

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 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2025 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Разработка замещающих мероприятий при выводе из эксплуатации
Райчихинской ГРЭС в Амурской области

Исполнитель

студент группы 142-об2

(подпись, дата)

Д.С. Юдин

Руководитель

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.А. Казакул

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

(подпись, дата)

Л.А. Мясоедова

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

« _____ » _____ 2025 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Юдина Дениса Сергеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Разработка замещающих мероприятий при выводе из эксплуатации Райчихинской ГРЭС в Амурской области

(утверждено приказом от 10.04.2025 № 950-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: данные преддипломной практики

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Общая характеристика объектов Райчихинского района, планирование замещающих мощностей Райчихинской ГРЭС, анализ электроэнергетической системы рассматриваемого района, анализ режимов существующей сети, анализ конкурентно способных вариантов развития электрической сети после вывода из эксплуатации Райчихинской ГРЭС, определение параметров ПС Райчихинская, Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети, расчет токов короткого замыкания, выбор оборудования подстанции, защита автотрансформатора, разработка молниезащиты и заземления ПС Райчихинская, технико-экономическая часть проекта, безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) графическая часть работы выполнена на восьми листах формата А1

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультант по безопасности и экологичности, доцент, канд. техн. наук А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: А.А. Казакул, доцент, канд. техн. наук
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 164 страницу, 22 рисунка, 74 таблицы, 58 источников, 130 формул, 3 приложения

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, СИЛОВОЙ
АВТОТРАНСФОРМАТОР, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ГЛАВНАЯ
ПОНИЗИТЕЛЬНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ
ПОДСТАНЦИЯ, РЕГУЛИРОВОЧНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ,
ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, КОМПЛЕКТНОЕ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ,
КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, МОЛНИЕЗАЩИТА,
ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВО, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ.

Целью данной бакалаврской работы является разработка замещающих мероприятий при выводе из эксплуатации Райчихинской ГРЭС. Реализация данного мероприятия позволит обеспечить надежность и качество электроснабжения существующих потребителей при выводе из эксплуатации этого объекта генерации.

Актуальность работы заключается в том, что вывод из эксплуатации Райчихинской ГРЭС необходим из – за износа оборудования, для реализации данного мероприятия требуется разработка схемных решения.

Новизна данной темы заключается в том, что разработка замещающих мероприятий выполняется в соответствии с Постановлением от 30 января 2021 г. №86 «Об утверждении правил вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, а также о внесении изменений в некоторые акты правительства российской федерации по вопросу совершенствования порядка вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации».

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

ВЛ – воздушная линия;

ВЛЭП –воздушная линия электропередач;

ВН – высокое напряжение;

ГОСТ – государственный стандарт;

ДДТН – длительно-допустимая токовая нагрузка;

КЭС – конденсационная электростанция;

ЛЭП –линия электропередач;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

РПН –регулирование под нагрузкой;

РУ – распределительное устройство;

СВН – сверхвысокое напряжение;

СН – собственные нужды / среднее напряжение;

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;

ЭС – электростанция.

ЭЭС – электроэнергетическая система;

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Общая характеристика объекта	9
1.1 Климатическая и географическая характеристика района	9
1.2 Текущая роль РГРЭС в энергосистеме региона	10
1.3 Необходимость вывода из эксплуатации	12
2 Планирование замещающих мощностей	17
2.1 Анализ потребности в электрической энергии	17
2.2 Прогнозирование изменений в энергосети региона	18
3 Анализ электроэнергетической системы рассматриваемого района	22
3.1 Структурный анализ электроэнергетической системы района	22
3.1.1 Структурный анализ источников питания	22
3.1.2 Структурный анализ ЛЭП	25
3.1.3 Структурный анализ ПС	27
3.2 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети	28
3.3 Анализ режимов существующей сети	32
4 Анализ конкурентно способных вариантов развития электрической сети после вывода из эксплуатации Райчихинской ГРЭС	44
5 Определение параметров ПС Райчихинская	48
5.1 Выбор числа и мощности трансформаторов	48
5.2 Выбор главной схемы подстанции	50
5.3 Линии электропередачи	52
6 Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети	54
6.1 Расчет режима выбранных вариантов	54
6.2 Капиталовложения	66
6.3 Расчет эксплуатационных издержек	69
6.4 Определение статических приведенных затрат и выбор оптимального варианта сети	71

7	Расчет токов короткого замыкания	76
8	Выбор оборудования подстанции	81
8.1	Выбор комплектных распределительных устройств	82
8.2	Выбор и проверка выключателей	83
8.3	Выбор и проверка разъединителей	84
8.4	Выбор и проверка трансформаторов тока	85
8.5	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	88
8.6	Выбор и проверка токоведущих частей	90
8.7	Выбор и проверка изоляторов	94
8.8	Выбор ОПН	95
8.9	Выбор комплектных распределительных устройств	99
8.10	Выбор выключателей КРУ	100
8.11	Выбор разъединителей КРУ	101
8.12	Выбор трансформаторов тока КРУ	101
8.13	Выбор и проверка трансформаторов напряжения КРУ	103
8.14	Выбор жёстких шин КРУ	103
8.15	Выбор изоляторов КРУ	105
8.16	Выбор трансформаторов собственных нужд	106
8.17	Выбор ограничителей перенапряжения	107
8.18	Выбор аккумуляторных батарей	112
9	Защита автотрансформатора	117
9.1	Дифференциальная защита автотрансформатора	117
9.2	Максимальная токовая защита автотрансформатора	123
9.3	Защита от перегрузки	124
9.4	Газовая защита	125
9.5	Автоматика ввода резерва	127
10	Разработка молниезащиты и заземления ПС Райчихинская	130
10.1	Молниезащита ПС Райчихинская	130

10.2	Разработка заземления и определение стационарного и импульсного сопротивления	135
11	Технико-экономическая часть проекта	141
11.1	Оценка инвестиционной привлекательности проекта	141
12	Безопасность и экологичность	145
12.1	Безопасность	145
12.2	Экологичность	148
12.3	Чрезвычайная ситуация	155
	Заключение	157
	Библиографический список	158
	Приложение А Расчет исходного режима	165
	Приложение Б Расчет вариантов режима	177
	Приложение В Расчет вариантов режима	192

ВВЕДЕНИЕ

В энергосистеме Амурской области в период до 2034 года рассматривается вывод из эксплуатации генерирующего оборудования в связи с исчерпанием ресурса в объёме 193 МВт, а именно: 110 МВт на Благовещенской ТЭЦ (ст. N-110-130) и 83 МВт на Райчихинской ГРЭС (ст. №6 К-50-90 и ст. №7 П-33-90).[54]

Целью данной бакалаврской работы является разработка комплекса мероприятий, которые позволят вывести из эксплуатации Райчихинскую ГРЭС.

Актуальность данной темы обусловлена необходимостью обеспечения надёжного энергоснабжения региона в условиях изменения структуры генерирующих мощностей. Это требует внедрения современных технологий и оптимизации энергосистемы, что соответствует мировым тенденциям перехода к более экологичным источникам энергии.

Для достижения цели работы были поставлены следующие задачи:

1. Провести анализ текущего состояния энергосистемы Амурской области.
2. Проанализировать действующие нормативно-правовые акты регламентирующие вывод из эксплуатации электрических станций.
3. Разработать варианты замещающих мероприятий для вывода из эксплуатации Райчихинской ГРЭС.
4. Провести расчёт режимов для разработанных вариантов замещения.
5. Выполнить технико-экономическое сравнение предлагаемых вариантов замещающих мероприятий.
6. Оценить экологические и социальные последствия после реализации замещающих мероприятий.

Используемое лицензионное программное обеспечение:

Microsoft: Word, Excel, Visio.

Matsoft: Mathcad.

Используемое свободно распространяемое программное обеспечение:

Opera GX

Графическая часть ВКР выполнена на восьми листах формата А1.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА

1.1 Климатическая и географическая характеристика района

Амурская область отличается своеобразным климатом, который меняется от ярко выраженного континентального в северо-западной части до муссонного в юго-восточной. На формирование климатических условий влияют солнечная активность, движение воздушных потоков и ряд географических особенностей: расположение по широте, дистанция от морского побережья, особенности ландшафта, флора и водоёмы. Согласно климатическому зонированию России, большая часть региона входит в дальневосточную муссонную зону умеренного пояса, тогда как северо-западное Приамурье относится к восточно-сибирской континентальной области. [1]

Температурный режим области демонстрирует значительные контрасты. В северных районах средний показатель января достигает -29°C , при этом в горных впадинах фиксируются еще более низкие значения. Южные территории характеризуются менее суровыми зимними температурами – от -25°C до -21°C . Примечательно сравнение Благовещенска и Воронежа: находясь на одной широте, они имеют разительно отличающиеся январские температуры (-21°C и -6°C соответственно). Экстремально низкая температура в регионе составляет $-45,4^{\circ}\text{C}$.

Летний сезон на юге области характеризуется высокими температурами и обильным увлажнением. Июльские показатели достигают $21-22^{\circ}\text{C}$. Северные межгорные долины также отличаются теплым летом с температурами $18-19^{\circ}\text{C}$, в то время как в горах с увеличением высоты температура снижается до 12°C . Максимальные летние температуры варьируются от 38°C на севере до 42°C на юге.

Регион получает значительное количество осадков в течение года. Горные районы северо-востока и восточные территории характеризуются показателями 900-1000 мм. Прилегающие к Амуру и нижней Зее районы получают меньше

осадков: Ерофей Павлович – около 500 мм, Благовещенск – 570 мм, Архара – 640 мм.

Муссонное влияние проявляется в летней концентрации осадков, когда за три месяца (июнь-август) выпадает до 70% годовой нормы. Летний период отмечается повышенной влажностью из-за усиленного испарения. Весной же сухость воздуха способствует испарению снежного покрова, что приводит к незначительному подъему уровня воды в реках.

