые затраты на сооружение сети меньше на 15% по сравнению с вариантом №1.

5.4 Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения и показателей надежности

Для определения показателей надежности ПС аналитическим методом для варианта 1 и варианта 2 составляются расчетные схемы. Расчетная схема включает в себя только те элементы схемы, которые нормально включены в рассматриваемом режиме [16]. Расчетная схема для вариантов представлена на рисунке 15.

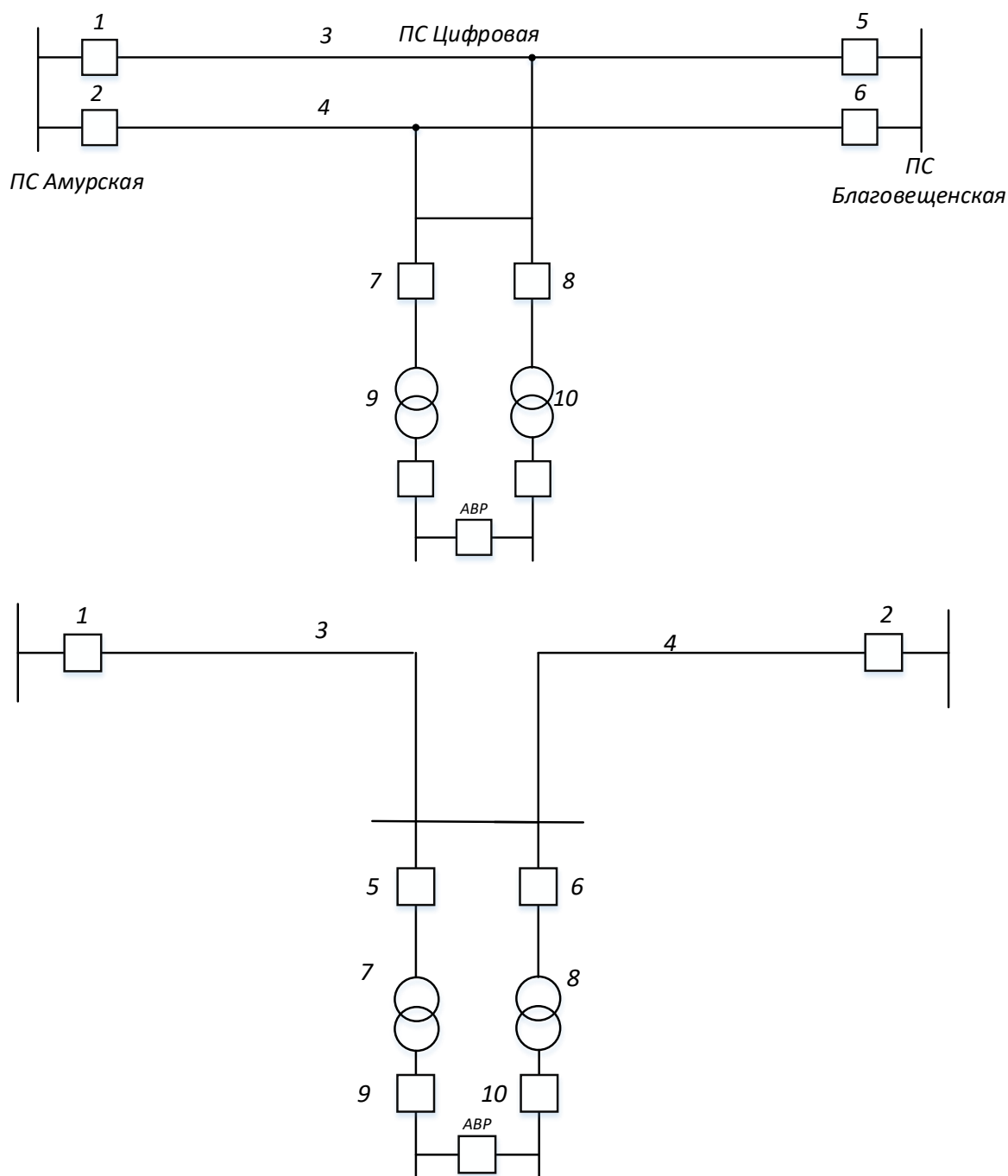


Рисунок 16 – Расчетная схема для определения надёжности

Для каждого элемента расчетной схемы по справочным или эксплуатационным данным определяются следующие показатели надёжности:

- интенсивность отказа или параметр потока отказов;
- среднее время восстановления;
- частота плановых или преднамеренных отключений;
- время плановых или преднамеренных отключений.

По расчетной схеме составляется схема замещения. При этом каждый элемент, который может отказать, замещается прямоугольником. Прямоугольники соединяются последовательно или параллельно в смысле надежности. Последовательное соединение используется для не резервируемых частей схем; параллельное - для частей схем с резервированием замещением [16].

Последовательно соединенные элементы в схеме замещения заменяются одним эквивалентным, для которого рассчитываются следующие показатели надежности:

- параметр потока отказа ω , 1/год;
- время безотказной работы $t_{бес}$, лет;
- время восстановления t_B , час.

Определим показатели надежности линии электропередачи и силовых трансформаторов (автотрансформаторов), выключателей и разъединителей подстанции для первого варианта.

ВЛ одноцепная на железобетонных опорах.

Наименование ПС: ПС Цифровая.

Линия 220 кВ, длина 20 км.

Для ВЛ определим:

Параметр потока отказов $\omega = 0,7 \frac{1}{100} \text{ км год}$

Среднее время восстановления $t_B = 10 \text{ ч}$

Частота плановых отключений $\omega_{ПЛ} = 1,2 \text{ 1/год}$

Время плановых отключений $t_{ПЛ} = 15 \text{ ч}$.

Данные об успешном действии АПВ в таблице 54.

Таблица 56 – Данные об успешном действии АПВ

$U_{ном}$	3-10	20-35	110	220
$P_{АПВ}$	0,5	0,7	0,75	0,8

Найдём вероятность отказа линии:

$$q = \omega \cdot l \cdot t_B = 0,7 \cdot 20 \cdot \frac{10}{8760} = 0,0486;$$

Найдём вероятность безотказной работы:

$$p = 1 - q = 1 - 0,0486 = 0,9514;$$

Найдём расчетное время безотказной работы:

$$T_{p.б} = 0,105 \cdot \frac{1}{\omega} = 0,105 \cdot \frac{1}{\frac{0,7}{8760}} = 13140ч = 1,52;$$

Найдём среднее время наработки на отказ:

$$T_o = \frac{1}{\omega} = \frac{1}{0,7/8760} = 12514,2ч;$$

Для выключателя по справочным данным определяем:

$$\lambda_{B.cm} = 0,016; \alpha_{B.on} = 0,013 \quad N_{on} = 10; \alpha_{B.авт} = 0,005 \quad K_{\alpha i} = 0,3;$$

$$\lambda_{эвл} = 0,005; t_B = 25; T_{on} = 1; t_{B.БЛ} = 10.$$

1. Интенсивность отказов:

$$\lambda_B = \lambda_{B.cm} + \alpha_{B.on} N_{on} + \alpha_{B.авт} \sum_i^n (1 + \alpha K_{\alpha i}) \lambda_{эли};$$

$$\lambda_B = 0,016 + 0,013 \cdot 10 + 0,005 \sum_i^n (1 + 1 \cdot 0,3) \cdot 0,005 \cdot 200 = 0,153$$

где $\lambda_{B.cm}$ - частота отказов выключателя в статическом состоянии;

N_{on} - число оперативных переключений выключателя в год;

$K_{\alpha i}$ - относительная частота неуспешных действий АПВ;

α - показатель наличия АПВ;

$\lambda_{эли}$ - параметр потока отказов присоединенного к выключателю i -го смежного элемента;

n – количество присоединенных к выключателю смежных элементов.

Частота отказов при оперативных переключениях:

$$\lambda_{OP} = \alpha_{B.on} N_{on};$$

$$\lambda_{OP} = 0,013 \cdot 10 = 0,13.$$

Относительная частота отказов при автоматических отключениях повреждаемых смежных элементов:

$$\lambda_{B.авт} = \alpha_{B.авт} \sum_i^n (1 + \alpha K_{\alpha i}) \lambda_{эли};$$

$$\lambda_{B.авт} = 0,005 \cdot (1 + 1 \cdot 0,3) \cdot 0,005 \cdot 200 = 0,007.$$

2. Вероятность отказа:

$$q = q_{CT} + q_{ABT} + q_{ОП} = \lambda_{CT} t_B + \alpha_{B.авт} \sum_i^n (1 + \alpha K_{\alpha i}) \lambda_{\text{эли}} t_{Bi} + \alpha_{B.оп} N_{оп} T_{оп};$$

$$q = \frac{0,016 \cdot 25}{8760} + \frac{0,013 \cdot 10 \cdot 1}{8760} + \frac{0,005 \cdot (1 + 1 \cdot 0,3) \cdot 0,005 \cdot 200 \cdot 10}{8760} = 0,00006792.$$

где t_B - время восстановления выключателя;

t_{Bi} - время восстановления i -го смежного элемента;

$T_{оп}$ - время оперативных переключений.

Показатели надежности остальных элементов считаем аналогично.

Трансформатор 100 МВА;

Выключатель – Элегазовый;

Разъединитель – 220 кВ.

Полученные значения сведем в таблицу 57.

Таблица 57 – показатели надежности элементов

Параметр Элемент	$\omega, 1/\text{год}$	$t_B, \text{ч}$	$\omega_{ПЛ}, 1/\text{год}$	$t_{ПЛ}, \text{ч}$	q	Р	$T_{р.б}, \text{ч}$	$T_{отк}, \text{ч}$
Воздушная линия	0,7	10	1,2	15	0,0486	0,9514	13140	12514,2
Силовой трансформатор	0,01	40	0,25	6	0,0003196	0,9996804	91980	876000
Выключатель	0,016	25	0,86	8	0,0003196	0,9999804	57490	547500
Разъединитель	0,01	6	0,834	4	0,0004795	0,9995205	91980	876000

Параметры для выключателя сведем в таблицу 58.

Таблица 58 – показатели надежности выключателя

	Интенсивность отказов	Частота отказов	Относительная частота отказов	Вероятность отказа
Выключатель	0,153	0,13	0,07	0,00006792

Аналогичные расчеты показателей надежности для варианта 2 представлен в приложении Б.

Ущерб от отказа или нарушения электроснабжения – это комплексный показатель надежности электроснабжения потребителей, т.е. экономическая категория.

Он характеризует свойство потребительской стоимости электроэнергии, поставляемой с определенной надежностью. Его применяют при подсчете штрафов, пени и неустоек, связанных с нарушением договорных обязательств, вызванных перерывами электроснабжения потребителей.

При выборе стратегий оперативного и технического обслуживания учет фактора надежности осуществляется на основе количественной оценки ущерба [16].

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

Ущерб внезапности – составляющая ущерба, связанная с появлением фактора внезапности, в результате которого могут произойти нарушения технологического процесса, брак, поломка оборудования и т.д. Этот ущерб зависит от типа потребителя, величины недоданной энергии, глубины ограничения и наличия у потребителя резервов разного рода.

Величина основного ущерба [17]:

$$Y_{осн} = y_{01} \cdot T_{\Gamma} \cdot P_{cp} \cdot q_{cx}, \quad (60)$$

где P_{cp} – средняя мощность потребителя МВт;

$y_{осн}$ – удельный ущерб руб/кВт;

q_{cx} – вероятность отказа.

Величина ущерба внезапности:

$$Y_{вн} = y_{02} \cdot q_{cx} \cdot P_{\max}, \quad (61)$$

Величина полного ущерба при отключении электроснабжения за год [17]:

$$Y = Y_{осн} + Y_{вн} \quad (62)$$

Подробный расчёт величины ущерба для варианта №1 и №2 приведён в приложении Б. Результаты расчета величины ущерба для ПС представлены в таблице 59.

Таблица 59 – Расчет величины ущерба для ПС Цифровая

Объект	ω , 1/год	t_B , час	$t_{без}$, лет	y , кВт	T_{cp} , ч	Y , тыс.руб
Цифровая вариант №1	0.0034	9.03	292	141800	137.42	55760
Цифровая вариант №2	0.00014	0.925	6947	141400	133.88	54330

Расчет приведенных затрат с учетом ущерба:

$$Z = E \cdot K + I + Y \quad (63)$$

По результатам расчета ущерба можно сделать окончательный вывод, что наиболее экономически привлекательный по всем рассчитанным показателям вариант №2, который принимается для дальнейшего расчета принимаем его.

5.5 Оценка инвестиционной привлекательности проекта

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

Оценка экономической эффективности производится для варианта №2.

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

Объем продаж электроэнергии потребителю в год [49]:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T; \quad (64)$$

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

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

Полезно отпущенная электроэнергия определяется [49]:

$$W_t = P_H \cdot T_{\max}, \quad (65)$$

где P_H – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

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

$$W_t = 121500 \cdot 8760 = 668300 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

$$O_{Pt} = 668300 \cdot 0.5 = 334100 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль от реализации продукции определится [49]:

$$\Pi_{\sigma t} = O_{Pt} - I_t - K_t - Y_t; \quad (66)$$

где K_t – суммарные капитальные вложения в год;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год;

U_t – суммарная величина ущерба в год.

Ежегодные отчисления налога на прибыль [49]:

$$H_t = 0,2 \cdot (\Pi_{6t}). \quad (67)$$

Величина прибыли после вычета налогов ($\Pi_{чt}$) численно равна прибыли от реализации (Π_{6t}) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль [49]:

$$\Pi_{чt} = \Pi_{6t} - H_t. \quad (68)$$

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

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется следующим образом [49]:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (69)$$

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 16.

Рентабельность инвестиций рассчитываются по каждому году расчётного периода после начала эксплуатации электросетевого объекта или только по некоторым характерным годам. В качестве характерных рассматриваются: год после выхода на режим нормальной эксплуатации, но с

выплатой заемных средств и с финансовыми издержками, а также в период после выплаты всей суммы кредита и процентов.

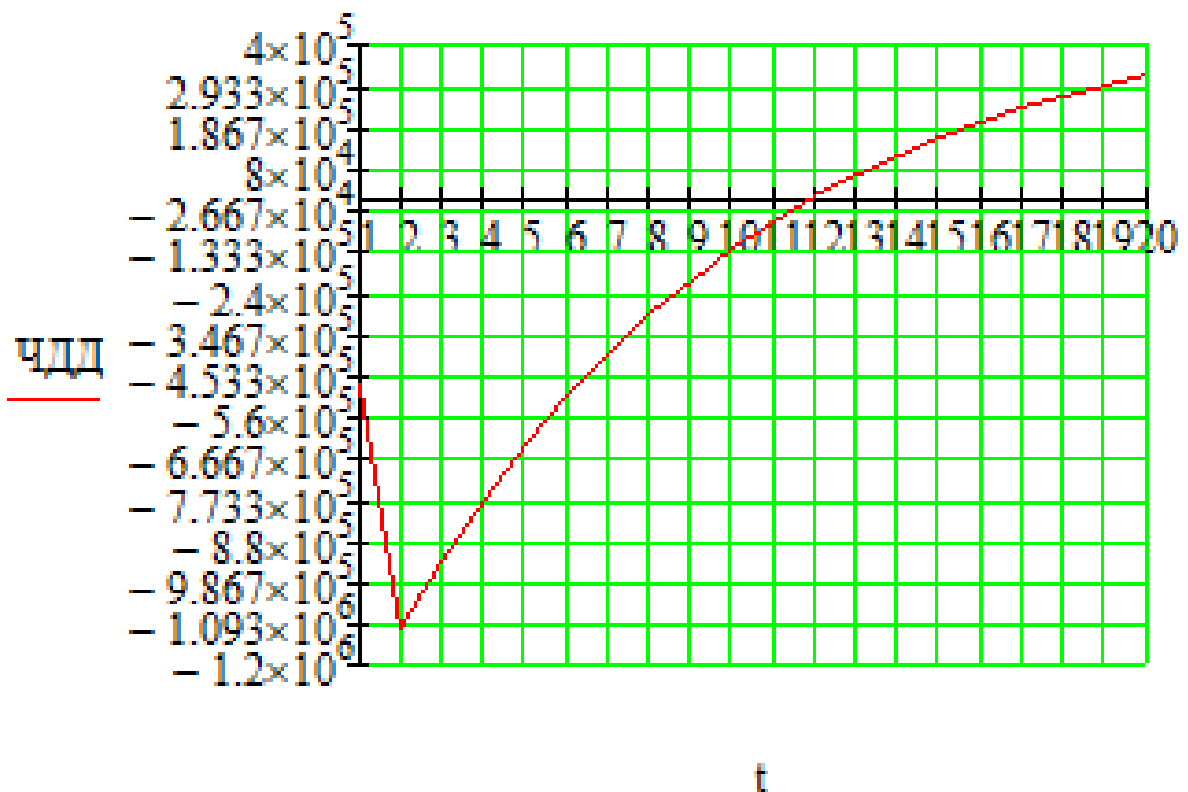


Рисунок 17 – График ЧДД

В нашем случае считаем, что объект построен без заёмных средств. Рентабельность инвестиций определяется по формуле [49]:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t' - H_t}{K}, \quad (70)$$

где K – суммарные капитальные вложения;

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

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

H_t – налог на прибыль.

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

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

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования называется продолжительность периода от начального момента до «момента окупаемости с учетом дисконтирования» – наиболее раннего момента времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остается положительным. Расчёт оценки экономической эффективности для варианта №2 в приложении Б. Из графика ЧДД рисунка 16 видно, что срок окупаемости проекта сети не превышает 11 лет. Значения ЧДД положительны и, следовательно, проект является инвестиционно-привлекательным и рекомендуется к реализации. Значение ЧД не превышает 8 лет.

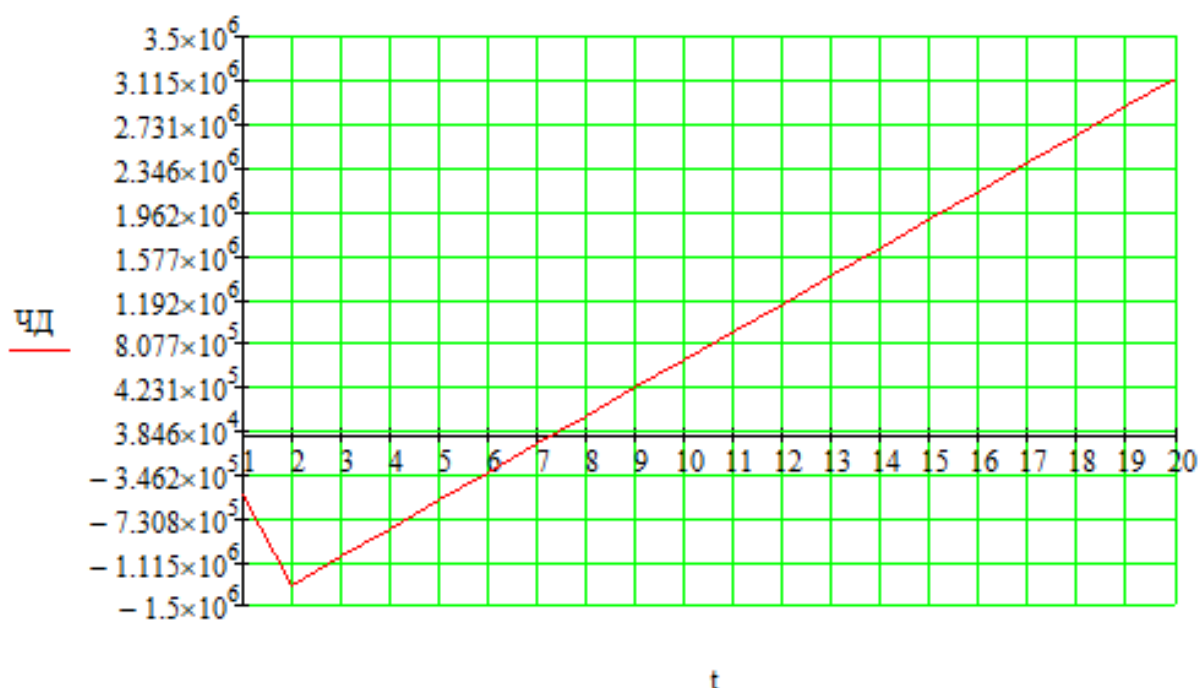


Рисунок 18 – График ЧД

5.6 Вывод

Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капитальных вложениях в 1309 миллионов руб. составит 11 лет. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций $IDД > 1$ ($IDД = 1.248$). Рентабельность проекта составит 18.925 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной магистерской диссертации были поставлены и решены основные задачи по разработке варианта подключения ПС Цифровая для электрификации крупных потребителей в Амурской области на величину 135 МВт. Все решения учитывают необходимые параметры по надежности и качеству электроснабжения при интеграции ПС Цифровая в существующую сеть.

Осуществлен подробный анализ электрических сетей Свободненского энергорайона, согласно анализа схемной ситуации можно сделать вывод о том, что в выбранном эквиваленте большая протяженность линий напряжением 220 кВ и согласно расчету режима, мы наблюдаем малую их загрузку, что приводит к большим перетокам реактивной мощности, и как следствие, к высоким уровням напряжения на шинах подстанций за счет зарядных мощностей. После расчета существующего и послеаварийного режима никаких проблем с параметрами режима не наблюдается, все значения находятся в допустимых пределах. По нагрузкам ЛЭП можно сделать вывод, что в существующей схеме есть возможности для подключения новой нагрузки к существующим сетям.

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

Для проектирования подключения ПС Цифровая предлагается применение инновационные технологии КРУЭ И КРУ с дистанционным управлением, а также для соответствия современным требованиям управления и контроля параметров, интеграции цифровой подстанции. Они становятся все более актуальными и востребованными, поскольку они способны обеспечивать более эффективное, гибкое управление электроснабжением и повышать надежность. Одной из ключевых причин использования закрытых распределительных устройств является их безопасность. Кроме того,

закрытые распределительные устройства обладают высокой степенью автоматизации и удаленного управления. Это позволяет оперативно контролировать и регулировать электроснабжение, снижать потери электроэнергии и повышать энергоэффективность. Все эти характеристики отвечают целям данного проекта.

Были разработаны четыре возможных варианта подключения ПС Цифровая. Для этих вариантов просчитаны и проанализированы установившиеся нормальный и послеаварийные режимы, проверено и отрегулировано напряжение в узлах.

Определены оптимальные приведенные затраты и капитальные вложения на реализацию предложенных проектов. Лучшим по этим показателям является вариант с подключением ПС Цифровая к существующим сетям на напряжение 220 кВ отпайками к двум ЛЭП 220 кВ Амурская – Благовещенская №1,2.

Для выбранного варианта подключения проведена техническая проработка, рассчитаны токи короткого замыкания, а также выбрано и проверено основное оборудование подстанции, отвечающее современным требованиям по надежности электроснабжения и качеству электроэнергии.

Таким образом, в магистерской диссертации показана целесообразность подключения ПС Цифровая к электрической сети Амурской области по разработанному экономически выгодному варианту, с применением современных инновационных технологий и оборудования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. «Алюминиевый композитный усиленный провод». Энерго–эксперт №3, 2007.
2. Алюминиевый композитный усиленный провод АССС [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.kabel-news.ru/netcat_files/90/100 (дата обращения 25.03.2024).
3. Басова Т.Ф., Борисов Е.И., Бологова В.В. и др. Экономика и управление энергетическими предприятиями: Учебник для студентов высших учебных заведений / под ред. Кожевникова Н.Н. – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 432 с.
4. Васильева В.Я., Дробиков Г.А., Лагутин В.А. Эксплуатация электрооборудования электрических станций и подстанций: учебное пособие. – Чебоксары: Чувашский гос. ун-т, 2000. – 864 с.
5. Выбор ограничителей перенапряжений производства «Таврида Электрик» в сетях среднего напряжения [Электронный ресурс]. URL: www.yanviktor.ru/isyptaniya/opn/vybor_opn. о . (дата обращения 22.11.2024).
6. 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).
7. ГОСТ 16110-82. Трансформаторы силовые. Термины и определения.
8. ГОСТ 9680-77. Трансформаторы силовые мощностью 0,01 кВ·А и более. Ряд номинальных мощностей.
9. 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).

10. Идельчик В.И. Электрические системы и сети : учеб./ В. И. Идельчик. – М.:Энергоатомиздат, 2009. – 592 с.
11. Измерительные оптические трансформаторы тока и напряжения [Электронный ресурс]. URL: <http://www.ruscable.ru/doc/analytic/KPD5/proline.pdf> (дата обращения 22.01.2024).
12. КРУ-СЭЩ-70 6, 10, 15, 20 кВ [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-70-6-10-15-20-kv/> - 1.03.2024 (дата обращения 23.02.2025)
13. КРУЭ 220 кВ компании Sieyuan Electric [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://sieyuan.ru/files/krue.pdf> - 23.02.2023 (дата обращения 12.12.2024)
14. 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> (дата обращения 17.03.2025)
15. Китушин, В. Г. Надежность энергетических систем [Текст] : учеб. пособие / В. Г. Китушин Ч. 1 : Теоретические основы. – Новосибирск : изд-во НГТУ, 2003. -255 с.
16. Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ) 110-500 кВ [Электронный ресурс]. URL: http://www.alstomrusal.ru/podstantsii_peremennogo_toka/krue (дата обращения 22.01.2024)
17. 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 22.01.2024).

18. Завод по производству низковольтных комплектных устройств(НКУ) [Электронный ресурс]. URL: [http:// Elekkomgroup.ru](http://Elekkomgroup.ru)(дата обращения 09.06.2025)

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

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

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

22. 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

23. Афанасьев, А.П. Материалы XXV региональной научно-практической конференции «Молодежь XXI века: шаг в будущее» Благовещенск: ФГБОУ Амурская ГМА Минздрава России, 2024. С.526-527

24. 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

25. Половко, А.М. Основы теории надежности [Текст] : практикум : рек. УМО / А.М. Половко, С. В. Гуров. - СПб. : БХВ-Петербург, 2006. - 558 с.

26. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд.- М. : Омега-Л, 2006, 2013. – 269 с.

27. Провода АААС-Z из алюминиево-магниевого сплава [Электронный ресурс]: URL: <https://avatok.ru/download/%D0%90%D0%90%D0%90%D0%A1-Z.pdf> (дата обращения: 15.11.2024).

28. Провода АССС алюминиевые с сердечником из композитных материалов [Электронный ресурс]: URL: <https://avatok.ru/images/download/katalog.pdf> (дата обращения: 15.11.2024).

29. Провода высокопрочные (АСВП) и высокотемпературные (АСВТ) [Электронный ресурс]: URL: http://energoservice.com/files/Harakteristiki_Provoda_ACVP_and_ACVT.pdf (дата обращения: 15.11.2024).

30. 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>

31. Розанов Ю.К., Основы современной энергетики. Том 2. Современная электроэнергетика. [Электронный ресурс] : учеб. / Розанов Ю.К., Старшинов В.А., Серебрянников С.В.. — Электрон.дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2010. — 632 с. — Режим доступа : <http://e.lanbook.com/book/72256>

32. 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>

33. 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.

34. 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.

35. 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.

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

37. 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: 12.03.2024).

38. Савина, Н.В. Надежность систем электроэнергетики [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н.В. Савина – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2011. – 268 с., 1898 Кб. - Режим доступа : http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/3060.pdf

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

40. 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

41. 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

42. 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

43. 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.

44. Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2025 – 2030 годы. Введ. 2022-02-28. – Минэнерго России, 2024. – 197 с.

45. Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2025–2030 годы. – Минэнерго России, 2024. – 59 с.

46. 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>

47. Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.html>- 1.04.2023(дата обращения 23.11.24)

48. 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: 07.04.2025).

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> (дата обращения 16.02.25).