Посёлок городского типа Прогресс, на территории которого расположена Райчихинская ГРЭС, является административным центром одноимённого городского округа в Амурской области России. Прогресс был основан в 1948 году и получил статус посёлка городского типа в 1956 году. Он расположен в долине реки Кивда, в 8 км от правого берега Буреи и связан с Транссибирской магистралью через железнодорожную линию. На его территории проживает около 9820 человек (по данным на 2023 год). [45]

1.2 Текущая роль РГРЭС в энергосистеме региона

На сегодняшний день Райчихинская ГРЭС обеспечивает выработку около 410 миллионов киловатт-часов электроэнергии ежегодно для потребностей региона. По состоянию на 2024 год, станция имеет установленную мощность 83 МВт, представленную двумя энергоблоками: ст. №6 К-50-90 и ст. №7 П-33-90, а также тепловую мощность в размере 173,1 Гкал/ч. [47, 63]

Станция выдаёт электроэнергию в энергосистему Дальнего Востока через:

- ОРУ 220 кВ и 110 кВ – открытые распределительные устройства, выполненные по схеме № 13-Н «две рабочие и обходная системы шин». Именно через них станция подключена к магистральным линиям 220 кВ (в частности, на Завитую и Архару) и 110 кВ (на Бурейск и Бурей-тягу)

- ЗРУ 35 кВ – закрытое распределительное устройство комплектных элегазовых ячеек, обеспечивающее выдачу мощности на районные сети (Прогресс, Малиновка и др.) [47]

Станция оснащена цифровыми микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики, сертифицированными по стандарту организации

ПАО «РусГидро» СТО РусГидро 02.02.125-2022 «Релейная защита и автоматика. Техническое обслуживание. Нормы и требования». Они выполняют функции защиты шин, трансформаторов, генераторов, дифференциальной и дистанционной защиты, а также позволяют участвовать в автоматическом введении резерва частоты и мощности (АВРЧМ). [52]

Оперативный сбор данных и дистанционное управление станцией организованы по волоконно-оптическим линиям связи с использованием протоколов IEC 60870-5-101/104. Каналы связи обеспечивает Системный оператор ЕЭС (ДЦ ОЭС Востока), что интегрирует Райчихинскую ГРЭС в единую диспетчерскую систему региона

Основное топливо, используемое на станции, — это бурый уголь из Райчихинского месторождения и мазут. ГРЭС является частью Дальневосточной генерирующей компании и входит в состав филиала «Амурская генерация». Производимая станцией электроэнергия поступает в общую энергосистему Дальнего Востока через линии электропередачи напряжением 220, 110 и 35 кВ (таблица 1). [55]

Таблица 1 – Линии по которым выдаётся электроэнергия в энергосистему

Наименование линии	Напряжение, кВ	Количество цепей
1	2	3
Райчихинская ГРЭС – Завитая	220	2
Райчихинская ГРЭС – Архара	220	2
Райчихинская ГРЭС – Бурейск	110	2
Райчихинская ГРЭС – Бурей-тяга	110	1
Райчихинская ГРЭС – Михайловка	110	1
Райчихинская ГРЭС – Широкий	35	1
Райчихинская ГРЭС – Н.Райчихинск	35	1

1	2	3
Райчихинская ГРЭС – А	35	1
Райчихинская ГРЭС – Усть-Кивда	35	1
Райчихинская ГРЭС – Прогресс	35	1
Райчихинская ГРЭС – Малиновка	35	1

Кроме того, Райчихинская ГРЭС обеспечивает теплоснабжение посёлка Прогресс в холодное время года, выполняя тем самым важную социальную функцию. Несмотря на возраст и устаревшее оборудование, недавний капитальный ремонт, включавший восстановление основных узлов топливоподачи и реконструкцию главного паропровода, позволил повысить надежность работы станции. [34]

1.3 Необходимость вывода из эксплуатации

Вывод из эксплуатации Райчихинской ГРЭС обусловлен комплексом технических, экономических и экологических факторов.

Одной из причин является фактический износ оборудования. Большая часть технологического оборудования станции эксплуатируется более 40 лет и исчерпала свой нормативный ресурс.

Основное оборудование представлено двумя турбоагрегатами:

- К-50-90, 50 МВт, введён в эксплуатацию в 1963 г.;
- П-33-90, 33 МВт, введён в эксплуатацию в 1965 г.

Несмотря на достаточно высокие технические индексы (92 для К-50-90 (Г-6) и 89 для П-33-90 (Г-7)), продолжительная эксплуатация приводит к росту аварийности, снижению коэффициента использования установленной мощности и значительным затратам на ремонт и техническое обслуживание.

Трансформаторное оборудование включает в себя трансформаторы 110-220 кВ (Т-6 и Т-7, по 80 МВА каждый), введенные в эксплуатацию в 1979 и 1978 годах соответственно, и автотрансформатор АТ-9 (125 МВА) введённый в эксплуатацию в 1971 году [56]. Их технические индексы (91 и 70 у Т-6/Т-7, 77 —

у АТ-9) также свидетельствуют о приближении к критическим срокам эксплуатации и об усложнении замены отдельных узлов и запчастей, снятых с производства.

По ГОСТ 34484-2018 «Турбины паровые стационарные. Нормы срока службы», расчётный ресурс паровых турбин К-50-90 и П-33-90 составляет не менее 40 лет, за исключением быстроизнашивающихся элементов.

В соответствии с ГОСТ 11677-85 «Трансформаторы силовые. Общие технические условия» полная расчётная продолжительность службы силовых трансформаторов 110–220 кВ не менее 25 лет, причём первый капитальный ремонт должен быть выполнен не позднее 12 лет эксплуатации.

Значения индексов технического состояния представлены в таблице 2 в соответствии с приказом от 26 июля 2017 года №676 «Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей».

Таблица 2 – Индексы технического состояния

Диапазон индекса технического состояния	Вид технического состояния	Вид технического воздействия
1	2	3
≤ 25	Критическое	Вывод из эксплуатации, техническое перевооружение и реконструкция
$25 < и \leq 50$	Неудовлетворительное	Дополнительное техническое обслуживание и ремонт, усиленный контроль технического состояния, техническое перевооружение
$50 < и \leq 70$	Удовлетворительно	Усиленный контроль технического состояния, капитальный ремонт, реконструкция

1	2	3
$70 < и \leq 85$	Хорошее	По результатам планового диагностирования
$85 < и \leq 100$	Очень хорошее	Плановое диагностирование

В таблице 3 представлены сроки ввода оборудования Райчихинском ГРЭС. В таблице представлено трансформаторное оборудование и оборудование ячеек, срок ввода оборудования ячеек соответствует сроку ввода выключателей. Выключатели и остальное оборудование присоединений, особенно класса 110–220 кВ, превысили срок службы на 20–30 лет. Это приводит к увеличению времени срабатывания (опасно при коротких замыканиях). Райчихинская ГРЭС достигла критического уровня физического и морального износа. Дальнейшая эксплуатация несет высокие технические и финансовые риски, а модернизация экономически неоправданна. Вывод станции из работы – единственное рациональное решение.

Таблица 3 – Ввод оборудования Райчихинском ГРЭС

Оборудование	Присоединение	Год ввода	Фактический срок эксплуатации, лет	Срок эксплуатации по ГОСТ, лет
1	2	3	4	5
Трансформаторы	T-2	1953	72	25 – 40
	T-1, РТСН, АТ-9	1973	52	
	T-6, T-7	1978	47	

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5
Выключатели	ОВ-110, В-220 РТСН, В-110 Т- 6	2017	8	20 – 30
	В-110 Бурей/т	1985	40	
	В-110 Михайловка	1988	37	
	В-110 Бурейск- 1, 2, В-220 Завитая №2	1980	45	
	В-110 Т-7, В- 220 Завитая №1	1978	47	
	В-110 АТ-9	1973	52	
	В-220 Архара № 1	1970	55	
	В-220 Архара № 2	1967	58	

Другой причиной для вывода из эксплуатации являются экологические соображения. Использование бурого угля в качестве основного топлива приводит к значительным выбросам парниковых газов, оксида азота, диоксида серы и других вредных веществ в атмосферу. Это негативно сказывается на экологической обстановке в регионе и требует внедрения более чистых технологий. Вывод ГРЭС соответствует современным экологическим требованиям и международным обязательствам России по снижению выбросов парниковых газов, а именно:

- Парижское соглашение по климату;
- Стратегия социально-экономического развития РФ с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года;

– Федеральный проект «Чистый воздух». [53]

Основной же причиной для вывода из эксплуатации является устаревшая технология производства электроэнергии на Райчихинской ГРЭС, это делает её менее конкурентоспособной по сравнению с новыми, более эффективными и менее затратными технологиями. Наблюдается постоянный рост эксплуатационных затрат на поддержание работоспособности устаревшего оборудования, включая возрастающие расходы на плановые и внеплановые ремонты. Существенной проблемой становится увеличение стоимости запасных частей для устаревшего оборудования, многие из которых уже сняты с производства. Энергетическая эффективность станции значительно уступает современным аналогам: КПД энергоблоков составляет около 30% против 45-50% у новых ТЭС, наблюдается повышенный удельный расход топлива на выработку электроэнергии и значительные потери при работе изношенного вспомогательного оборудования.

2 ПЛАНИРОВАНИЕ ЗАМЕЩАЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ

Планирование замещающих мощностей в связи с выводом из эксплуатации Райчихинской ГРЭС является важным этапом обеспечения надежного электроснабжения потребителей Амурской области. Этот процесс требует комплексного подхода, учитывающего как текущие потребности в электрической энергии, так и перспективы развития региона, включая реализацию крупных инвестиционных проектов и развитие экспортного потенциала.

2.1 Анализ потребности в электрической энергии

По данным Системного оператора Единой энергетической системы (СО ЕЭС) и материалов СиПР ЭЭС России на 1 января 2025 г. [4], баланс основных инфраструктурных элементов ОЭС Востока представлен в таблице 4.