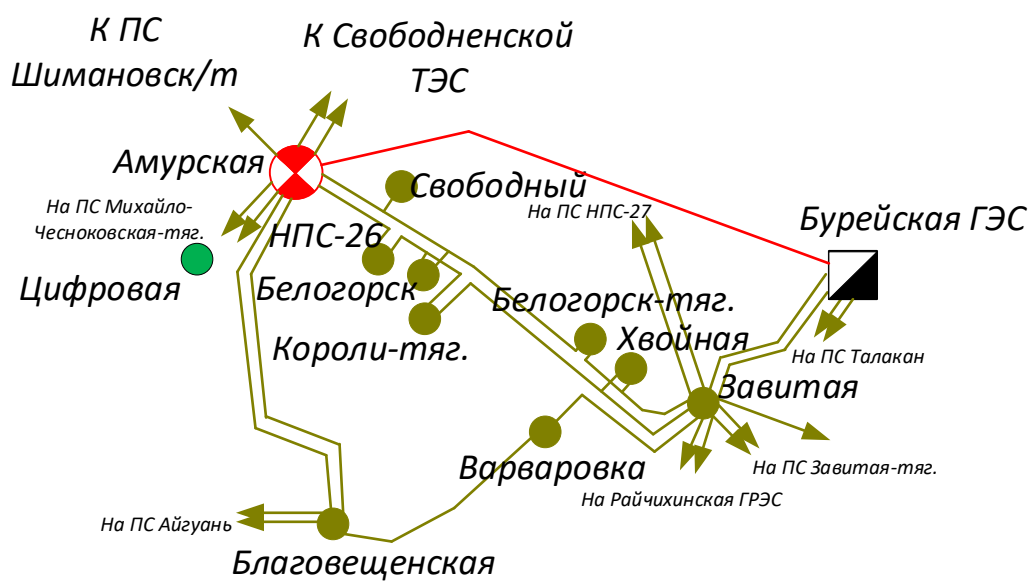
50. Электротехническое оборудование последнего поколения [Электронный ресурс] : учеб. пособие для магист. программы "Электроэнергет. системы и сети" / сост. А. Н. Козлов, В. А. Козлов, А. Г. Ротачева; АмГУ, Эн. ф. - 2-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 165 с. Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9692.pdf (дата обращения 02.09.24)

51. Русская википедия [Электронный ресурс]. URL: https://ru.ruwiki.ru/wiki/Русская_Википедия (дата обращения 03.11.24)

52. Амурская область – твой Дальний Восток [Электронный ресурс]: URL: <https://tvoidv.ru/regions/amurskaya-oblast/> (дата обращения 03.11.24)

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Топологическая схема эквивалента электрической сети



Приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ:

ТРДН 100000/220/10

$S_{\text{НОМ}} := 100000$ кВА

$P_K := 90000$ Вт

$P_{\text{ХХ}} := 21000$ Вт

Нагрузки эквивалентного графика по участкам:

$S_1 := 27000$ кВА $S_5 := 121500$ кВА $S_9 := 81000$ кВА

$S_2 := 27000$ кВА $S_6 := 135000$ кВА $S_{10} := 67500$ кВА

$S_3 := 27000$ кВА $S_7 := 114750$ кВА $S_{11} := 54000$ кВА

$S_4 := 67500$ кВА $S_8 := 128250$ кВА $S_{12} := 54000$ кВА

$t := 2$ ч

3 ПРЕОБРАЗОВАНИЕ МНОГОСТУПЕНЧАТОГО ГРАФИКА
НАГРУЗКИ В ДВУХСТУПЕНЧАТЫЙ:

$$K_1 := \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t + S_2^2 \cdot t + S_3^2 \cdot t + S_4^2 \cdot t + S_9^2 \cdot t + S_{10}^2 \cdot t + S_{11}^2 \cdot t + S_{12}^2 \cdot t}{8 \cdot t}} = 0.544$$

Участок перегрузки:

$$K_{2'} := \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \sqrt{\frac{S_5^2 \cdot t + S_6^2 \cdot t + S_7^2 \cdot t + S_8^2 \cdot t}{4 \cdot t}} = 1.251$$

$S_{\text{max}} := 135000$ кВА

$$K_{\text{max}} := \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ}}} = 1.35$$

$$0.9 \cdot K_{\text{max}} = 1.215$$

Так как $0.9 \cdot K_{\text{max}} < K_{2'}$, то следует $K_2 = K_{2'}$

$$K_2 := K_{2'} = 1.251$$

Расчётная продолжительность перегрузки:

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

$$h := \frac{(K_2)^3}{(0.9 \cdot K_{\max})^2} = 1.326 \quad \text{ч}$$

РАСЧЁТ ТЕМПЕРАТУРЫ НАИБОЛЕЕ НАГРЕТОЙ ТОЧКИ И
ОТНОСИТЕЛЬНОГО ИЗНОСА ИЗОЛЯЦИИ.

Постоянная времени нагрева трансформатора согласно ГОСТ:

$$T_{\text{ПН}} := 3 \quad \text{часа}$$

Определяется температура нагрева масла:

$v_{\text{м.ном}}$ -превышение температуры масла в верхних слоях над температурой
окружающей среды при номинальных условиях

Для системы охлаждения М и Д:

$$v_{\text{м.ном}} := 55 \quad ^\circ\text{C}$$

$$x := 0.9$$

Отношение потерь короткого замыкания к потерям хх.:

$$d := \frac{P_K}{P_{\text{хх}}} = 4.286$$

$v_{\text{о.э}}$ - эквивалентная зимняя температура, принимаемая по справочным данным

Для Амурской области

$$\Theta_{\text{охл}} := -18.6 \quad ^\circ\text{C}$$

$$v_{\text{м.к1}} := v_{\text{м.ном}} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K_1^2}{1 + d} \right)^x = 25.696 \quad ^\circ\text{C}$$

Температура масла не превышает предельно допустимые ($115 \text{ } ^\circ\text{C}$).

Определяется температура наиболее нагреток точки обмотки:

$v_{\text{ннт.м.ном}}$ -суммарный перепад температуры между наиболее нагретой
точкой изоляции и верхними слоями масла при номинальных условиях.

Для системы охлаждения М,Д:

$$v_{\text{ннт.м.ном}} := 23 \quad ^\circ\text{C}$$

$$y := 1.6$$

$$v_{\text{ннт.м.к1}} := v_{\text{ннт.м.ном}} \cdot K_1^y = 8.688 \quad ^\circ\text{C}$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

Температура наиболее нагретой точки обмотки:

$$\Theta_{\text{ннт.к1}} := \Theta_{\text{охл}} + v_{\text{м.к1}} + v_{\text{ннт.м.к1}} = 15.784 \quad ^\circ\text{C}$$

Температура наиболее нагретой точки обмотки в переходном тепловом режиме нагрева:

$$v_{\text{м.к2}} := v_{\text{м.ном}} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K_2^2}{1 + d} \right)^x = 77.231 \quad ^\circ\text{C}$$

$$v_{\text{м.н}} := v_{\text{м.к1}} + (v_{\text{м.к2}} - v_{\text{м.к1}}) \cdot \left(1 - e^{\frac{-h}{T_{\text{ПН}}}} \right) = 44.11 \quad ^\circ\text{C}$$

$$v_{\text{ннт.м.к2}} := v_{\text{ннт.м.ном}} \cdot K_2^y = 32.912 \quad ^\circ\text{C}$$

$$\Theta_{\text{ннт.н}} := \Theta_{\text{охл}} + v_{\text{м.н}} + v_{\text{ннт.м.к2}} = 58.422 \quad ^\circ\text{C}$$

Температура наиболее нагретой точки обмотки при загрузке установившейся нагрузке К2

$$\Theta_{\text{ннт.к2}} := \Theta_{\text{охл}} + v_{\text{м.к2}} + v_{\text{ннт.м.к2}} = 91.543 \quad ^\circ\text{C}$$

Температура наиболее нагретой точки обмоток в начале нагрева:

$$v_{\text{м.н.0}} := v_{\text{м.к1}} + (v_{\text{м.к2}} - v_{\text{м.к1}}) \cdot \left(1 - e^{\frac{0}{T_{\text{ПН}}}} \right) = 25.696 \quad ^\circ\text{C}$$

$$\Theta_{\text{ннт.н.0}} := \Theta_{\text{охл}} + v_{\text{м.н.0}} + v_{\text{ннт.м.к2}} = 40.008 \quad ^\circ\text{C}$$

Температура наиболее нагретой точки обмотки в переходном тепловом режиме снижения температуры:

$$t_w := 24 - h - 12 = 10.674 \quad \text{ч}$$

$$v_{\text{м.т}} := v_{\text{м.к1}} + (v_{\text{м.н}} - v_{\text{м.к1}}) \cdot e^{\frac{-t}{T_{\text{ПН}}}} = 26.221 \quad ^\circ\text{C}$$

$$\Theta_{\text{ннт.т}} := \Theta_{\text{охл}} + v_{\text{м.т}} + v_{\text{ннт.м.к1}} = 16.309 \quad ^\circ\text{C}$$

Температура наиболее нагретой точки обмоток в начале снижения температуры:

$$t_w := 0$$

$$v_{\text{м.т.0}} := v_{\text{м.к1}} + (v_{\text{м.н}} - v_{\text{м.к1}}) \cdot e^{\frac{-t}{T_{\text{ПН}}}} = 44.11 \quad ^\circ\text{C}$$

$$\Theta_{\text{ннт.т.0}} := \Theta_{\text{охл}} + v_{\text{м.т.0}} + v_{\text{ннт.м.к1}} = 34.199 \quad ^\circ\text{C}$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

Выбор вводных выключателей: $\alpha_4 := 1$ $\alpha_4 := 1.05$ $K_{уд220} := 1.75$ $K_{уд10} := 1.85$
 $I_{по220} := 10.6$
 $I_{по10} := 45.3$ $T_{a220} := 0.3$ $T_{a10} := 0.6$

$$i_{уд20} := \sqrt{2} \cdot K_{уд220} \cdot I_{по220} = 26.234$$

$$i_{уд10} := \sqrt{2} \cdot K_{уд10} \cdot I_{по10} = 118.518$$

$$I_{ра6220} := \frac{\sqrt{135^2 + 54^2}}{2\sqrt{3} \cdot 220} = 0.191$$

$$I_{ра610.5} := \frac{\sqrt{135^2 + 54^2}}{14\sqrt{3} \cdot 10.5} = 0.571$$

$$B_{крас220} := I_{по220}^2 (1.02 + T_{a220}) = 148.315$$

$$B_{крас10} := I_{по10}^2 (1.02 + T_{a10}) = 3.324 \times 10^3$$

$$i_{a220} := \sqrt{2} \cdot I_{по220} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{a220}}} = 14.499$$

$$\sqrt{135^2 + 54^2} = 145.399$$

$$i_{a10} := \sqrt{2} \cdot I_{по10} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{a10}}} = 63.005$$

*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:

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

Капиталовложения в строительство ВЛ:

$$K_{вл} := C_0 \cdot l$$

$$C_{300.2} := 3280 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{300} := 2100 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{240.2} := 3210 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{240} := 2000 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{185.2} := 3040 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{185} := 1970 \quad \text{тыс.руб/км}$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

$$C_{150.2} := 2860 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{150} := 1900 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{120.2} := 2830 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{120} := 1900 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{95.2} := 2820 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{95} := 1910 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{70.2} := 2920 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{70} := 1940 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{\text{кабел}185} := 1400 \quad \text{тыс.руб/км}$$

Вариант №1.

$$K_{\text{вл1}} := C_{240} \cdot 20 = 40000$$

тыс.руб

Затраты, сопутствующие строительству:

3,3% - временные здания и сооружения;

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

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

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma \text{вл1}} := K_{\text{вл1}} + K_{\text{вл1}} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 45792 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$K_{\text{вл2}} := C_{240} \cdot 20 = 4 \times 10^4$$

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma \text{вл2}} := K_{\text{вл2}} + K_{\text{вл2}} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 4.579 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в строительство ПС:

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

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

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

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

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

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad

$$K_{\text{постодна}} := 47500 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{постмаст}} := 21000 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{py1}} := 75400 = 7.54 \times 10^4$$

$$K_{\text{тр6.3}} := 3600 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр10}} := 4100 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр16}} := 5900 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр25}} := 7100 \quad \text{тыс.руб}$$

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

$$K_{\text{тр63}} := 9200 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр100}} := 18700 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр125}} := 23400 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ВЫК110}} := 7000$$

$$K_{\text{ВЫК220}} := 12500$$

$$K_{\text{ору1}} := K_{\text{py1}} + (K_{\text{ВЫК220}} \cdot 2) = 1.004 \times 10^5$$

$$K_{\text{ору2}} := K_{\text{py1}} = 7.54 \times 10^4$$

$$K_{\text{тр1}} := 2K_{\text{тр100}} = 3.74 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр2}} := 2K_{\text{тр100}} = 3.74 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс1}} := K_{\text{постмаст}} + K_{\text{ору1}} + K_{\text{тр1}} = 1.588 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс2}} := K_{\text{постмаст}} + K_{\text{ору2}} + K_{\text{тр2}} = 1.338 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Итоговые капиталовложения на сооружение ПС:

$$K_{\Sigma \text{пс1}} := K_{\text{пс1}} + K_{\text{пс1}} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 1.818 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\Sigma \text{пс2}} := K_{\text{пс2}} + K_{\text{пс2}} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 1.532 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения на сооружение сети:

$$K_{\text{инф}} := 6.58$$

Вариант №1.

$$K_1 := (K_{\Sigma \text{вл1}} + K_{\Sigma \text{пс1}}) \cdot K_{\text{инф}} = 1497517.459 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$K_2 := (K_{\Sigma \text{вл2}} + K_{\Sigma \text{пс2}}) \cdot K_{\text{инф}} = 1.309 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

Затраты на издержки:

$$И := I_s + I_{ам} + I_{\Delta W}$$

Эксплуатационные издержки:

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

Вариант №1.

$$I_{э1} := \alpha_{э.вл} \cdot K_{\Sigma вл1} + \alpha_{э.пс} \cdot K_{\Sigma пс1} = 9.41 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{э2} := \alpha_{э.вл} \cdot K_{\Sigma вл2} + \alpha_{э.пс} \cdot K_{\Sigma пс2} = 7.979 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Амортизационные издержки:

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

Вариант №1.

$$I_{ам1} := \frac{K_1}{T_{ст.}} = 7.488 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб} \quad K_1 = 1.498 \times 10^6$$

Вариант №2.

$$I_{ам2} := \frac{K_2}{T_{ст.}} = 6.546 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб} \quad K_2 = 1.309 \times 10^6$$

Стоимость потерь электроэнергии:

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

Потери электроэнергии:

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

Потери в ВЛ:

Вариант №1.

$$T := 5500 \quad \text{ч}$$

$$dP_1 := 13.71$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{\text{вл1}} := dP_1 \cdot T = 7.54 \times 10^4$$

Вариант №2.

$$dP_2 := 15.28$$

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{\text{вл2}} := dP_2 \cdot T = 8.404 \times 10^4$$

Потери электрической энергии в трансформаторах:

$$dP_{1\text{тп}} := 1.63$$

$$dP_{2\text{тп}} := 1.32$$

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Sigma W_{\text{тп1}} := dP_{1\text{тп}} \cdot T = 8.965 \times 10^3$$

$$\Sigma W_{\text{тп2}} := dP_{2\text{тп}} \cdot T = 7.26 \times 10^3$$

Суммарные потери в сети:

Вариант №1.

$$\Sigma W_1 := (\Sigma W_{\text{вл1}} + \Sigma W_{\text{тп1}}) = 8.437 \times 10^4$$

Вариант №2.

$$\Sigma W_2 := (\Sigma W_{\text{вл2}} + \Sigma W_{\text{тп2}}) = 9.13 \times 10^4$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 := 1.6 \quad \text{руб/кВт*ч}$$

Вариант №1.