Таблица 4 – Баланс основных инфраструктурных элементов ОЭС Востока

Показатель	Значение
Количество электростанций (установленная мощность ≥ 5 МВт)	39
Суммарная установленная мощность электростанций ОЭС Востока, МВт	11 239,9
Количество электрических подстанций класса 110–500 кВ	497
Суммарная мощность подстанций, млн кВ·А	38 008,5
Количество линий электропередачи 110–500 кВ	562
Общая протяжённость линий 110–500 кВ, км	43 570,7

По итогам 2023 г. объём выработки электроэнергии на электростанциях энергосистемы составил 18 063,8 млн кВт·ч, из них ГЭС – 14 154,3 млн кВт·ч, ТЭС – 3 909,4 млн кВт·ч. Внутреннее потребление региона в 2023 г. достигло 2866 МВт; излишки передаются в соседние регионы и экспортируются в КНР. [3]

В структуре потребления электроэнергии Амурской области основными потребителями являются:

- Транспортный сектор (преимущественно ОАО «РЖД»);
- Промышленные предприятия;
- Население;
- Прочие потребители. [3]

Крупнейшими промышленными потребителями электроэнергии в регионе выступают:

- Объекты трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО);
- АО «Покровский рудник»;
- Амурский газоперерабатывающий завод (пущен в 2021 г.);
- Амурский газохимический комплекс (будет введен в эксплуатацию полностью в 2027 году) [2, 61].

Согласно прогнозам развития энергосистемы, спрос на электрическую мощность в регионе будет расти с 2790 МВт в 2024 году до 3480 МВт к 2034 году по умеренному сценарию. Основными факторами роста энергопотребления являются:

- Реализация крупных промышленных проектов в газохимической отрасли;
- Развитие горнодобывающей промышленности;
- Электрификация транспортного сектора;
- Развитие социальной инфраструктуры. [55]

При этом даже с учётом планируемого вывода из эксплуатации Райчихинской ГРЭС (83 МВт) и роста экспорта электроэнергии в КНР (до 1000 МВт), энергосистема Амурской области будет сохранять значительный резерв мощности в диапазоне 905-1698 МВт. Это обеспечивается за счёт планируемого ввода новых генерирующих объектов суммарной мощностью 1260 МВт. [54]

2.2 Прогнозирование изменений в энергосети региона

Энергосистема Амурской области в ближайшее десятилетие ожидает существенных изменений, связанных как с вводом новых генерирующих мощностей, так и с развитием электросетевого комплекса. В соответствии со

схемой и программой развития электроэнергетических систем России, к 2034 году установленная мощность электростанций региона достигнет 5374 МВт, что на 24,8% превысит показатели 2023 года [54].

Планируемые к вводу генерирующие объекты включают:

- Нижне-Зейская ГЭС (400 МВт);
- Благовещенская ТЭЦ 110 МВт (взамен выводимого т/а ст. №2 Т-110-1304);
- Свободненская ТЭС (450 МВт);
- Солнечные электростанции (150 МВт);
- Ветровые электростанции (150 МВт). [54]

Согласно прогнозам, основное внимание будет уделено строительству новых гидроэлектростанций, таких как Нижне-Зейская и Селемджинская ГЭС. Нижне-Зейская ГЭС, которая будет построена на реке Зeya, планируется с мощностью 400 МВт и среднегодовой выработкой 2,33 млрд кВт·ч. Строительство этой ГЭС планируется начать в 2032 году. Основной целью строительства этих гидроэлектростанций является не только увеличение генерации электроэнергии, но и защита региона от паводков, что потенциально может снизить ущерб от наводнений до 10 миллиардов рублей в год. [57]

В рамках стратегии развития энергетики Дальнего Востока и декарбонизации в Амурской области, особенно в Центральном энергорайоне (включая г. Благовещенск, г. Белогорск, г. Свободный), планируется ввод следующих объектов возобновляемой энергетики (ВИЭ):

1. Солнечные электростанции (СЭС)

Таблица 5 – СЭС

Проект	Мощность, МВт	Планируемый год ввода	Статус
СЭС «Благовещенинская»	50	2026	Проектирование
СЭС «Свободненская»	30	2025	Строительство
СЭС «Белогорск-2»	20	2027	Конкурс инвесторов

2. Ветроэнергетические установки (ВЭС)

Таблица 6 – ВЭС

Проект	Мощность (МВт)	Планируемый год ввода	Статус
ВЭС «Амурская»	60	2028	ТЭО
ВЭС «Призейская»	30	2026	Подбор площадки

Средняя скорость ветра: 5–7 м/с (подходит для турбин класса 3–4).

Потенциальные площадки: возле Зейского водохранилища и вдоль реки Зей.

3. Гибридные решения (СЭС + накопители)

СЭС «Тамбовская» + БАТ (10 МВт + 5 МВт·ч) – 2025 г.

Цель: Сглаживание пиков нагрузки в изолированных поселках.

4. Перспективные проекты

Геотермальная станция у озера Буссе (5 МВт) – оценка потенциала до 2027 г.

БиоТЭС на отходах лесопереработки (г. Шимановск) – 10 МВт, 2030 г.

5. Обоснование Центрального энергорайона

– Высокий спрос на энергию из-за роста промышленности (СИП «Амур», ВСМОК).

– Наличие инфраструктуры: ЛЭП 220 кВ, подстанции (ПС «Благовещенская»).

– Поддержка государства: Субсидии по программе ДПМИ ВИЭ (Дальний Восток).

К 2030 году доля ВИЭ в Центральном энергорайоне Амурской области может достичь 15–20% (сейчас ~3%). Основной акцент – на солнечную и ветровую генерацию с резервированием через накопители.

Нормативно-правовая база вывода электростанций из эксплуатации.

Постановление Правительства № 86 от 30.01.2024 [41]

Применительно к Райчихинской ГРЭС:

- Перед выводом из эксплуатации РусГидро (владелец) должна была:
 - подать заявку в Минэнерго и СО ЕЭС (Системный оператор ЕЭС);
 - обосновать экономическую нецелесообразность дальнейшей эксплуатации;
 - проанализировать влияние на энергобаланс Дальнего Востока (возможна замена мощностей).

Постановление Правительства № 861 от 27.12.2004 [40]

Применительно к Райчихинской ГРЭС:

- Компания обязана была уведомить сетевые организации и СО ЕЭС за 1–2 года до остановки.
- Поскольку станция работала в изолированной зоне (Амурская энергосистема), требовалось обеспечить замещение выбывающих мощностей (например, за счет Благовещенской ТЭЦ).

Специфика вывода Райчихинской ГРЭС

Причины вывода из эксплуатации:

- Экономическая неэффективность (высокая себестоимость энергии).
- Экологические проблемы (угольное топливо, загрязнение).

3 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА

Цель данного пункта – показать современное состояние электроэнергетической системы района с введенной в эксплуатацию Райчихинской ГРЭС и возможность вывода ее из эксплуатации без изменения топологии сети.

3.1 Структурный анализ электроэнергетической системы района

Структурный анализ электроэнергетической системы района включает в себя следующие задачи:

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

3.1.1 Структурный анализ источников питания

Благовещенская ТЭЦ

Благовещенская ТЭЦ представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 404 МВт, тепловая мощность — 1005,6 Гкал/час. Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды. Проектное топливо — бурый уголь Райчихинского месторождения, фактически используются бурые угли Еркевецкого и Переясловского месторождений.

Благовещенская ТЭЦ осуществляет следующие функции:

- Выдача мощности и выработка электроэнергии;
- Отпуск пара и горячей воды потребителям.

Электроэнергия, производимая станцией, выдаётся в энергосистему Амурской области по линиям электропередачи 110 кВ:

ВЛ-110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская №1 с отпайками;

ВЛ-110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская №2 с отпайками;

ВЛ-110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Западная №1;

ВЛ-110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Западная №2;

ВЛ-110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная №1 с отпайками;

ВЛ-110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная №2 с отпайками.

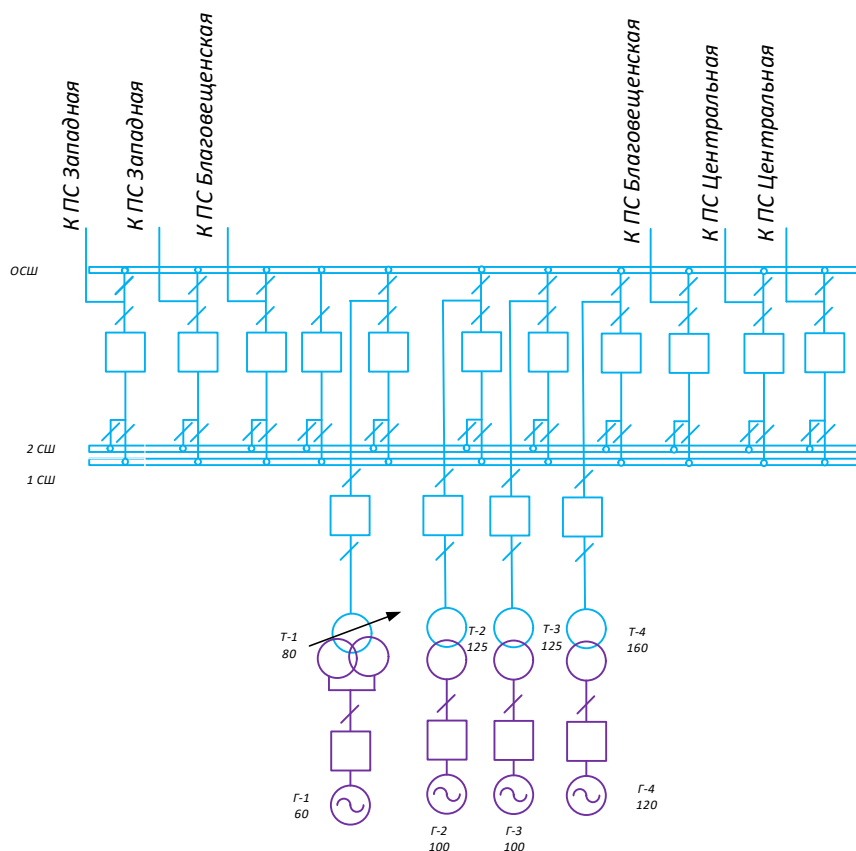


Рисунок 1 – Главная схема Благовещенской ТЭЦ

Таблица 7 – Генераторы

Марка	Кол-во	$P_{ном}$, МВт	$U_{ном}$, кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
ТВФ-63-2УЗ	1	60	6,3	3000
ТВФ-120-2УЗ	2	110	10,5	3000
ТЗФП-130-2УЗ	1	124	10,5	3000

Таблица 8 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U_K , %	ΔP_K , кВт	ΔP_X , кВт	ΔQ_X , кВАр	I_X , %
ТРДЦН-80000/110/6,3/6,3	1	10,5	310	70	480	0,6
ТДЦ-125000/110/10,5	2	10,5	400	120	687,5	0,55
ТДЦ-160000/110/10,5	1	12	525	167	960	0,6

Райчихинская ГРЭС

Райчихинская ГРЭС представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 83 МВт, тепловая мощность — 173,1 Гкал/час. Станция работает по конденсационному графику с попутной выработкой тепла. Проектное и фактическое топливо — бурый уголь Райчихинского месторождения. Конструктивная схема — с поперечными связями по основным потокам воды и пара. Помимо выработки электроэнергии, Райчихинская ГРЭС обеспечивает теплоснабжение п. Прогресс (теплоснабжение производится только в холодное время года, в летний период отпуск тепла отсутствует). Электроэнергия выдаётся в энергосистему с открытых распределительных устройств (ОРУ) напряжением 110 кВ и 220 кВ, а также с закрытого распределительного устройства (ЗРУ) напряжением 35 кВ по следующим линиям электропередачи:

ВЛ-220 кВ Райчихинская ГРЭС — Завитая, 2 цепи;

ВЛ-220 кВ Райчихинская ГРЭС — Архара, 2 цепи;

ВЛ-110 кВ Райчихинская ГРЭС — Бурейск, 2 цепи;

ВЛ-110 кВ Райчихинская ГРЭС — Бурей-тяга;

ВЛ-110 кВ Райчихинская ГРЭС — Михайловка;

ВЛ-35 кВ Райчихинская ГРЭС — Широкий;

ВЛ-35 кВ Райчихинская ГРЭС — Н.Райчихинск;

ВЛ-35 кВ Райчихинская ГРЭС — А;

ВЛ-35 кВ Райчихинская ГРЭС — Усть-Кивда;

ВЛ-35 кВ Райчихинская ГРЭС — Прогресс;

ВЛ-35 кВ Райчихинская ГРЭС — Малиновка.

Таблица 9 – Генераторы

Марка	Кол-во	$P_{\text{НОМ}}$, МВт	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
ТВ-60-2	2	50	10,5	3000

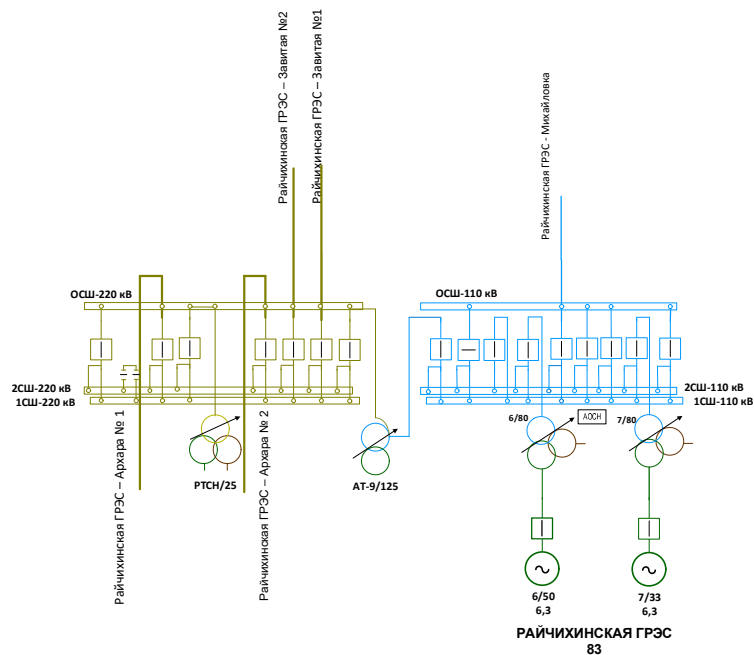


Рисунок 2 – Главная схема Райчихинской ГРЭС

Таблица 10 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP_K , кВт	ΔP_X , кВт	ΔQ_X , кВАр	I _x , %
		В–С	В–Н	С–Н				
ТДТН-80000/115/38,5/11	2	17	10,5	6,5	390	82	480	0,6
АТДЦТН-125000/220/110	1	11	45	28	305	65	625	0,5

3.1.2 Структурный анализ ЛЭП

Таблица 11 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

Наименование линии	U _{ном} , кВ	Сечение линии	Длина линии, км
1	2	3	4
Райчихинская ГРЭС – Завитая I цепь	220	АС-300	44,5
Райчихинская ГРЭС – Завитая II цепь		АС-300	44,7
Завитая – Варваровка		АС-300	79,2
Варваровка – Благовещенская		АС-300	112

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4
Завитая – Белогорск/т с отпайкой на ПС Хвойная	220	АСО-300	121,46
Завитая – Короли/т с отпайкой на ПС Хвойная		АСО-300	51,66
Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская I цепь	110	АСО-300	9,17
Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская II цепь		АСО-300	9,17
Благовещенская – Центральная I цепь		АС-185	6,69
Благовещенская – Центральная II цепь		АС-185	6,69
Благовещенская ТЭЦ – Центральная I цепь		АСО-300	5,9
Благовещенская ТЭЦ – Центральная II цепь		АСО-300	5,9
Центральная – Волково с отпайкой на ПС Владимирова		АСК-185	20,03
Волково – Тамбовка		АС-185	27,1
Тамбовка – Михайловка		АС-185	64,35
Райчихинская ГРЭС – Михайловка		АС-185	69,4
Хвойная – Озерная		АС-120	36,7
Озерная – Полевая с отпайкой на ПС Анновка		АС-120	44,13
Полевая – Ивановка		АС-120	33
Ивановка – Волково		АС-120	22,7

3.1.3 Структурный анализ ПС

Таблица 12 – ПС по способу присоединения к сети и трансформаторной мощности

Наименование ПС	Способ присоединения к сети	Количество и марки трансформаторов
ПС Благовещенская	Узловая	2 х АДЦТН-125000/220/110
ПС Центральная	Узловая	2 х ТДТН-25000/110
ПС Владимировка	Ответвительная	2 х ТДН-10000/110
ПС Волково	Проходная	2 х ТДТН-10000/110
ПС Тамбовка	Узловая	1 х ТДТН-10000/110 1 х ТДТН-25000/110
ПС Ивановка	Узловая	1 х ТДТН-10000/110 1 х ТДТН-16000/110
ПС Варваровка	Проходная	2 х ТДТН-40000/220
ПС Михайловка	Проходная	1 х ТДТН-10000/110 1 х ТМТН-6300/110
ПС Завитая;	Узловая	2 х ТДТН-25000/220
ПС Хвойная;	Проходная	АДЦТН-30000/220/110 АДЦТН-32000/220/110
ПС Озерная	Проходная	ТДТН-10000/110 ТДТН-6300/110
ПС Анновка	Ответвительная	2хТМН-2500/110
ПС Полевая	Проходная	2хТДТН-10000/110

Таблица 13 – ПС по схемам РУ

Наименование ПС	Схема РУ
1	2
ПС Благовещенская	ВН: Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9) СН: Одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин (12)
ПС Завитая	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)

1	2
ПС Полевая	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Хвойная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (5АН)
ПС Озерная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линии (5Н)
ПС Анновка	Блок трансформатор с разъединителем (1)
ПС Центральная	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Владимировка	Блок трансформатор с выключателем (3Н)
ПС Волково	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Тамбовка	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Ивановка	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Варваровка	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (5АН)
ПС Михайловка	Заход-выход (6)

Рассматриваемый участок электрической сети имеет кольцевой участок сети. В рассматриваемом районе ПС являются двух трансформаторными. Преобладают ВЛ напряжением 110 кВ.

3.2 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети

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

- Данные контрольного замера по подстанциям Амурской области за 2024 год;
- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону Амурского РДУ 2024 г [55];
- Схема потокараспределения Амурских электрических сетей за 2024 г.

Согласно приказу по проектированию развития энергосистем Минэнерго России от 06 декабря 2022 г. N 1286 расчёт режимов следует осуществлять в соответствии с [44], где расчет нормальной схемы сети предполагает включение в работу всех ВЛ и трансформаторов.

В данном исследовании, максимальная и минимальная мощность нагрузок были взяты из данных контрольных измерений на соответствующих подстанциях за 2024 год. Максимальные нагрузки на подстанции были взяты из данных зимних контрольных измерений в часы максимальных нагрузок, в то время как минимальные нагрузки на подстанции были взяты из данных летних контрольных измерений в часы минимальных нагрузок. Данные по нагрузкам представлены в таблице 14.

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети.