$$I_{\Delta W1} := \frac{\Sigma W_1 \cdot C_0}{1000} = 134.992 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{\Delta W2} := \frac{\Sigma W_2 \cdot C_0}{1000} = 146.08 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

Затраты на издержки:

Вариант №1.

$$I_1 := I_{s1} + I_{am1} + I_{\Delta W1} = 8.442 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_2 := I_{s2} + I_{am2} + I_{\Delta W2} = 7.359 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Приведённые затраты:

Вариант №1.

$$Z_1 := E \cdot K_1 + I_1 = 234172.867 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$Z_2 := E \cdot K_2 + I_2 = 204505.01488 \quad \text{тыс.руб}$$

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

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

Годовая прибыль:

$$O := W_{\text{год}} \cdot T_s \quad T_s := 6 \quad \text{руб/кВт*ч}$$

Переданная электроэнергия за год:

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

$$S_{\text{ном1}} := 135000 \quad \text{кВт} \quad n := 2 \quad k_{1\text{ном}} := 0.5$$

$$S_{p1} := n \cdot S_{\text{ном1}} \cdot k_{1\text{ном}} = 1.35 \times 10^5 \quad \text{кВА}$$

$$\cos\phi_1 := 0.9$$

$$P_{p1} := S_{p1} \cdot \cos\phi_1 = 1.215 \times 10^5 \quad \text{кВт}$$

$$P_p := P_{p1} = 1.215 \times 10^5 \quad \text{кВт}$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 6.683 \times 10^8 \quad \text{кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_3) \cdot 10^{-3} = 4.01 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$И := И_2 - И_{\text{ам2}} = 8.125 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\Pi_{\text{год}} := O - И = 4.001 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$Н := \Pi_{\text{год}} \cdot 0.24 = 9.603 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

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

Капиталовложения в первый год:

$$K_{t1} := 0.4 \cdot K_2 = 5.237 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{t2} := 0.6 \cdot K_2 = 7.855 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Первый год:

$$E_n := 0.12$$

$$\Delta_1 := -И - K_{t1} = -5.318 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_1 := \frac{\Delta_1}{(1 + E_n)^1} = -4.748 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{1.} := \text{ЧДД}_1 = -4.748 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Второй год:

$$\Delta_2 := -И - K_{t2} = -7.936 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \frac{\Delta_2}{(1 + E_n)^2} = -6.327 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2. := \text{ЧДД}_{1.} + \text{ЧДД}_2 = -1.108 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

Третий год:

$$\Theta_3 := O - И - Н = 3.041 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \frac{\Theta_3}{(1 + E_n)^3} = 2.165 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \text{ЧДД}_2 + \text{ЧДД}_3 = 1.057 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\Theta := \Theta_3 = 3.041 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^4} = 1.933 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \text{ЧДД}_3 + \text{ЧДД}_4 = 2.99 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_5 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^5} = 1.726 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_5 := \text{ЧДД}_4 + \text{ЧДД}_5 = 4.715 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_6 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^6} = 1.541 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_6 := \text{ЧДД}_5 + \text{ЧДД}_6 = 6.256 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_7 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^7} = 1.376 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_7 := \text{ЧДД}_6 + \text{ЧДД}_7 = 7.632 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_8 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^8} = 1.228 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_8 := \text{ЧДД}_7 + \text{ЧДД}_8 = 8.86 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_9 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^9} = 1.097 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_9 := \text{ЧДД}_8 + \text{ЧДД}_9 = 9.956 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_{10} := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^{10}} = 9.791 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{10} := \text{ЧДД}_9 + \text{ЧДД}_{10} = 1.094 \times 10^7$$

$$\text{ЧДД}_{11} := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^{11}} = 8.742 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{11} := \text{ЧДД}_{10} + \text{ЧДД}_{11} = 1.181 \times 10^7$$

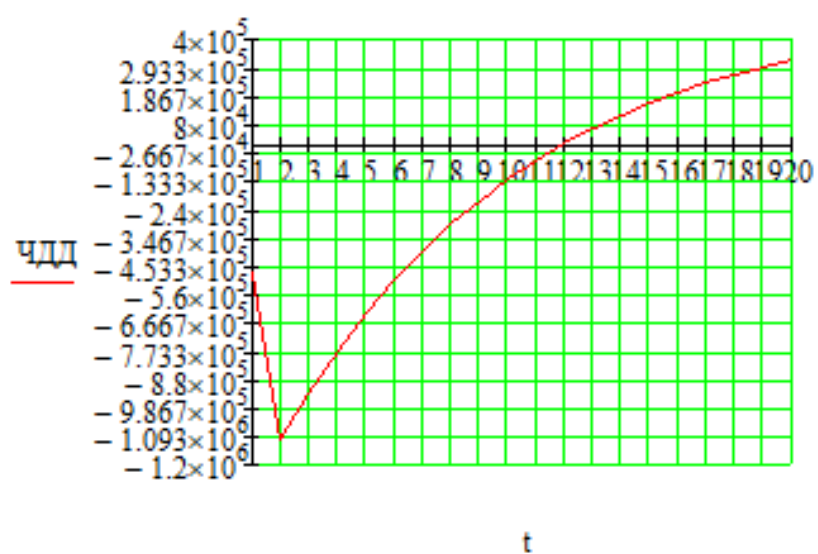
Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

$\text{ЧДД}_{12} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_R)^{12}} = 7.806 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{12} := \text{ЧДД}_{11} + \text{ЧДД}_{12} = 1.259 \times 10^7$
$\text{ЧДД}_{13} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_R)^{13}} = 6.969 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{13} := \text{ЧДД}_{12} + \text{ЧДД}_{13} = 1.329 \times 10^7$
$\text{ЧДД}_{14} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_R)^{14}} = 6.223 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{14} := \text{ЧДД}_{13} + \text{ЧДД}_{14} = 1.391 \times 10^7$
$\text{ЧДД}_{15} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_R)^{15}} = 5.556 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{15} := \text{ЧДД}_{14} + \text{ЧДД}_{15} = 1.447 \times 10^7$
$\text{ЧДД}_{16} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_R)^{16}} = 4.961 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{16} := \text{ЧДД}_{15} + \text{ЧДД}_{16} = 1.496 \times 10^7$
$\text{ЧДД}_{17} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_R)^{17}} = 4.429 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{17} := \text{ЧДД}_{16} + \text{ЧДД}_{17} = 1.54 \times 10^7$
$\text{ЧДД}_{18} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_R)^{18}} = 3.955 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{18} := \text{ЧДД}_{17} + \text{ЧДД}_{18} = 1.58 \times 10^7$
$\text{ЧДД}_{19} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_R)^{19}} = 3.531 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{19} := \text{ЧДД}_{18} + \text{ЧДД}_{19} = 1.615 \times 10^7$
$\text{ЧДД}_{20} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_R)^{20}} = 3.153 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{20} := \text{ЧДД}_{19} + \text{ЧДД}_{20} = 1.647 \times 10^7$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_2} + 1 = 13.579$$

$\text{ИДД} > 1$, следовательно, проект экономически эффективен.

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

Чистый доход:

$\text{ЧД}_1 := \text{Э}_1 = -5.318 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_1 := \text{ЧД}_1 = -5.318 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_2 := \text{Э}_2 = -7.936 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_2 := \text{ЧД}_1 + \text{ЧД}_2 = -1.325 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_3 := \text{Э} = 3.041 \times 10^6$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_3 := \text{ЧД}_2 + \text{ЧД}_3 = 1.716 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_4 := \text{Э} = 3.041 \times 10^6$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_4 := \text{ЧД}_3 + \text{ЧД}_4 = 4.757 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_5 := \text{Э} = 3.041 \times 10^6$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_5 := \text{ЧД}_4 + \text{ЧД}_5 = 7.798 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_6 := \text{Э} = 3.041 \times 10^6$	тыс.руб		

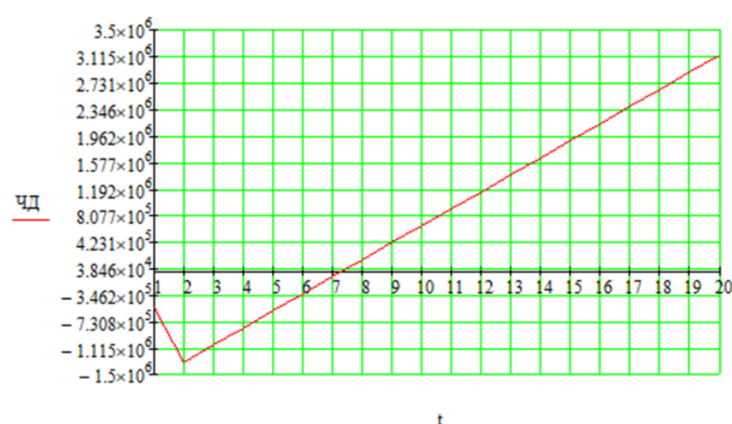
Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

		$ЧД_6 := ЧД_5 + ЧД_6 = 1.084 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_7 := Э = 3.041 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_7 := ЧД_6 + ЧД_7 = 1.388 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_8 := Э = 3.041 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_8 := ЧД_7 + ЧД_8 = 1.692 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_9 := Э = 3.041 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_9 := ЧД_8 + ЧД_9 = 1.996 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{10} := Э = 3.041 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{10} := ЧД_9 + ЧД_{10} = 2.3 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{11} := Э = 3.041 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{11} := ЧД_{10} + ЧД_{11} = 2.604 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{12} := Э = 3.041 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{12} := ЧД_{11} + ЧД_{12} = 2.908 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{13} := Э = 3.041 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{13} := ЧД_{12} + ЧД_{13} = 3.213 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{14} := Э = 3.041 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{14} := ЧД_{13} + ЧД_{14} = 3.517 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{15} := Э = 3.041 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{15} := ЧД_{14} + ЧД_{15} = 3.821 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{16} := Э = 3.041 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{16} := ЧД_{15} + ЧД_{16} = 4.125 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{17} := Э = 3.041 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{17} := ЧД_{16} + ЧД_{17} = 4.429 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{18} := Э = 3.041 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{18} := ЧД_{17} + ЧД_{18} = 4.733 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{19} := Э = 3.041 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{19} := ЧД_{18} + ЧД_{19} = 5.037 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{20} := Э = 3.041 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{20} := ЧД_{19} + ЧД_{20} = 5.341 \times 10^7$	тыс.руб

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad



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

$$\text{ВДН} := 2 + (3 - 2) \cdot \frac{\text{ЧДД}_3}{\text{ЧДД}_3 - \text{ЧДД}_2} = 2.488$$

*Рассчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

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

$$R_1 := \frac{\Xi_1}{K_2} \cdot 100 = -40.621 \quad \%$$

$$K_2 = 1.309 \times 10^6$$

$$R_2 := \frac{\Xi_2}{K_2} \cdot 100 = -60.621 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\Xi_3}{K_2} \cdot 100 = 232.283 \quad \%$$

Приложение В.

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

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	5	БГЭС 500	500	0	1	400	0	600	-443,411	515	-720	720	0	515	3	4,188521
Нагр	6	БГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	512,6343	2,526856	4,493945
Ген+	7	БГЭС 220	220	0	1	20	0	300	360	242	-360	360	0	225,5686	2,531164	4,464223
Нагр	8	БГЭС 35	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	35,8844	2,526856	4,493945
База	9	Амурская 500	500	0	1	0	-150	109,8932	-285,063	510	0	0	0	510	2	0
Нагр	10	Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	500,7029	0,140572	-2,23571
Нагр	11	Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	500,7029	0,140572	-2,23571
Нагр	12	Амурская 220	220	0	1	131	-43	0	0	0	0	0	0	220,2523	0,114682	-2,23667
Нагр	13	Амурская 10	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10,51476	0,140572	-2,23571
Нагр	14	Завитая	220	0	1	37	15	0	0	0	0	0	0	221,6885	0,767501	-0,05839
Нагр	15	Варваровка	220	0	1	8,5	2,2	0	0	0	0	0	0	217,4639	-1,15278	-3,55326
Нагр	16	Благовещенская	220	0	1	256	55	0	0	0	0	0	0	211,2767	-3,96512	-7,92634
Нагр	17	Хвойная	220	0	1	31	8,4	0	0	0	0	0	0	220,8115	0,368881	-1,62325
Нагр	18	Короли/т	220	0	1	27,5	22,8	0	0	0	0	0	0	220,1899	0,086338	-1,68851
Нагр	19	Белогорск/т	220	0	1	29,2	-22,3	0	0	0	0	0	0	222,2208	1,009473	-2,6585
Нагр	20	Белогорск	220	0	1	34,5	15	0	0	0	0	0	0	220,2223	0,101055	-2,2938
Нагр	21	НПС-26	220	0	1	7,2	0,4	0	0	0	0	0	0	220,2231	0,10141	-2,29266
Нагр	22	Свободный	220	0	1	11	0,1	0	0	0	0	0	0	220,205	0,093187	-2,31692
Нагр	43	Оп.1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,8296	0,377088	-1,27716
Нагр	44	Оп.2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	221,1271	0,512326	-1,78586
Нагр	45	Оп.3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,223	0,101353	-2,29245
Нагр	46	Оп.4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,2253	0,102397	-2,29411
Нагр	47	Оп.5	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,2411	0,10957	-2,26822