Таблица 14 – 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
1	2	3	4	5
Благовещенская-110	120,51	14,53	96,41	11,62
Центральная-110	85,13	34,53	68,10	27,62
БТЭЦ-110	28,03	12,14	22,43	9,71
Короли/т-Хвойная	23,76	9,50	19,01	7,60
Белогорск/т-Хвойная	21,37	8,55	17,09	6,84
РГРЭС-110	19,31	7,72	15,45	6,18
Тамбовка-10	18,70	7,49	14,96	5,99
РГРЭС-35	18,12	9,40	14,50	7,52
Полевая-110	13,42	5,21	10,74	4,17
Михайловка-35	6,38	2,55	5,11	2,04
Хвойная-35	4,44	1,79	3,56	1,44
Ивановка-110	4,10	2,22	3,28	1,78
Варваровка-220	4,09	1,63	3,27	1,31
Михайловка-10	3,77	1,51	3,02	1,21
Тамбовка-35	3,62	1,44	2,89	1,16
Завитая-220	3,50	1,03	2,80	0,82
Волково-110	3,42	1,54	2,74	1,23
Озерная-110	3,01	1,20	2,41	0,96
Благовещенская-220	2,48	0,99	1,98	0,79
Владимировка-10	2,31	1,54	1,85	1,23

1	2	3	4	5
Благовещенская-35	1,62	0,65	1,30	0,52
Анновка-110	0,86	0,34	0,69	0,27

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

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

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

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,0313, согласно СиПР ЕЭС РФ 2023-2028 гг.;

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

Определим прогнозируемые мощности для Полевая.

$$P_{Полевая}^{прог} = 13.4 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 15.7 \text{ МВт};$$

$$Q_{Полевая}^{прог} = 5.2 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 6.1 \text{ Мвар}.$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети, результаты расчета представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Прогнозируемые мощности для ПС

Название ПС	Зима 2028г.		Лето 2028г.	
	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, МВар	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, МВар
Благовещенская-110	141	17	112,80	13,60
Центральная-110	99,6	40,4	79,68	32,32
БТЭЦ-110	32,8	14,2	26,24	11,36
Короли/т-Хвойная	27,8	11,12	22,24	8,90
Белогорск/т-Хвойная	25	10	20,00	8,00
РГРЭС-110	22,59	9,036	18,07	7,23
Тамбовка-10	21,88	8,76	17,50	7,01
РГРЭС-35	21,2	11	16,96	8,80
Полевая-110	15,7	6,1	12,56	4,88
Михайловка-35	7,47	2,988	5,98	2,39
Хвойная-35	5,2	2,1	4,16	1,68
Ивановка-110	4,8	2,6	3,84	2,08
Варваровка-220	4,78	1,91	3,82	1,53
Михайловка-10	4,41	1,764	3,53	1,41
Тамбовка-35	4,23	1,69	3,38	1,35
Завитая-220	4,1	1,2	3,28	0,96
Волково-110	4	1,8	3,20	1,44
Озерная-110	3,52	1,408	2,82	1,13
Благовещенская-220	2,9	1,16	2,32	0,93
Владимировка-10	2,7	1,8	2,16	1,44
Благовещенская-35	1,9	0,76	1,52	0,61
Анновка-110	1,01	0,4	0,81	0,32

Полученные нагрузки применяются для расчета режимов. В электрический расчет входят распределение активных и реактивных мощностей по линиям сети, вычисление потерь активной и реактивной мощностей в сети, а также расчет напряжений на шинах потребительских подстанций в основных нормальных и

послеаварийных режимах работы. При выполнении расчетов установившихся режимов решаются следующие задачи:

- проверка работоспособности сети для рассматриваемого расчетного уровня электропотребления;
- выбор схем и параметров сети;
- проверка соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения;
- проверка выполнения требований к уровням напряжений и выбор средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;
- разработка экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях;
- разработка мероприятий по повышению пропускной способности.

Исходными данными для расчета режимов являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов. Расчёты режимов предпочтительно проводить в специализированном ПВК RastrWin3 [39].

3.3 Анализ режимов существующей сети.

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

Токовая нагрузка ЛЭП наиболее загруженных линий, представлена в таблице 16.

Таблица 16 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	$I_{\max}, \text{A}$	$I_{\text{доп}}, \text{A}$	$I_{\max}/I_{\text{доп}}, \%$
1	2	3	4
БТЭЦ-110 - Центральная-110	373,04	600	62,20
БТЭЦ-110 - Центральная-110	373,04	600	62,20
Центральная-110 - Отп. Владимировка	225,84	500	45,23
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	256,90	600	42,83
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	256,90	600	42,83

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4
Отп. Владимирова - Волково-110	209,54	500	42,09
Волково-110 - Тамбовка-110	130,02	500	26,35
Ивановка-110 - Волково-110	71,67	300	23,89
Хвойная-110 - Озерная-110	65,91	300	22,67
Михайловка-110 - РГРЭС-110	99,20	500	19,84
Озерная-110 - Отп. Анновка	50,72	300	17,47
Полевая-110 - Ивановка-110	48,51	300	16,36
Отп. Анновка - Полевая-110	47,70	300	16,34
Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	92,43	600	15,88
Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	91,91	600	15,80
Благовещенская-110 - Центральная-110	60,24	500	12,17
Благовещенская-110 - Центральная-110	60,24	500	12,17
РГРЭС-220 - Завитая-220	55,94	600	9,32
РГРЭС-220 - Завитая-220	55,73	600	9,29
Тамбовка-110 - Михайловка-110	41,38	500	8,82
Отп. Владимирова - Владимирова-110	16,71	300	5,57
Варваровка-220 - Благовещенская-220	24,38	600	5,19

Большая часть ВЛ недогружены. В нормальном режиме потери активной мощности в сети составили 7,77 МВт. В данном режиме напряжения в узлах находятся в допустимых пределах. Схема нормального режима сети показана на рисунке 3.

Произведем расчет нормального режима, после вывода Райчихинской ГРЭС из эксплуатации. Токовая загрузка ЛЭП наиболее загруженных линий, представлена в таблице 17.

Таблица 17 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме после вывода Райчихинской ГРЭС из эксплуатации

Название	$I_{\max}$, А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
БТЭЦ-110 - Центральная-110	379,63	600	63,29
БТЭЦ-110 - Центральная-110	379,63	600	63,29
Центральная-110 - Отп. Владимировка	264,49	500	52,94
Отп. Владимировка - Волково-110	248,68	500	49,85
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	248,32	600	41,40
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	248,32	600	41,40
Волково-110 - Тамбовка-110	168,57	500	33,89
Хвойная-110 - Озерная-110	71,56	300	24,41
Ивановка-110 - Волково-110	60,99	300	20,33
Озерная-110 - Отп. Анновка	55,03	300	18,78
Отп. Анновка - Полевая-110	51,18	300	17,40
Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	94,54	600	16,21
Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	93,98	600	16,11
РГРЭС-220 - Завитая-220	76,68	600	12,78
РГРЭС-220 - Завитая-220	76,36	600	12,73
Полевая-110 - Ивановка-110	36,77	300	12,34
Михайловка-110 - РГРЭС-110	52,79	500	10,56
Благовещенская-110 - Центральная-110	48,94	500	9,92
Благовещенская-110 - Центральная-110	48,94	500	9,92
Тамбовка-110 - Михайловка-110	30,51	500	6,10
Отп. Владимировка - Владимировка-110	16,68	300	5,56
Варваровка-220 - Благовещенская-220	24,38	600	5,19

Большая часть ВЛ недогружены. В данном режиме напряжения в узлах находятся в допустимых пределах. Схема нормального режима сети после вывода Райчихинской ГРЭС из эксплуатации показана на рисунке 3. Для

дальнейших расчетов будет применяться режим после вывода из эксплуатации Райчихинской ГРЭС.

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

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

Рассмотрены следующие варианты послеаварийных режимов:

– отключена ВЛ 110 кВ Центральная – Волково с отпайкой на ПС Владимирова, при ремонте ВЛ 110 кВ Хвойная - Озерная;

– отключена ВЛ 110 кВ Центральная – Волково с отпайкой на ПС Владимирова, при ремонте АТ-9 на Райчихинской ГРЭС.

При отключении ВЛ 110 кВ Центральная – Волково с отпайкой на ПС Владимирова, при ремонте ВЛ 110 кВ Хвойная – Озерная уровни напряжения находятся ниже аварийно допустимых значений, уровни напряжения на шинах ПС представлены в таблице 19, а ток по линиям превышает длительно допустимые значения. Токовая загрузка ЛЭП, представлена в таблице 18.

Таблица 18 – Загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме отключена ВЛ 110 кВ Центральная – Волково с отпайкой на ПС Владимирова, при ремонте ВЛ 110 кВ Хвойная – Озерная

Название	$I_{\max}$, А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
1	2	3	4
Михайловка-110 - РГРЭС-110	511,37	500	102,27
Тамбовка-110 - Михайловка-110	415,45	500	83,09
БТЭЦ-110 - Центральная-110	366,32	600	61,07
БТЭЦ-110 - Центральная-110	366,32	600	61,07

1	2	3	4
Ивановка-110 - Волково-110	180,20	300	60,07
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	331,01	600	55,18
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	331,01	600	55,18
Полевая-110 - Ивановка-110	138,44	300	46,15
Волково-110 - Тамбовка-110	217,30	500	43,46
РГРЭС-220 - Завитая-220	197,73	600	32,96
РГРЭС-220 - Завитая-220	196,87	600	32,81
Благовещенская-110 - Центральная-110	132,03	500	26,43
Благовещенская-110 - Центральная-110	132,03	500	26,43
Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	75,82	600	13,01

Таблица 19 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме при отключении ВЛ 110 кВ Центральная – Волково с отпайкой на ПС Владимировка, при ремонте ВЛ 110 кВ Хвойная – Озерная

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	d U, %
1	2	3	4
Отп. Владимировка	115	64,48	-43,93
Владимировка-110	115	64,48	-43,93
Владимировка-10	10,5	6,00	-42,90
Волково-110	115	64,68	-43,75
Тамбовка-110	115	68,33	-40,58
Тамбовка-35	38	20,48	-46,10
Тамбовка-10	10,5	5,51	-47,48
Тамбовка-Н1	115	61,19	-46,79
Тамбовка-Н2	115	61,27	-46,72

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4
Михайловка-110	115	85,27	-25,85
Михайловка-35	38	26,52	-30,20
Михайловка-10	10,5	7,50	-28,54
Михайловка-Н1	115	79,45	-30,91
Михайловка-Н2	115	79,65	-30,74
РГРЭС-110	115	107,77	-6,29
РГРЭС-Н-АТ	230	205,17	-10,80
РГРЭС-НН-АТ	10,5	9,64	-8,16
Н1-РГРЭС	115	106,81	-7,12
Н2-РГРЭС	115	106,72	-7,20
РГРЭС-35	38	35,74	-5,96
Хвойная-110	115	122,09	6,16
Озерная-110	115	57,50	-50,00
Отп. Анновка	115	58,02	-49,55
Анновка-110	115	58,01	-49,55
Полевая-110	115	58,24	-49,35
Ивановка-110	115	61,63	-46,40

При отключении ВЛ 110 кВ Центральная – Волково с отпайкой на ПС Владимировка, при ремонте АТ-9 на Райчихинской ГРЭС уровни напряжения в данном режиме находятся ниже аварийных значений, уровни напряжения на шинах ПС представлены в таблице 21, а ток по линиям превышает длительно допустимые значения. Токовая нагрузка ЛЭП, представлена в таблице 20.

Таблица 20 – Загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме отключена ВЛ 110 кВ Центральная – Волково с отпайкой на ПС Владимировка, при ремонте АТ-9 на Райчихинской ГРЭС

Название	$I_{\max}$, А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
Отп. Анновка - Полевая-110	375,59	300	125,43
Хвойная-110 - Озерная-110	371,92	300	124,57
Озерная-110 - Отп. Анновка	352,21	300	117,79
Полевая-110 - Ивановка-110	272,09	300	91,12
Ивановка-110 - Волково-110	239,97	300	80,27
БТЭЦ-110 - Центральная-110	338,26	600	56,42
БТЭЦ-110 - Центральная-110	338,26	600	56,42
Волково-110 - Тамбовка-110	244,70	500	49,14
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	277,72	600	46,36
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	277,72	600	46,36
Тамбовка-110 - Михайловка-110	170,67	500	34,55
Михайловка-110 - РГРЭС-110	141,55	500	28,69
Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	162,07	600	28,09
Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	159,92	600	27,73

Таблица 21 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме при отключении ВЛ 110 кВ Центральная – Волково с отпайкой на ПС Владимировка, при ремонте АТ-9 на Райчихинской ГРЭС

Название	$U_{\text{ном}}$, кВ	U , кВ	$d U$, %
1	2	3	4
Отп. Владимировка	115	75,8	-34,1
Владимировка-110	115	75,8	-34,1
Владимировка-10	10,5	7,1	-32,5
Волково-110	115	75,4	-34,4
Тамбовка-110	115	71,0	-38,3

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4
Тамбовка-35	38	22,3	-41,3
Тамбовка-10	10,5	6,0	-42,6
Тамбовка-Н1	115	66,4	-42,3
Тамбовка-Н2	115	66,8	-41,9
Михайловка-110	115	63,8	-44,5
Михайловка-35	38	20,0	-47,3
Михайловка-10	10,5	5,6	-46,7
Михайловка-Н1	115	60,2	-47,7
Михайловка-Н2	115	59,7	-48,1
РГРЭС-110	115	57,5	-50,0
Н1-РГРЭС	115	57,7	-49,9
Н2-РГРЭС	115	57,6	-49,9
РГРЭС-35	38	19,3	-49,3
Хвойная-35	38	34,9	-8,2
Хвойная-Н1	230	209,3	-9,0
Хвойная-Н2	230	209,3	-9,0
Озерная-110	115	99,2	-13,7
Отп. Анновка	115	92,2	-19,9
Анновка-110	115	92,2	-19,9
Полевая-110	115	86,8	-24,5
Ивановка-110	115	79,8	-30,6

В результате расчёта режима установлено, что после вывода из эксплуатации Райчихинской ГРЭС воздушные линии оказываются перегруженными в послеаварийном режиме. Для обеспечения возможности вывода станции из эксплуатации необходимо разработать соответствующие схемные решения. Схемы послеаварийных режимов сети представлены на рисунках 5 и 6.