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы/Название	R	X	B	G	кг/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Идоп_расч	l_max	l_загр.
Тр-р	5	6	0	0 БГЭС 500 - БГЭС Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	0,925926	2	1	27,56678	318,9812	0	0	358,9326	0
Тр-р	6	7	0	0 БГЭС Н1 - БГЭС 220	0,39	0	0	0	0,44	0	0	28,22289	349,5621	0	0	394,9726	0
Тр-р	6	8	0	0 БГЭС Н1 - БГЭС 35	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	2,71Е-14	-5,13Е-13	0	0	5,78Е-13	0
Тр-р	9	10	0	0 Амурская 500 - Амурская Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	0,980392	5	1	-166,649	-1,97706	0	0	188,6699	0
Тр-р	10	12	0	0 Амурская Н1 - Амурская 220	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-166,199	10,77956	0	0	192,0437	0
Тр-р	10	13	0	0 Амурская Н1 - Амурская 10	2,9	113,5	0	0	0,021	0	0	4,85Е-14	7,50Е-13	0	0	8,67Е-13	0
Тр-р	9	11	0	0 Амурская 500 - Амурская Н2	0,58	61,1	24,2	1,5	0,980392	5	1	-166,649	-1,97706	0	0	188,6699	0
Тр-р	11	12	0	0 Амурская Н2 - Амурская 220	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-166,199	10,77956	0	0	192,0437	0
Тр-р	11	13	0	0 Амурская Н2 - Амурская 10	2,9	113,5	0	0	0,021	0	0	4,85Е-14	7,50Е-13	0	0	8,67Е-13	0
ЛЭП	12	16	0	0 Амурская 220 - Благовещенская	9,73	52,67	-350,4	0	0	0	0	-92,1829	-16,3575	0	1000	254,6359	25,46359
ЛЭП	12	16	0	0 Амурская 220 - Благовещенская	12,76	53,91	-344,4	0	0	0	0	-90,2086	-11,2175	0	1000	245,2519	24,52519
ЛЭП	16	15	0	0 Благовещенская - Варваровка	10,33	46,18	-284,7	0	0	0	0	77,66086	14,39236	0	1000	215,8353	21,58353
ЛЭП	14	15	0	0 Завитая - Варваровка	7,6	33,98	-209,5	0	0	0	0	-88,7985	-5,19152	0	630	233,9138	37,12918
ЛЭП	7	14	0	0 БГЭС 220 - Завитая	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-125,79	-5,33567	0	960	323,419	33,68948
ЛЭП	7	14	0	0 БГЭС 220 - Завитая	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-125,79	-5,33567	0	960	323,419	33,68948
ЛЭП	14	43	0	0 Завитая - Оп.1	3,78	16,91	-104,3	0	0	0	0	-61,1841	4,324672	0	630	159,7412	25,35575
ЛЭП	14	43	0	0 Завитая - Оп.1	3,78	16,91	-104,3	0	0	0	0	-61,1841	4,324672	0	630	159,7412	25,35575
ЛЭП	43	18	0	0 Оп.1 - Короли/т	1,18	5,29	-32,6	0	0	0	0	-68,5868	-10,8449	0	630	182,225	28,92461
ЛЭП	44	19	0	0 Оп.2 - Белогорск/т	6,69	29,91	-184,4	0	0	0	0	-22,1472	17,35746	0	630	73,46832	11,66164
ЛЭП	43	17	0	0 Оп.1 - Хвойная	1,18	5,29	-32,6	0	0	0	0	-53,2339	11,74747	0	630	142,5266	22,62326
ЛЭП	44	17	0	0 Оп.2 - Хвойная	1,18	5,29	-32,6	0	0	0	0	22,14371	-17,3711	0	630	76,11594	12,0819
ЛЭП	18	45	0	0 Короли/т - Оп.3	2,79	11,78	-28,6	0	0	0	0	-40,9967	10,79183	0	630	111,1576	17,64406
ЛЭП	19	46	0	0 Белогорск/т - Оп.4	6,47	27,35	-174,7	0	0	0	0	7,136291	-13,625	0	630	60,59551	9,618336
ЛЭП	45	20	0	0 Оп.3 - Белогорск	0,01	0,03	-0,2	0	0	0	0	-35,8728	7,152478	0	630	95,89751	15,22183
ЛЭП	46	20	0	0 Оп.4 - Белогорск	0,01	0,03	-0,2	0	0	0	0	1,372529	-22,1339	0	630	58,16385	9,232356
ЛЭП	46	47	0	0 Оп.4 - Оп.5	0,88	3,71	-23,7	0	0	0	0	5,804187	0,133302	0	630	15,44723	2,451941
ЛЭП	45	21	0	0 Оп.3 - НПС-26	0,01	0,03	-0,2	0	0	0	0	-5,0411	2,612801	0	630	14,88574	2,362816
ЛЭП	12	21	0	0 Амурская 220 - НПС-26	5,71	21,24	-135	0	0	0	0	-2,15712	3,550546	0	630	10,89015	1,728595
ЛЭП	47	22	0	0 Оп.5 - Свободный	0,88	3,71	-23,7	0	0	0	0	-11,0022	1,040129	0	630	28,97023	4,598449
ЛЭП	47	12	0	0 Оп.5 - Амурская 220	0,36	1,54	-9,8	0	0	0	0	16,79837	-2,08567	0	630	44,54453	7,07056
ЛЭП	5	9	0	0 БГЭС 500 - Амурская 500	8,08498	85,38366	-1066,1	10,03248	0	0	0	-227,61	124,4301	0	1000	297,8749	29,78749

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима



Продолжение приложение В.

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	dV	Delta
Ген	5	БГЭС 500	500	0	1	400	0	400	-340,94	515	-720	720	0	515	3	8,85064
Нагр	6	БГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	515,0105	3,002109	8,815204
Ген+	7	БГЭС 220	220	0	1	20	0	300	360	248	-360	360	0	226,6049	3,002224	8,783598
Нагр	8	БГЭС 35	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,05074	3,002109	8,815204
База	9	Амурская 500	500	0	1	0	-150	312,0343	-119,729	520	0	0	0	520	4	0
Нагр	10	Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	508,9594	1,791887	-2,01735
Нагр	11	Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	508,9594	1,791887	-2,01735
Нагр	12	Амурская 220	220	0	1	131	-43	0	0	0	0	0	0	223,8897	1,768048	-2,01708
Нагр	13	Амурская 10	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10,68815	1,791887	-2,01735
Нагр	14	Завитая	220	0	1	37	15	0	0	0	0	0	0	224,3871	1,99415	3,760065
Нагр	15	Варваровка	220	0	1	8,5	2,2	0	0	0	0	0	0	215,9916	-1,82199	-11,0093
Нагр	16	Благовещенская	220	0	1	256	20	0	0	0	0	0	0	215,4582	-2,06447	-10,4696
Нагр	17	Хвойная	220	0	1	31	8,4	0	0	0	0	0	0	223,6491	1,658688	0,914971
Нагр	18	Короли/т	220	0	1	27,5	22,8	0	0	0	0	0	0	223,1546	1,433931	0,415079
Нагр	19	Белогорск/т	220	0	1	29,2	-22,3	0	0	0	0	0	0	225,3477	2,430773	-1,0764
Нагр	20	Белогорск	220	0	1	34,5	15	0	0	0	0	0	0	223,6292	1,649617	-1,48505
Нагр	21	НПС-26	220	0	1	7,2	0,4	0	0	0	0	0	0	223,6299	1,649972	-1,48221
Нагр	22	Свободный	220	0	1	11	0,1	0	0	0	0	0	0	223,7724	1,714746	-1,92356
Нагр	43	Оп.1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,6364	1,652894	1,401515
Нагр	44	Оп.2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,9968	1,816737	0,607631
Нагр	45	Оп.3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,6297	1,649854	-1,48115
Нагр	46	Оп.4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,6322	1,650997	-1,48793
Нагр	47	Оп.5	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,8076	1,730725	-1,87637

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	Idоп_расч	l max	l загр.	
Тр-р	5	6	0	0 БГЭС 500 - БГЭС Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	0,925926	2	1	-2,24E-05	340,9396	0	0	382,2166	0	
Тр-р	6	7	0	0 БГЭС Н1 - БГЭС 220	0,39	0	0	0	0,44	0	0	0,661662	375,1566	0	0	420,5682	0	
Тр-р	6	8	0	0 БГЭС Н1 - БГЭС 35	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-1,30E-13	5,03E-13	0	0	5,83E-13	0	
Тр-р	9	10	0	0 Амурская 500 - Амурская Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	0,980392	5	1	-156,017	-15,1357	0	0	174,0374	0	
Тр-р	10	12	0	0 Амурская Н1 - Амурская 220	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-155,558	-3,17204	0	0	176,4976	0	
Тр-р	10	13	0	0 Амурская Н1 - Амурская 10	2,9	113,5	0	0	0,021	0	0	0	0	0	0	0	0	
Тр-р	9	11	0	0 Амурская 500 - Амурская Н2	0,58	61,1	24,2	1,5	0,980392	5	1	-156,017	-15,1357	0	0	174,0374	0	
Тр-р	11	12	0	0 Амурская Н2 - Амурская 220	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-155,558	-3,17204	0	0	176,4976	0	
Тр-р	11	13	0	0 Амурская Н2 - Амурская 10	2,9	113,5	0	0	0,021	0	0	0	0	0	0	0	0	
ЛЭП	12	16	0	0 Амурская 220 - Благовещенская	9,73	52,67	-350,4	0	0	0	0	-138,36	-11,4467	0	1000	361,1938	36,11938	
ЛЭП	12	16	0	0 Амурская 220 - Благовещенская	12,76	53,91	-344,4	0	0	0	0	-134,576	-4,25102	0	1000	348,1642	34,81642	
ЛЭП	16	15	0	0 Благовещенская - Варваровка	10,33	46,18	-284,7	0	0	0	0	-8,51944	10,95811	0	1000	37,19404	3,719404	
ЛЭП	14	15	0	0 Завитая - Варваровка	7,6	33,98	-209,5	0	0	0	0	0	0	0	0	630	0	
ЛЭП	7	14	0	0 БГЭС 220 - Завитая	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-139,566	7,577122	0	960	356,1126	37,09506	
ЛЭП	7	14	0	0 БГЭС 220 - Завитая	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-139,566	7,577122	0	960	356,1126	37,09506	
ЛЭП	14	43	0	0 Завитая - Оп.1	3,78	16,91	-104,3	0	0	0	0	-118,967	16,74304	0	630	309,1199	49,06665	
ЛЭП	14	43	0	0 Завитая - Оп.1	3,78	16,91	-104,3	0	0	0	0	-118,967	16,74304	0	630	309,1199	49,06665	
ЛЭП	43	18	0	0 Оп.1 - Короли/т	1,18	5,29	-32,6	0	0	0	0	-159,338	14,59458	0	630	413,0768	65,56775	
ЛЭП	44	19	0	0 Оп.2 - Белогорск/т	6,69	29,91	-184,4	0	0	0	0	-45,2329	24,13125	0	630	132,1409	20,97475	
ЛЭП	43	17	0	0 Оп.1 - Хвойная	1,18	5,29	-32,6	0	0	0	0	-76,44	18,06408	0	630	202,7766	32,18677	
ЛЭП	44	17	0	0 Оп.2 - Хвойная	1,18	5,29	-32,6	0	0	0	0	45,23298	-24,1313	0	630	134,1658	21,29616	
ЛЭП	18	45	0	0 Короли/т - Оп.3	2,79	11,78	-28,6	0	0	0	0	-131,235	38,47293	0	630	353,8227	56,16234	
ЛЭП	19	46	0	0 Белогорск/т - Оп.4	6,47	27,35	-174,7	0	0	0	0	-15,7103	-6,03006	0	630	55,35841	8,78705	
ЛЭП	45	20	0	0 Оп.3 - Белогорск	0,01	0,03	-0,2	0	0	0	0	-103,126	30,49973	0	630	277,644	44,07048	
ЛЭП	46	20	0	0 Оп.4 - Белогорск	0,01	0,03	-0,2	0	0	0	0	68,6227	-45,4905	0	630	212,5689	33,7411	
ЛЭП	46	47	0	0 Оп.4 - Оп.5	0,88	3,71	-23,7	0	0	0	0	-84,2851	30,84768	0	630	231,7143	36,78005	
ЛЭП	45	21	0	0 Оп.3 - НПС-26	0,01	0,03	-0,2	0	0	0	0	-27,0622	10,95705	0	630	75,3766	11,96454	
ЛЭП	12	21	0	0 Амурская 220 - НПС-26	5,71	21,24	-135	0	0	0	0	19,80978	-4,78287	0	630	59,05711	9,374144	
ЛЭП	47	22	0	0 Оп.5 - Свободный	0,88	3,71	-23,7	0	0	0	0	-11,0016	1,077885	0	630	28,5165	4,526429	
ЛЭП	47	12	0	0 Оп.5 - Амурская 220	0,36	1,54	-9,8	0	0	0	0	-73,1402	29,17805	0	630	203,1376	32,24406	
ЛЭП	5	9	0	0 БГЭС 500 - Амурская 500	8,08498	85,38366	-1066,1	10,03248	0	0	0	0	0	0	0	1000	0	0

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима



Приложение Г.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

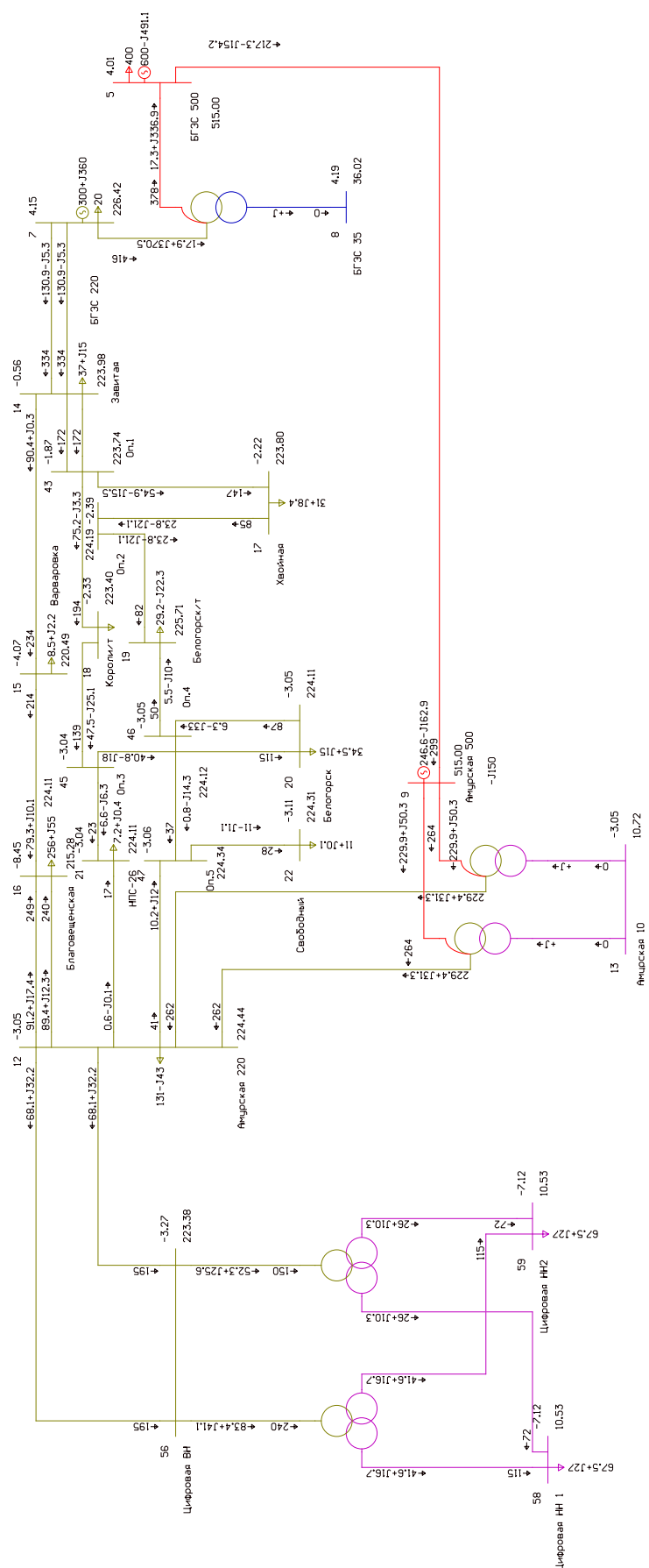
Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta
Ген	5	БГЭС 500	500	0	1	400	0	600	-491,099	515	-720	720	0	515	3	4,0089
Нагр	6	БГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	514,5843	2,916859	4,18524
Ген+	7	БГЭС 220	220	0	1	20	0	300	360	242	-360	360	0	226,4231	2,919593	4,153974
Нагр	8	БГЭС 35	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,0209	2,916859	4,18524
База	9	Амурская 500	500	0	1	0	-150	246,5829	-162,94	515	0	0	0	515	3	0
Нагр	10	Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	510,2642	2,052839	-3,05309
Нагр	11	Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	510,2642	2,052839	-3,05309
Нагр	12	Амурская 220	220	0	1	131	-43	0	0	0	0	0	0	224,4391	2,017777	-3,05041
Нагр	13	Амурская 10	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10,71555	2,052839	-3,05309
Нагр	14	Завитая	220	0	1	37	15	0	0	0	0	0	0	223,9837	1,810752	-0,55678
Нагр	15	Варваровка	220	0	1	8,5	2,2	0	0	0	0	0	0	220,4877	0,221674	-4,07471
Нагр	16	Благовещенская	220	0	1	256	55	0	0	0	0	0	0	215,2811	-2,14494	-8,45395
Нагр	17	Хвойная	220	0	1	31	8,4	0	0	0	0	0	0	223,7983	1,726512	-2,21858
Нагр	18	Короли/т	220	0	1	27,5	22,8	0	0	0	0	0	0	223,4049	1,547699	-2,32557
Нагр	19	Белогорск/т	220	0	1	29,2	-22,3	0	0	0	0	0	0	225,7092	2,595097	-3,32304
Нагр	20	Белогорск	220	0	1	34,5	15	0	0	0	0	0	0	224,1136	1,869813	-3,04586
Нагр	21	НПС-26	220	0	1	7,2	0,4	0	0	0	0	0	0	224,1135	1,869791	-3,04455
Нагр	22	Свободный	220	0	1	11	0,1	0	0	0	0	0	0	224,3067	1,957575	-3,11046
Нагр	43	Оп.1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,7355	1,69797	-1,86635
Нагр	44	Оп.2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,1898	1,904446	-2,39194
Нагр	45	Оп.3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,113	1,869543	-3,04425
Нагр	46	Оп.4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,1177	1,871694	-3,04645
Нагр	47	Оп.5	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,3417	1,973494	-3,0635
Нагр	56	Цифровая ВН	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,3771	1,535049	-3,27068
Нагр	57	Цифровая Н1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,3172	1,96236	-7,14285
Нагр	58	Цифровая НН 1	10,5	0	1	67,5	27	0	0	0	0	0	0	10,53351	0,319102	-7,12233
Нагр	59	Цифровая НН2	10,5	0	1	67,5	27	0	0	0	0	0	0	10,53351	0,319102	-7,12233
Нагр	60	Цифровая Н2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,3375	1,971585	-7,14467

Продолжение приложение Г.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	N_нач	N_кон	N_p	ID Группы/Название	R	X	B	G	Kт/r	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Идоп_расч	I max	I загр.
Тр-р	5	6	0	0 БГЭС 500 - БГЭС Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	0,925926	2	1	17,2779	336,8742	0	0	378,1554	0
Тр-р	6	7	0	0 БГЭС Н1 - БГЭС 220	0,39	0	0	0	0,44	0	0	17,99413	370,5137	0	0	416,1934	0
Тр-р	6	8	0	0 БГЭС Н1 - БГЭС 35	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-3,22Е-14	-1,53Е-15	0	0	3,61Е-14	0
Тр-р	9	10	0	0 Амурская 500 - Амурская Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1	6	1	-229,887	-50,2619	0	0	263,8065	0
Тр-р	10	12	0	0 Амурская Н1 - Амурская 220	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-229,369	-31,2677	0	0	261,9257	0
Тр-р	10	13	0	0 Амурская Н1 - Амурская 10	2,9	113,5	0	0	0,021	0	0	4,20Е-15	2,56Е-13	0	0	2,90Е-13	0
Тр-р	9	11	0	0 Амурская 500 - Амурская Н2	0,58	61,1	24,2	1,5	1	6	1	-229,887	-50,2619	0	0	263,8065	0
Тр-р	11	12	0	0 Амурская Н2 - Амурская 220	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-229,369	-31,2677	0	0	261,9257	0
Тр-р	11	13	0	0 Амурская Н2 - Амурская 10	2,9	113,5	0	0	0,021	0	0	4,20Е-15	2,56Е-13	0	0	2,90Е-13	0
ЛЭП	12	16	0	0 Амурская 220 - Благовещенская	9,73	52,67	-350,4	0	0	0	0	-91,2366	-17,421	0	1000	249,1601	24,91601
ЛЭП	12	16	0	0 Амурская 220 - Благовещенская	12,76	53,91	-344,4	0	0	0	0	-89,3616	-12,2843	0	1000	239,9547	23,99547
ЛЭП	16	15	0	0 Благовещенская - Варваровка	10,33	46,18	-284,7	0	0	0	0	79,27681	10,1349	0	1000	214,3383	21,43383
ЛЭП	14	15	0	0 Завитая - Варваровка	7,6	33,98	-209,5	0	0	0	0	-90,4237	-0,3034	0	630	233,9006	37,12707
ЛЭП	7	14	0	0 БГЭС 220 - Завитая	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-130,932	5,256848	0	960	334,128	34,805
ЛЭП	7	14	0	0 БГЭС 220 - Завитая	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-130,932	5,256848	0	960	334,128	34,805
ЛЭП	14	43	0	0 Завитая - Оп.1	3,78	16,91	-104,3	0	0	0	0	-65,3706	13,16844	0	630	171,8869	27,28364
ЛЭП	14	43	0	0 Завитая - Оп.1	3,78	16,91	-104,3	0	0	0	0	-65,3706	13,16844	0	630	171,8869	27,28364
ЛЭП	43	18	0	0 Оп.1 - Короли/т	1,18	5,29	-32,6	0	0	0	0	-75,1762	3,299211	0	630	194,1792	30,8221
ЛЭП	44	19	0	0 Оп.2 - Белогорск/т	6,69	29,91	-184,4	0	0	0	0	-23,8034	21,12368	0	630	81,95736	13,0091
ЛЭП	43	17	0	0 Оп.1 - Хвойная	1,18	5,29	-32,6	0	0	0	0	-54,9042	15,53988	0	630	147,2461	23,37239
ЛЭП	44	17	0	0 Оп.2 - Хвойная	1,18	5,29	-32,6	0	0	0	0	23,80341	-21,1237	0	630	84,80971	13,46186
ЛЭП	18	45	0	0 Короли/т - Оп.3	2,79	11,78	-28,6	0	0	0	0	-47,5429	25,06763	0	630	138,8988	22,04743
ЛЭП	19	46	0	0 Белогорск/т - Оп.4	6,47	27,35	-174,7	0	0	0	0	5,508194	-10,0085	0	630	50,28482	7,981718
ЛЭП	45	20	0	0 Оп.3 - Белогорск	0,01	0,03	-0,2	0	0	0	0	-40,8187	18,04442	0	630	114,9718	18,24949
ЛЭП	46	20	0	0 Оп.4 - Белогорск	0,01	0,03	-0,2	0	0	0	0	6,318057	-33,0262	0	630	86,64711	13,75351
ЛЭП	46	47	0	0 Оп.4 - Оп.5	0,88	3,71	-23,7	0	0	0	0	-0,77946	14,30872	0	630	36,91537	5,859583
ЛЭП	45	21	0	0 Оп.3 - НПС-26	0,01	0,03	-0,2	0	0	0	0	-6,56469	6,264749	0	630	23,37672	3,71059
ЛЭП	12	21	0	0 Амурская 220 - НПС-26	5,71	21,24	-135	0	0	0	0	-0,63659	0,131056	0	630	17,2216	2,733587
ЛЭП	47	22	0	0 Оп.5 - Свободный	0,88	3,71	-23,7	0	0	0	0	-11,0021	1,083675	0	630	28,4513	4,51608
ЛЭП	47	12	0	0 Оп.5 - Амурская 220	0,36	1,54	-9,8	0	0	0	0	10,22596	12,04737	0	630	40,66743	6,455148
ЛЭП	5	9	0	0 БГЭС 500 - Амурская 500	8,08498	85,38366	-1066,1	10,03248	0	0	0	-217,278	154,2253	0	1000	298,7076	29,87076
Тр-р	56	57	0	0 Цифровая ВН - Цифровая Н1	1,08	39,7	18,15	3,16	1,036914	11	2	-83,4495	-41,0614	0	0	240,3838	0
Тр-р	57	58	0	0 Цифровая Н1 - Цифровая НН 1	1,08	0	0	0	0,047	0	0	-41,5535	-16,6777	0	0	115,2435	0
Тр-р	57	59	0	0 Цифровая Н1 - Цифровая НН2	1,08	0	0	0	0,047	0	0	-41,5535	-16,6777	0	0	115,2435	0
ЛЭП	12	56	0	0 Амурская 220 - Цифровая ВН	1,73	3,67	-30,4	0	0	0	0	-68,0581	-32,2002	0	610	195,3864	32,03055
ЛЭП	12	56	0	0 Амурская 220 - Цифровая ВН	1,73	3,67	-30,4	0	0	0	0	-68,0581	-32,2002	0	610	195,3864	32,03055
Тр-р	56	60	0	0 Цифровая ВН - Цифровая Н2	1,9	63,5	13,23	2,17	1,036914	11	2	-52,2727	-25,5541	0	0	150,3864	0
Тр-р	60	58	0	0 Цифровая Н2 - Цифровая НН 1	1,9	0	0	0	0,047	0	0	-26,0187	-10,3185	0	0	72,0346	0
Тр-р	60	59	0	0 Цифровая Н2 - Цифровая НН2	1,9	0	0	0	0,047	0	0	-26,0187	-10,3185	0	0	72,0346	0

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1



Продолжение 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	5	БГЭС 500	500	0	1	400	0	600	-490,051	515	-720	720	0	515	3	4,006696
Нагр	6	БГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	514,4693	2,893851	4,181743
Ген+	7	БГЭС 220	220	0	1	20	0	300	360	242	-360	360	0	226,3724	2,896567	4,150565
Нагр	8	БГЭС 35	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,01285	2,893851	4,181743
База	9	Амурская 500	500	0	1	0	-150	247,2411	-153,699	515	0	0	0	515	3	0
Нагр	10	Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	509,7167	1,943345	-3,0594
Нагр	11	Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	509,7167	1,943345	-3,0594
Нагр	12	Амурская 220	220	0	1	131	-43	0	0	0	0	0	0	224,198	1,908204	-3,05632
Нагр	13	Амурская 10	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10,70405	1,943345	-3,0594
Нагр	14	Завитая	220	0	1	37	15	0	0	0	0	0	0	223,8463	1,748304	-0,56255
Нагр	15	Варваровка	220	0	1	8,5	2,2	0	0	0	0	0	0	220,3076	0,13984	-4,0848
Нагр	16	Благовещенская	220	0	1	256	55	0	0	0	0	0	0	215,0484	-2,25072	-8,47159
Нагр	17	Хвойная	220	0	1	31	8,4	0	0	0	0	0	0	223,6219	1,646339	-2,22537
Нагр	18	Короли/т	220	0	1	27,5	22,8	0	0	0	0	0	0	223,2161	1,461879	-2,33214
Нагр	19	Белогорск/т	220	0	1	29,2	-22,3	0	0	0	0	0	0	225,5056	2,502548	-3,33075
Нагр	20	Белогорск	220	0	1	34,5	15	0	0	0	0	0	0	223,8883	1,7674	-3,05236
Нагр	21	НПС-26	220	0	1	7,2	0,4	0	0	0	0	0	0	223,8883	1,767399	-3,05106
Нагр	22	Свободный	220	0	1	11	0,1	0	0	0	0	0	0	224,0701	1,850056	-3,11667
Нагр	43	Оп.1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,5637	1,619845	-1,87275
Нагр	44	Оп.2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,0092	1,822372	-2,39886
Нагр	45	Оп.3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,8878	1,767162	-3,05076
Нагр	46	Оп.4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,8924	1,769251	-3,05295
Нагр	47	Оп.5	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,1052	1,866002	-3,06961
Нагр	56	Цифровая ВН	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	221,9198	0,872642	-3,48471
Нагр	57	Цифровая Н1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	217,2758	-1,23829	-10,0424
Нагр	58	Цифровая НН 1	10,5	0	1	67,5	27	0	0	0	0	0	0	10,19616	-2,89367	-10,007
Нагр	59	Цифровая НН2	10,5	0	1	67,5	27	0	0	0	0	0	0	10,19616	-2,89367	-10,007
Нагр	60	Цифровая Н2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-7,40859