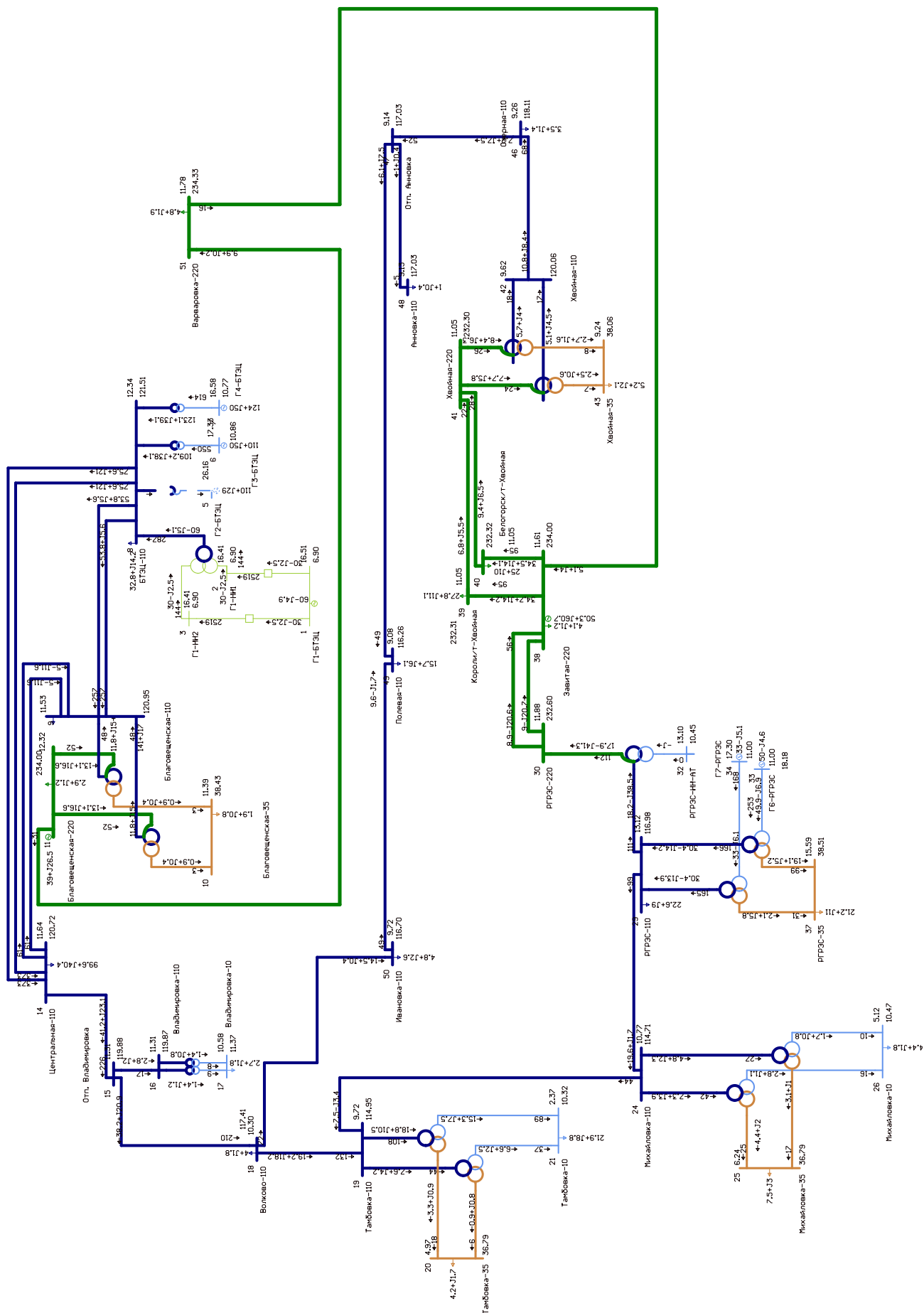


Рисунок 3 – Схема нормального режима сети

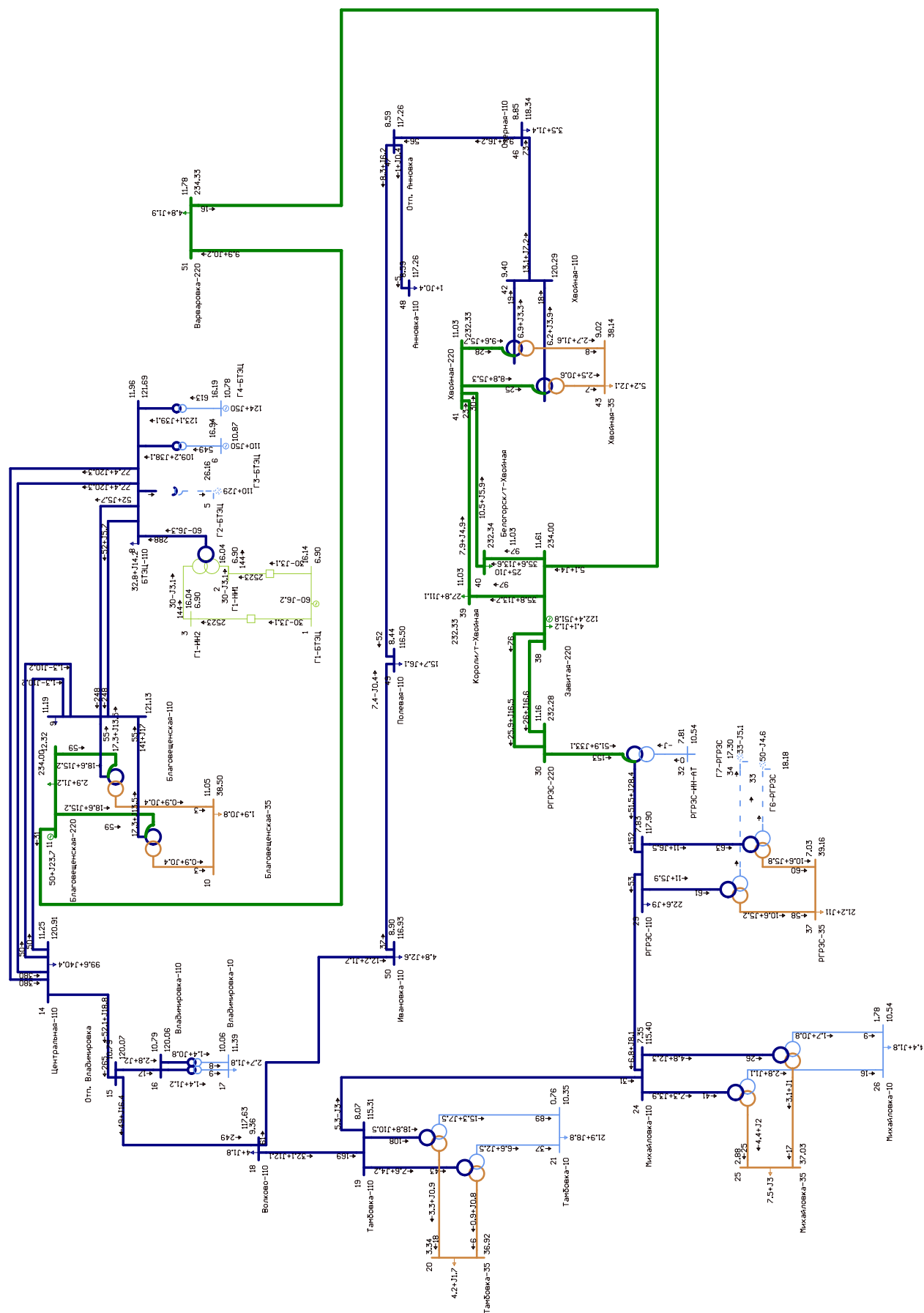


Рисунок 4 – Схема нормального режима сети после вывода Райчихинской ГРЭС из эксплуатации

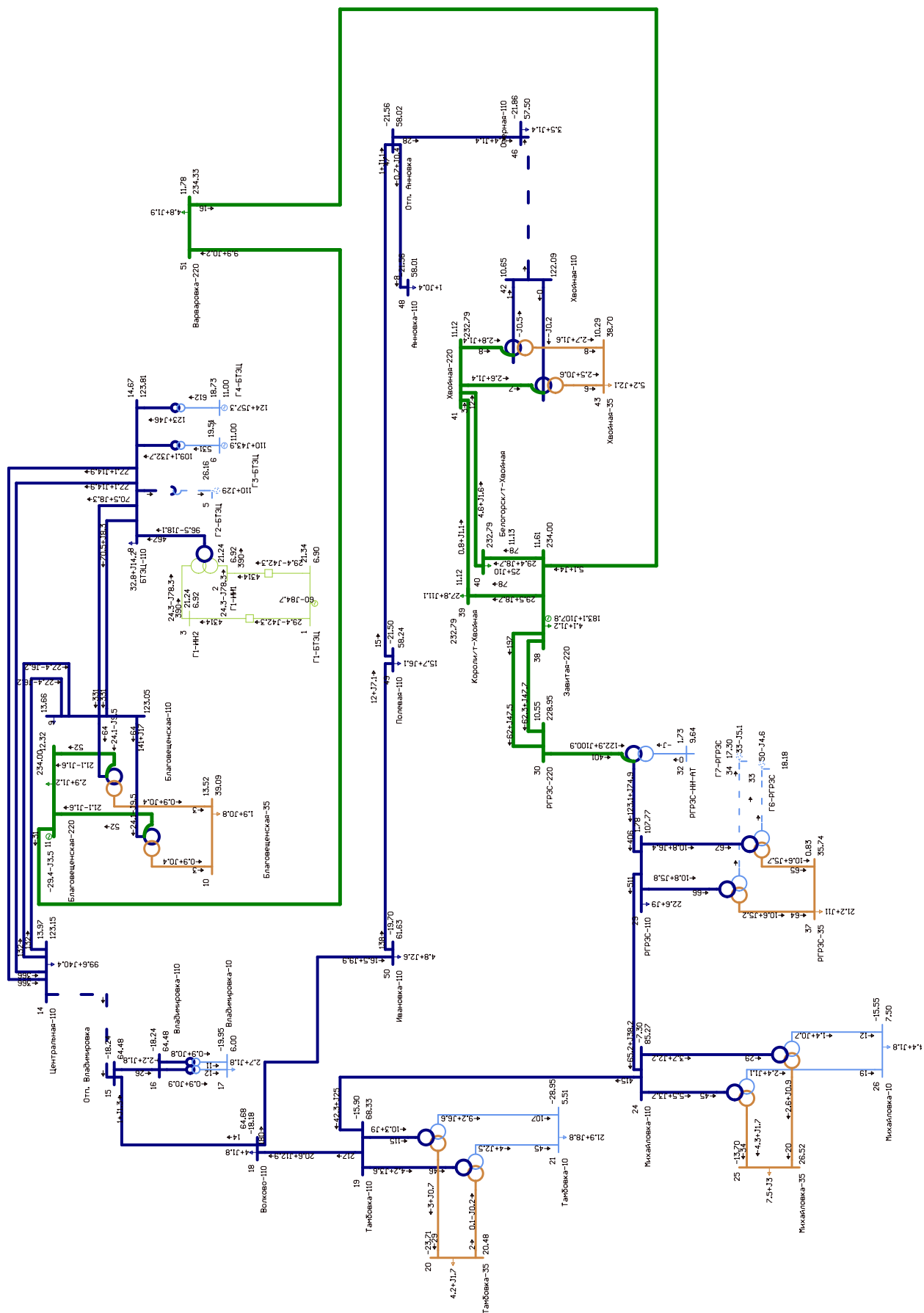


Рисунок 5 – отключена ВЛ 110 кВ Центральная – Волково с отпайкой на ПС Владимировка, при ремонте ВЛ 110 кВ Хвойная – Озерная

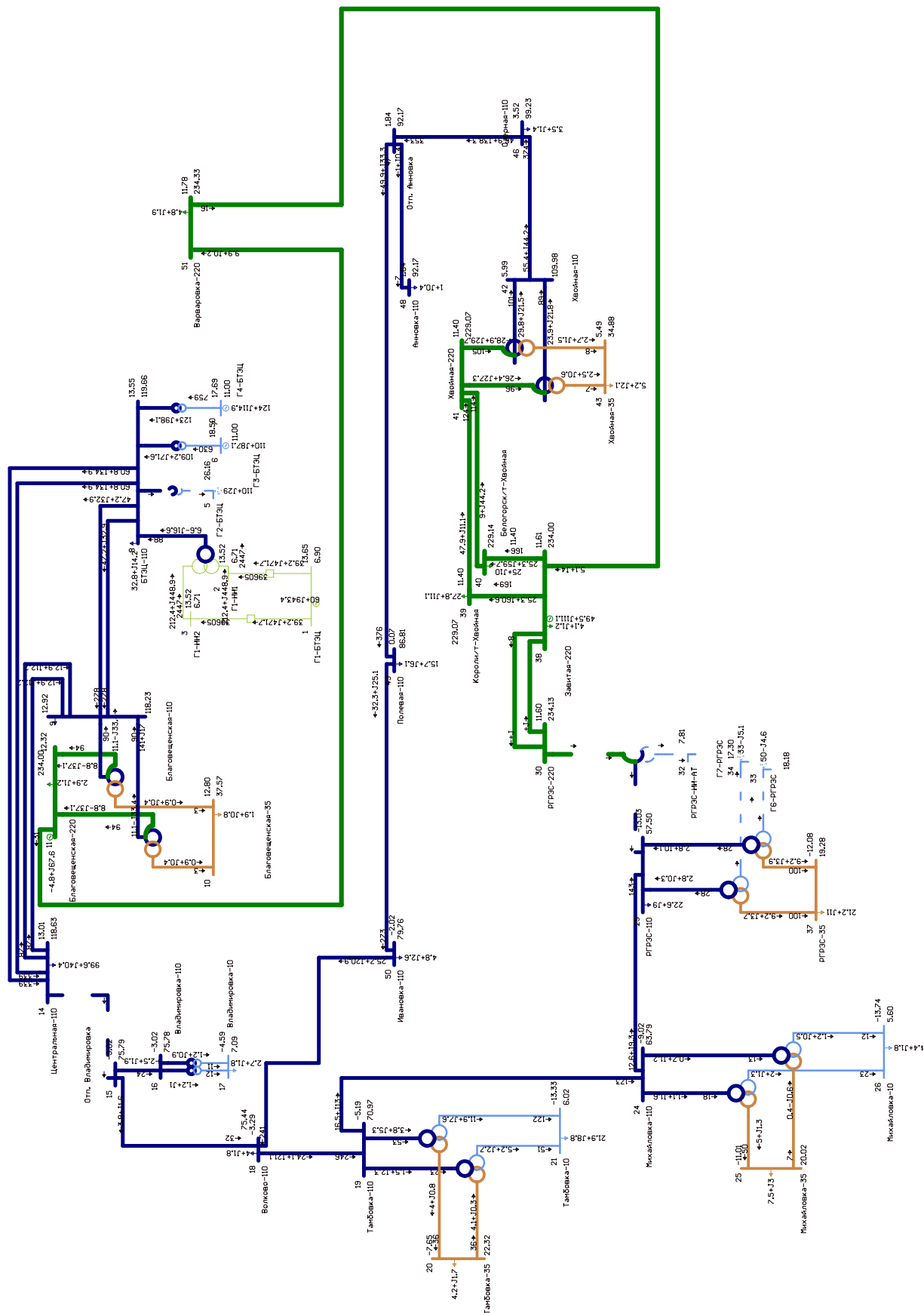


Рисунок 6 – отключена ВЛ 110 кВ Центральная – Волково с отпайкой на ПС Владимировка, при ремонте АТ-9 на Райчихинской ГРЭС

4 АНАЛИЗ КОНКУРЕНТНО СПОСОБНЫХ ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПОСЛЕ ВЫВОДА ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ РАЙЧИХИНСКОЙ ГРЭС

Исходя из результатов, полученных выше, сделан вывод о необходимости вывода из эксплуатации Райчихинской ГРЭС, но при анализе результатов расчета режима определено, что вывод её из эксплуатации невозможен без реализации схемных мероприятий. Данный пункт посвящён проектированию развития электрической сети путём включения в существующую схему энергорайона новых объектов для вывода из эксплуатации Райчихинской ГРЭС.