Продолжение приложение Г.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	N_нач	N_кон	N_p	ID Группы/Название	R	X	B	G	Kт/r	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Идоп_расч	I max	I загр.
Тр-р	5	6	0	0 БГЭС 500 - БГЭС Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	0,925926	2	1	17,159	335,8284	0	0	376,9777	0
Тр-р	6	7	0	0 БГЭС Н1 - БГЭС 220	0,39	0	0	0	0,44	0	0	17,81366	369,3018	0	0	414,9215	0
Тр-р	6	8	0	0 БГЭС Н1 - БГЭС 35	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	7,73Е-15	5,16Е-13	0	0	5,79Е-13	0
Тр-р	9	10	0	0 Амурская 500 - Амурская Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1	6	1	-230,157	-54,8925	0	0	265,2588	0
Тр-р	10	12	0	0 Амурская Н1 - Амурская 220	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-229,639	-35,7711	0	0	263,2459	0
Тр-р	10	13	0	0 Амурская Н1 - Амурская 10	2,9	113,5	0	0	0,021	0	0	2,01Е-14	2,54Е-13	0	0	2,89Е-13	0
Тр-р	9	11	0	0 Амурская 500 - Амурская Н2	0,58	61,1	24,2	1,5	1	6	1	-230,157	-54,8925	0	0	265,2588	0
Тр-р	11	12	0	0 Амурская Н2 - Амурская 220	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-229,639	-35,7711	0	0	263,2459	0
Тр-р	11	13	0	0 Амурская Н2 - Амурская 10	2,9	113,5	0	0	0,021	0	0	2,01Е-14	2,54Е-13	0	0	2,89Е-13	0
ЛЭП	12	16	0	0 Амурская 220 - Благовещенская	9,73	52,67	-350,4	0	0	0	0	-91,2247	-17,3735	0	1000	249,3215	24,93215
ЛЭП	12	16	0	0 Амурская 220 - Благовещенская	12,76	53,91	-344,4	0	0	0	0	-89,347	-12,2393	0	1000	240,1112	24,01112
ЛЭП	16	15	0	0 Благовещенская - Варваровка	10,33	46,18	-284,7	0	0	0	0	79,30913	10,3278	0	1000	214,7226	21,47226
ЛЭП	14	15	0	0 Завитая - Варваровка	7,6	33,98	-209,5	0	0	0	0	-90,4637	-0,57055	0	630	234,2246	37,1785
ЛЭП	7	14	0	0 БГЭС 220 - Завитая	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-130,992	4,650895	0	960	334,2994	34,82285
ЛЭП	7	14	0	0 БГЭС 220 - Завитая	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-130,992	4,650895	0	960	334,2994	34,82285
ЛЭП	14	43	0	0 Завитая - Оп.1	3,78	16,91	-104,3	0	0	0	0	-65,4089	12,71957	0	630	171,8646	27,28009
ЛЭП	14	43	0	0 Завитая - Оп.1	3,78	16,91	-104,3	0	0	0	0	-65,4089	12,71957	0	630	171,8646	27,28009
ЛЭП	43	18	0	0 Оп.1 - Короли/т	1,18	5,29	-32,6	0	0	0	0	-75,2364	2,60692	0	630	194,4135	30,85929
ЛЭП	44	19	0	0 Оп.2 - Белогорск/т	6,69	29,91	-184,4	0	0	0	0	-23,8198	20,93814	0	630	81,73859	12,97438
ЛЭП	43	17	0	0 Оп.1 - Хвойная	1,18	5,29	-32,6	0	0	0	0	-54,9205	15,34967	0	630	147,2668	23,37569
ЛЭП	44	17	0	0 Оп.2 - Хвойная	1,18	5,29	-32,6	0	0	0	0	23,81983	-20,9381	0	630	84,57436	13,4245
ЛЭП	18	45	0	0 Короли/т - Оп.3	2,79	11,78	-28,6	0	0	0	0	-47,6026	24,37953	0	630	138,3328	21,95758
ЛЭП	19	46	0	0 Белогорск/т - Оп.4	6,47	27,35	-174,7	0	0	0	0	5,491275	-10,1803	0	630	50,70029	8,047665
ЛЭП	45	20	0	0 Оп.3 - Белогорск	0,01	0,03	-0,2	0	0	0	0	-40,8605	17,5253	0	630	114,6518	18,1987
ЛЭП	46	20	0	0 Оп.4 - Белогорск	0,01	0,03	-0,2	0	0	0	0	6,359861	-32,5071	0	630	85,44049	13,56198
ЛЭП	46	47	0	0 Оп.4 - Оп.5	0,88	3,71	-23,7	0	0	0	0	-0,83754	13,63733	0	630	35,23279	5,592507
ЛЭП	45	21	0	0 Оп.3 - НПС-26	0,01	0,03	-0,2	0	0	0	0	-6,58393	6,093108	0	630	23,13328	3,671949
ЛЭП	12	21	0	0 Амурская 220 - НПС-26	5,71	21,24	-135	0	0	0	0	-0,61722	0,289011	0	630	16,79364	2,665657
ЛЭП	47	22	0	0 Оп.5 - Свободный	0,88	3,71	-23,7	0	0	0	0	-11,0021	1,081142	0	630	28,4807	4,520746
ЛЭП	47	12	0	0 Оп.5 - Амурская 220	0,36	1,54	-9,8	0	0	0	0	10,16758	11,37968	0	630	39,31428	6,240362
ЛЭП	5	9	0	0 БГЭС 500 - Амурская 500	8,08498	85,38366	-1066,1	10,03248	0	0	0	-217,159	154,2224	0	1000	298,5971	29,85971
Тр-р	56	57	0	0 Цифровая ВН - Цифровая Н1	1,08	39,7	18,15	3,16	1,036914	11	2	-135,915	-74,0622	0	0	402,688	0
Тр-р	57	58	0	0 Цифровая Н1 - Цифровая НН 1	1,08	0	0	0	0,047	0	0	-67,6209	-26,9994	0	0	193,4771	0
Тр-р	57	59	0	0 Цифровая Н1 - Цифровая НН2	1,08	0	0	0	0,047	0	0	-67,6209	-26,9994	0	0	193,4771	0
ЛЭП	12	56	0	0 Амурская 220 - Цифровая ВН	1,73	3,67	-30,4	0	0	0	0	-136,757	-74,325	0	610	402,6971	66,01592
ЛЭП	12	56	0	0 Амурская 220 - Цифровая ВН	1,73	3,67	-30,4	0	0	0	0	0	0	0	610	0	0
Тр-р	56	60	0	0 Цифровая ВН - Цифровая Н2	1,9	63,5	13,23	2,17	1,036914	11	2	0	0	0	0	0	0
Тр-р	60	58	0	0 Цифровая Н2 - Цифровая НН 1	1,9	0	0	0	0,047	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	60	59	0	0 Цифровая Н2 - Цифровая НН2	1,9	0	0	0	0,047	0	0	0	0	0	0	0	0

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1



Приложение Д.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta
Ген	5	БГЭС 500	500	0	1	400	0	600	-489,047	515	-720	720	0	515	3	3,978284
Нагр	6	БГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	514,3611	2,872214	4,13472
Ген+	7	БГЭС 220	220	0	1	20	0	300	360	242	-360	360	0	226,3243	2,874697	4,103625
Нагр	8	БГЭС 35	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,00527	2,872214	4,13472
База	9	Амурская 500	500	0	1	0	-150	248,617	-162,559	515	0	0	0	515	3	0
Нагр	10	Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	510,2266	2,045329	-3,05597
Нагр	11	Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	510,2266	2,045329	-3,05597
Нагр	12	Амурская 220	220	0	1	131	-43	0	0	0	0	0	0	224,4225	2,010234	-3,05326
Нагр	13	Амурская 10	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10,71476	2,045329	-3,05597
Нагр	14	Завитая	220	0	1	37	15	0	0	0	0	0	0	223,7082	1,685542	-0,63761
Нагр	15	Варваровка	220	0	1	8,5	2,2	0	0	0	0	0	0	219,5401	-0,20904	-4,33024
Нагр	16	Благовещенская	220	0	1	256	55	0	0	0	0	0	0	213,5684	-2,92344	-8,98615
Нагр	17	Хвойная	220	0	1	31	8,4	0	0	0	0	0	0	223,6179	1,644481	-2,27273
Нагр	18	Короли/т	220	0	1	27,5	22,8	0	0	0	0	0	0	223,2551	1,4796	-2,37002
Нагр	19	Белогорск/т	220	0	1	29,2	-22,3	0	0	0	0	0	0	225,598	2,544544	-3,35624
Нагр	20	Белогорск	220	0	1	34,5	15	0	0	0	0	0	0	224,0558	1,843524	-3,06173
Нагр	21	НПС-26	220	0	1	7,2	0,4	0	0	0	0	0	0	224,0556	1,843441	-3,06046
Нагр	22	Свободный	220	0	1	11	0,1	0	0	0	0	0	0	224,2781	1,944573	-3,11713
Нагр	43	Оп.1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,5448	1,611254	-1,92333
Нагр	44	Оп.2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,0198	1,827198	-2,44297
Нагр	45	Оп.3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,055	1,843164	-3,06018
Нагр	46	Оп.4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,0601	1,845496	-3,06227
Нагр	47	Оп.5	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,3131	1,960496	-3,07016
Нагр	56	Цифровая ВН	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	221,3745	0,62477	-3,84464
Нагр	57	Цифровая Н1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	222,1595	0,981609	-7,78998
Нагр	58	Цифровая НН 1	10,5	0	1	67,5	27	0	0	0	0	0	0	10,432	-0,64758	-7,76905
Нагр	59	Цифровая НН2	10,5	0	1	67,5	27	0	0	0	0	0	0	10,432	-0,64758	-7,76905
Нагр	60	Цифровая Н2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	222,18	0,990924	-7,79183
Нагр	61	Оп.6	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	222,4246	1,10208	-3,62013
Нагр	62	Оп.7	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	222,4713	1,123316	-3,62105

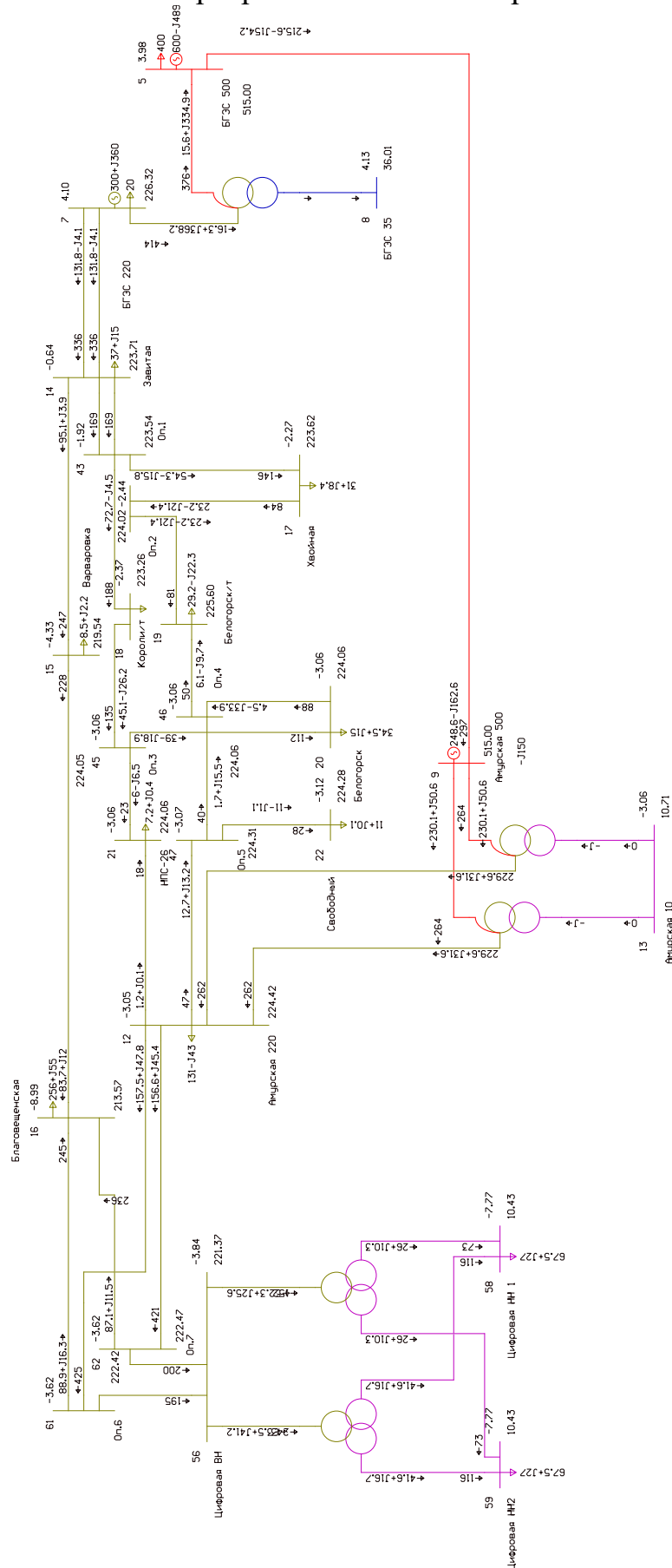
Продолжение приложение Д.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы/Название	R	X	B	G	Kт/r	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Idоп_расч	I max	I загр.
Тр-р	5	6	0	0 БГЭС 500 - БГЭС Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	0,925926	2	1	15,62598	334,8625	0	0	375,8123	0
Тр-р	6	7	0	0 БГЭС Н1 - БГЭС 220	0,39	0	0	0	0,44	0	0	16,27908	368,172	0	0	413,6624	0
Тр-р	6	8	0	0 БГЭС Н1 - БГЭС 35	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	9	10	0	0 Амурская 500 - Амурская Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1	6	1	-230,089	-50,5875	0	0	264,1059	0
Тр-р	10	12	0	0 Амурская Н1 - Амурская 220	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-229,571	-31,5655	0	0	262,2168	0
Тр-р	10	13	0	0 Амурская Н1 - Амурская 10	2,9	113,5	0	0	0,021	0	0	1,59Е-14	-1,26Е-15	0	0	1,81Е-14	0
Тр-р	9	11	0	0 Амурская 500 - Амурская Н2	0,58	61,1	24,2	1,5	1	6	1	-230,089	-50,5875	0	0	264,1059	0
Тр-р	11	12	0	0 Амурская Н2 - Амурская 220	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-229,571	-31,5655	0	0	262,2168	0
Тр-р	11	13	0	0 Амурская Н2 - Амурская 10	2,9	113,5	0	0	0,021	0	0	1,59Е-14	-1,26Е-15	0	0	1,81Е-14	0
ЛЭП	12	61	0	0 Амурская 220 - Оп.6	1,73	3,67	-30,4	0	0	0	0	-157,479	-47,8412	0	1000	424,5515	42,45515
ЛЭП	12	62	0	0 Амурская 220 - Оп.7	1,73	3,67	-30,4	0	0	0	0	-156,579	-45,4106	0	1000	420,5061	42,05061
ЛЭП	16	15	0	0 Благовещенская - Варваровка	10,33	46,18	-284,7	0	0	0	0	83,65634	12,04654	0	1000	228,4851	22,84851
ЛЭП	14	15	0	0 Завитая - Варваровка	7,6	33,98	-209,5	0	0	0	0	-95,1355	-3,92098	0	630	247,439	39,27604
ЛЭП	7	14	0	0 БГЭС 220 - Завитая	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-131,76	4,085983	0	960	336,2804	35,02921
ЛЭП	7	14	0	0 БГЭС 220 - Завитая	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-131,76	4,085983	0	960	336,2804	35,02921
ЛЭП	14	43	0	0 Завитая - Оп.1	3,78	16,91	-104,3	0	0	0	0	-63,8182	13,96887	0	630	168,6025	26,7623
ЛЭП	14	43	0	0 Завитая - Оп.1	3,78	16,91	-104,3	0	0	0	0	-63,8182	13,96887	0	630	168,6025	26,7623
ЛЭП	43	18	0	0 Оп.1 - Короли/т	1,18	5,29	-32,6	0	0	0	0	-72,726	4,510731	0	630	188,1908	29,87155
ЛЭП	44	19	0	0 Оп.2 - Белогорск/т	6,69	29,91	-184,4	0	0	0	0	-23,1765	21,41641	0	630	81,32824	12,90924
ЛЭП	43	17	0	0 Оп.1 - Хвойная	1,18	5,29	-32,6	0	0	0	0	-54,2756	15,83468	0	630	146,0217	23,17805
ЛЭП	44	17	0	0 Оп.2 - Хвойная	1,18	5,29	-32,6	0	0	0	0	23,17647	-21,4164	0	630	84,23962	13,37137
ЛЭП	18	45	0	0 Короли/т - Оп.3	2,79	11,78	-28,6	0	0	0	0	-45,1008	26,24508	0	630	134,9437	21,41963
ЛЭП	19	46	0	0 Белогорск/т - Оп.4	6,47	27,35	-174,7	0	0	0	0	6,132713	-9,71496	0	630	50,04496	7,943645
ЛЭП	45	20	0	0 Оп.3 - Белогорск	0,01	0,03	-0,2	0	0	0	0	-38,998	18,91534	0	630	111,6879	17,72824
ЛЭП	46	20	0	0 Оп.4 - Белогорск	0,01	0,03	-0,2	0	0	0	0	4,49744	-33,8971	0	630	88,1359	13,98983
ЛЭП	46	47	0	0 Оп.4 - Оп.5	0,88	3,71	-23,7	0	0	0	0	1,665547	15,47923	0	630	40,11657	6,36771
ЛЭП	45	21	0	0 Оп.3 - НПС-26	0,01	0,03	-0,2	0	0	0	0	-5,9524	6,533937	0	630	22,77589	3,61522
ЛЭП	12	21	0	0 Амурская 220 - НПС-26	5,71	21,24	-135	0	0	0	0	-1,24921	-0,14166	0	630	18,12906	2,877629
ЛЭП	47	22	0	0 Оп.5 - Свободный	0,88	3,71	-23,7	0	0	0	0	-11,0021	1,083369	0	630	28,45486	4,516644
ЛЭП	47	12	0	0 Оп.5 - Амурская 220	0,36	1,54	-9,8	0	0	0	0	12,6716	13,22129	0	630	47,13549	7,481823
ЛЭП	5	9	0	0 БГЭС 500 - Амурская 500	8,08498	85,38366	-1066,1	10,03248	0	0	0	-215,626	154,1845	0	1000	297,1728	29,71728
Тр-р	56	57	0	0 Цифровая ВН - Цифровая Н1	1,08	39,7	18,15	3,16	1,036914	11	2	-83,4519	-41,1785	0	0	242,6991	0
Тр-р	57	58	0	0 Цифровая Н1 - Цифровая НН 1	1,08	0	0	0	0,047	0	0	-41,5544	-16,6777	0	0	116,3648	0
Тр-р	57	59	0	0 Цифровая Н1 - Цифровая НН2	1,08	0	0	0	0,047	0	0	-41,5544	-16,6777	0	0	116,3648	0
ЛЭП	61	56	0	0 Оп.6 - Цифровая ВН	1,73	3,67	-30,4	0	0	0	0	-67,599	-31,1269	0	610	194,8302	31,93938
ЛЭП	62	56	0	0 Оп.7 - Цифровая ВН	1,73	3,67	-30,4	0	0	0	0	-68,5293	-33,5327	0	610	199,7304	32,74268
Тр-р	56	60	0	0 Цифровая ВН - Цифровая Н2	1,9	63,5	13,23	2,17	1,036914	11	2	-52,2743	-25,6256	0	0	151,8328	0
Тр-р	60	58	0	0 Цифровая Н2 - Цифровая НН 1	1,9	0	0	0	0,047	0	0	-26,0192	-10,3188	0	0	72,73577	0
Тр-р	60	59	0	0 Цифровая Н2 - Цифровая НН2	1,9	0	0	0	0,047	0	0	-26,0192	-10,3188	0	0	72,73577	0
ЛЭП	61	16	0	0 Оп.6 - Благовещенская	9,73	52,67	-350,4	0	0	0	0	-88,9471	-16,2526	0	1000	244,5539	24,45539
ЛЭП	62	16	0	0 Оп.7 - Благовещенская	12,76	53,91	-344,4	0	0	0	0	-87,135	-11,4538	0	1000	235,7269	23,57269

Продолжение приложение Д.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2



Продолжение приложение Д.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta
Ген	5	БГЭС 500	500	0	1	400	0	600	-328,366	515	-720	720	0	515	3	16,33787
Нагр	6	БГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	513,9037	2,780736	13,85352
Ген+	7	БГЭС 220	220	0	1	20	0	300	360	242	-360	360	0	226,0511	2,750506	13,82222
Нагр	8	БГЭС 35	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	35,97326	2,780736	13,85352
База	9	Амурская 500	500	0	1	0	-150	263,936	-57,7078	515	0	0	0	515	3	0
Нагр	10	Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	510,3759	2,07518	-1,74761
Нагр	11	Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	510,3759	2,07518	-1,74761
Нагр	12	Амурская 220	220	0	1	131	-43	0	0	0	0	0	0	224,5212	2,055078	-1,74458
Нагр	13	Амурская 10	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10,71789	2,07518	-1,74761
Нагр	14	Завитая	220	0	1	37	15	0	0	0	0	0	0	222,7084	1,231077	5,12019
Нагр	15	Варваровка	220	0	1	8,5	2,2	0	0	0	0	0	0	220,9258	0,420799	-1,44534
Нагр	16	Благовещенская	220	0	1	256	-55	0	0	0	0	0	0	221,2046	0,547545	-9,85976
Нагр	17	Хвойная	220	0	1	31	8,4	0	0	0	0	0	0	222,6926	1,223926	1,863165
Нагр	18	Короли/т	220	0	1	27,5	22,8	0	0	0	0	0	0	222,4778	1,126251	1,234534
Нагр	19	Белогорск/т	220	0	1	29,2	-22,3	0	0	0	0	0	0	225,0311	2,286872	-0,41949
Нагр	20	Белогорск	220	0	1	34,5	15	0	0	0	0	0	0	223,8385	1,744755	-1,04636
Нагр	21	НПС-26	220	0	1	7,2	0,4	0	0	0	0	0	0	223,8382	1,744646	-1,04301
Нагр	22	Свободный	220	0	1	11	0,1	0	0	0	0	0	0	224,2789	1,944955	-1,60267
Нагр	43	Оп.1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	222,5938	1,178984	2,396526
Нагр	44	Оп.2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,1308	1,423069	1,510958
Нагр	45	Оп.3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,8374	1,744282	-1,0417
Нагр	46	Оп.4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,8431	1,746842	-1,05001
Нагр	47	Оп.5	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,3139	1,960878	-1,5557
Нагр	56	Цифровая ВН	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	219,5839	-0,18915	-3,16075
Нагр	57	Цифровая Н1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,2283	0,103762	-7,17335
Нагр	58	Цифровая НН 1	10,5	0	1	67,5	27	0	0	0	0	0	0	10,34115	-1,51284	-7,15205
Нагр	59	Цифровая НН2	10,5	0	1	67,5	27	0	0	0	0	0	0	10,34115	-1,51284	-7,15205
Нагр	60	Цифровая Н2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,249	0,11316	-7,17524
Нагр	61	Оп.6	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	221,7674	0,803342	-2,70949
Нагр	62	Оп.7	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3,62105

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/r	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Идоп_расч	I max	I загр.	
Тр-р	5	6	0	0 БГЭС 500 - БГЭС Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	0,925926	2	1	-200	328,3662	0	0	431,0276	0	
Тр-р	6	7	0	0 БГЭС Н1 - БГЭС 220	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-199,27	369,7845	0	0	471,9188	0	
Тр-р	6	8	0	0 БГЭС Н1 - БГЭС 35	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	1,10E-13	-5,03E-13	0	0	5,78E-13	0	
Тр-р	9	10	0	0 Амурская 500 - Амурская Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1	6	1	-131,968	-46,1461	0	0	156,7293	0	
Тр-р	10	12	0	0 Амурская Н1 - Амурская 220	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-131,529	-35,376	0	0	154,0765	0	
Тр-р	10	13	0	0 Амурская Н1 - Амурская 10	2,9	113,5	0	0	0,021	0	0	1,27E-14	5,11E-13	0	0	5,78E-13	0	
Тр-р	9	11	0	0 Амурская 500 - Амурская Н2	0,58	61,1	24,2	1,5	1	6	1	-131,968	-46,1461	0	0	156,7293	0	
Тр-р	11	12	0	0 Амурская Н2 - Амурская 220	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-131,529	-35,376	0	0	154,0765	0	
Тр-р	11	13	0	0 Амурская Н2 - Амурская 10	2,9	113,5	0	0	0,021	0	0	1,27E-14	5,11E-13	0	0	5,78E-13	0	
ЛЭП	12	61	0	0 Амурская 220 - Оп.6	1,73	3,67	-30,4	0	0	0	0	-252,654	-50,5309	0	1000	663,3064	66,33064	
ЛЭП	12	62	0	0 Амурская 220 - Оп.7	1,73	3,67	-30,4	0	0	0	0	0	0	0	1000	0	0	
ЛЭП	16	15	0	0 Благовещенская - Варваровка	10,33	46,18	-284,7	0	0	0	0	144,7648	-38,1441	0	1000	398,9693	39,89693	
ЛЭП	14	15	0	0 Завитая - Варваровка	7,6	33,98	-209,5	0	0	0	0	-162,184	20,29015	0	630	423,7242	67,25781	
ЛЭП	7	14	0	0 БГЭС 220 - Завитая	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-239,504	4,890997	0	960	611,8373	63,73305	
ЛЭП	7	14	0	0 БГЭС 220 - Завитая	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-239,504	4,890997	0	960	611,8373	63,73305	
ЛЭП	14	43	0	0 Завитая - Оп.1	3,78	16,91	-104,3	0	0	0	0	-133,704	27,65317	0	630	353,9502	56,18257	
ЛЭП	14	43	0	0 Завитая - Оп.1	3,78	16,91	-104,3	0	0	0	0	-133,704	27,65317	0	630	353,9502	56,18257	
ЛЭП	43	18	0	0 Оп.1 - Короли/т	1,18	5,29	-32,6	0	0	0	0	-182,291	34,66317	0	630	481,2878	76,39489	
ЛЭП	44	19	0	0 Оп.2 - Белогорск/т	6,69	29,91	-184,4	0	0	0	0	-51,0396	29,23058	0	630	152,1894	24,15705	
ЛЭП	43	17	0	0 Оп.1 - Хвойная	1,18	5,29	-32,6	0	0	0	0	-82,2957	22,919	0	630	221,5767	35,1709	
ЛЭП	44	17	0	0 Оп.2 - Хвойная	1,18	5,29	-32,6	0	0	0	0	51,03956	-29,2306	0	630	154,3063	24,49307	
ЛЭП	18	45	0	0 Короли/т - Оп.3	2,79	11,78	-28,6	0	0	0	0	-153,973	59,51815	0	630	428,3865	67,99785	
ЛЭП	19	46	0	0 Белогорск/т - Оп.4	6,47	27,35	-174,7	0	0	0	0	-21,4081	-0,99903	0	630	59,69102	9,474764	
ЛЭП	45	20	0	0 Оп.3 - Белогорск	0,01	0,03	-0,2	0	0	0	0	-119,982	47,7575	0	630	333,0878	52,87107	
ЛЭП	46	20	0	0 Оп.4 - Белогорск	0,01	0,03	-0,2	0	0	0	0	85,47654	-62,7542	0	630	273,5185	43,41563	
ЛЭП	46	47	0	0 Оп.4 - Оп.5	0,88	3,71	-23,7	0	0	0	0	-106,823	53,81522	0	630	308,5136	48,97041	
ЛЭП	45	21	0	0 Оп.3 - НПС-26	0,01	0,03	-0,2	0	0	0	0	-32,4592	16,80154	0	630	94,27413	14,96415	
ЛЭП	12	21	0	0 Амурская 220 - НПС-26	5,71	21,24	-135	0	0	0	0	25,16457	-10,759	0	630	78,81053	12,50961	
ЛЭП	47	22	0	0 Оп.5 - Свободный	0,88	3,71	-23,7	0	0	0	0	-11,0021	1,083374	0	630	28,45468	4,516616	
ЛЭП	47	12	0	0 Оп.5 - Амурская 220	0,36	1,54	-9,8	0	0	0	0	-95,571	52,5965	0	630	280,7763	44,56767	
ЛЭП	5	9	0	0 БГЭС 500 - Амурская 500	8,08498	85,38366	-1066,1	10,03248	0	0	0	0	0	0	0	1000	0	0
Тр-р	56	57	0	0 Цифровая ВН - Цифровая Н1	1,08	39,7	18,15	3,16	1,036914	11	2	-83,4549	-41,2887	0	0	244,8135	0	
Тр-р	57	58	0	0 Цифровая Н1 - Цифровая НН 1	1,08	0	0	0	0,047	0	0	-41,5553	-16,6778	0	0	117,3876	0	
Тр-р	57	59	0	0 Цифровая Н1 - Цифровая НН2	1,08	0	0	0	0,047	0	0	-41,5553	-16,6778	0	0	117,3876	0	
ЛЭП	61	56	0	0 Оп.6 - Цифровая ВН	1,73	3,67	-30,4	0	0	0	0	-136,55	-67,2375	0	610	397,9682	65,24069	
ЛЭП	62	56	0	0 Оп.7 - Цифровая ВН	1,73	3,67	-30,4	0	0	0	0	0	0	0	610	0	0	
Тр-р	56	60	0	0 Цифровая ВН - Цифровая Н2	1,9	63,5	13,23	2,17	1,036914	11	2	-52,2764	-25,693	0	0	153,1539	0	
Тр-р	60	58	0	0 Цифровая Н2 - Цифровая НН 1	1,9	0	0	0	0,047	0	0	-26,02	-10,3216	0	0	73,37793	0	
Тр-р	60	59	0	0 Цифровая Н2 - Цифровая НН2	1,9	0	0	0	0,047	0	0	-26,02	-10,3216	0	0	73,37793	0	
ЛЭП	61	16	0	0 Оп.6 - Благовещенская	9,73	52,67	-350,4	0	0	0	0	-113,823	20,03076	0	1000	300,88	30,088	
ЛЭП	62	16	0	0 Оп.7 - Благовещенская	12,76	53,91	-344,4	0	0	0	0	0	0	0	1000	0	0	

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2