Вариант 1

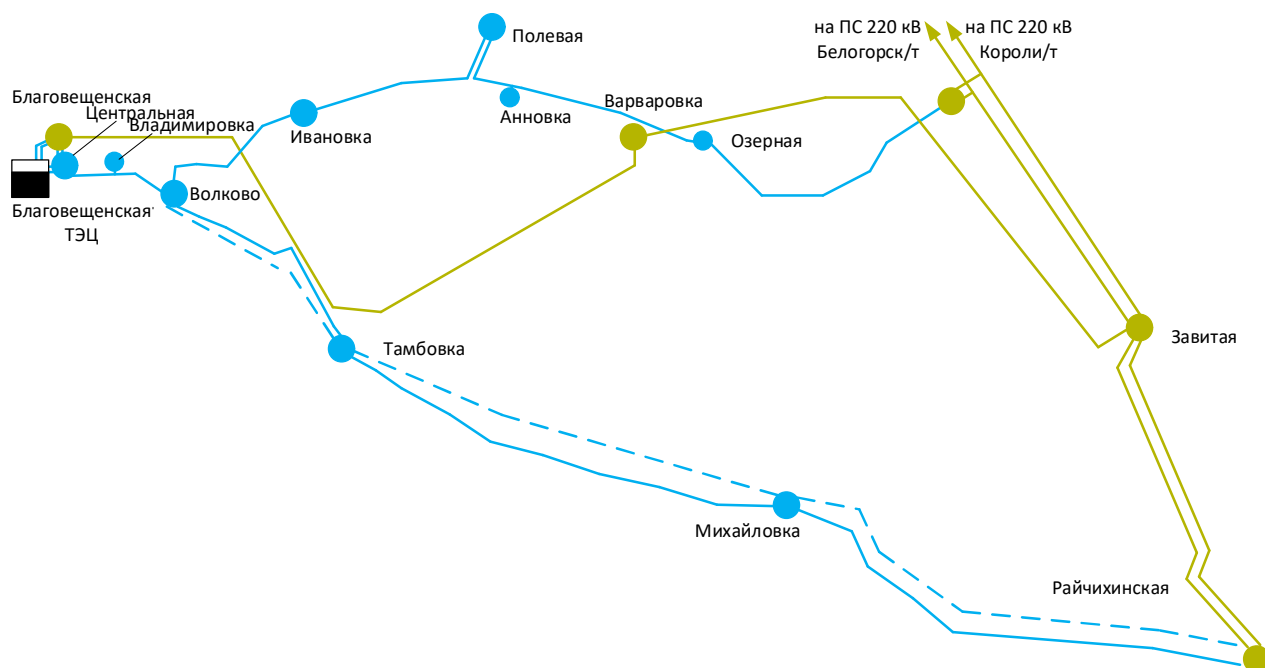


Рисунок 7 – Первый вариант реконструкции электрической сети

Данный вариант подразумевает строительство ПС 220 кВ Райчихинская ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Волково, также реконструкцию ПС 110 кВ Волково для подключения еще одной ВЛ.

Вариант 2:

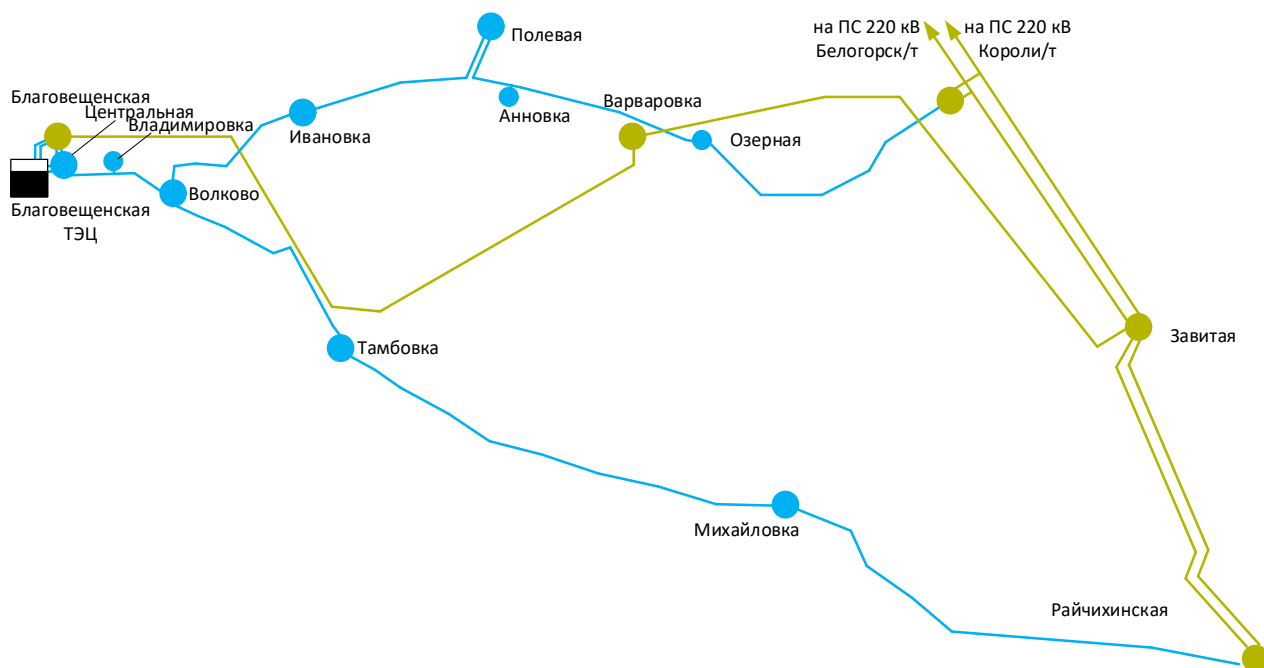


Рисунок 8 – Второй вариант реконструкции электрической сети

Данный вариант подразумевает строительство ПС 220 кВ Райчихинская, в замен выведенной из эксплуатации Райчихинской ГРЭС с таким же составом подстанционного оборудования.

Вариант 3:

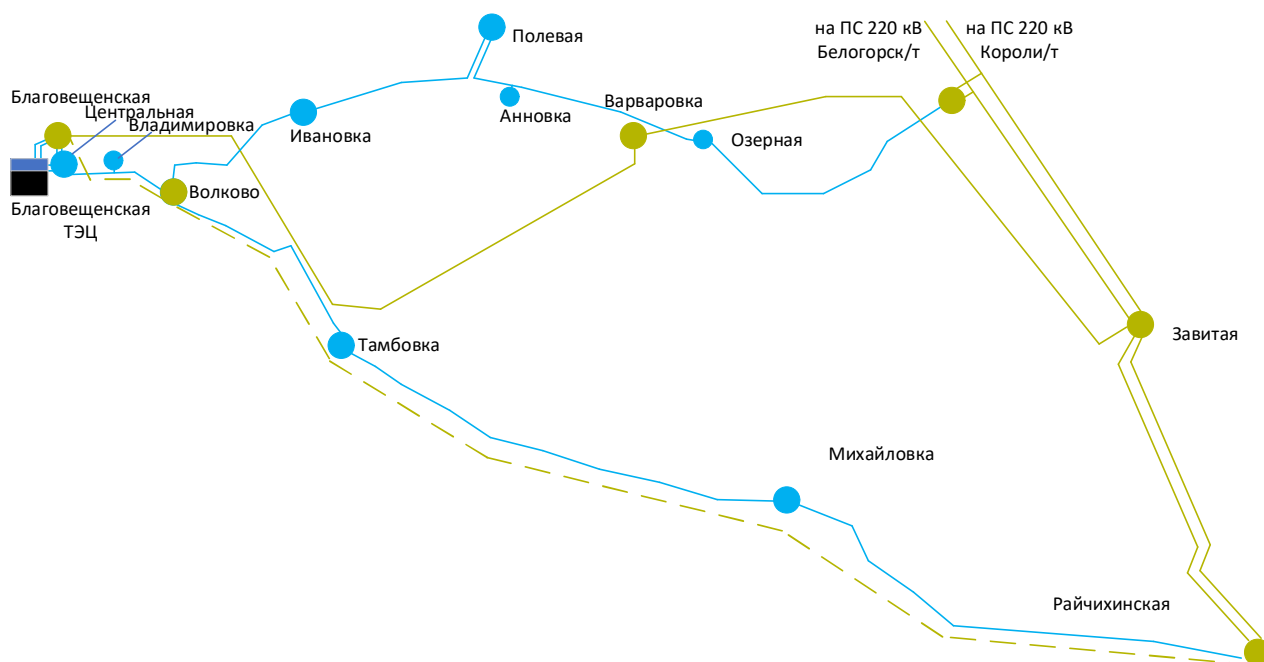


Рисунок 9 – Третий вариант реконструкции электрической сети

Данный вариант подразумевает строительство ПС 220 кВ Райчихинская, в замен выведенной из эксплуатации Райчихинской ГРЭС, а также ВЛ 220 кВ Благовещенская – Волково, Райчихинская – Волково, реконструкция ПС Волково.

Вариант 4:

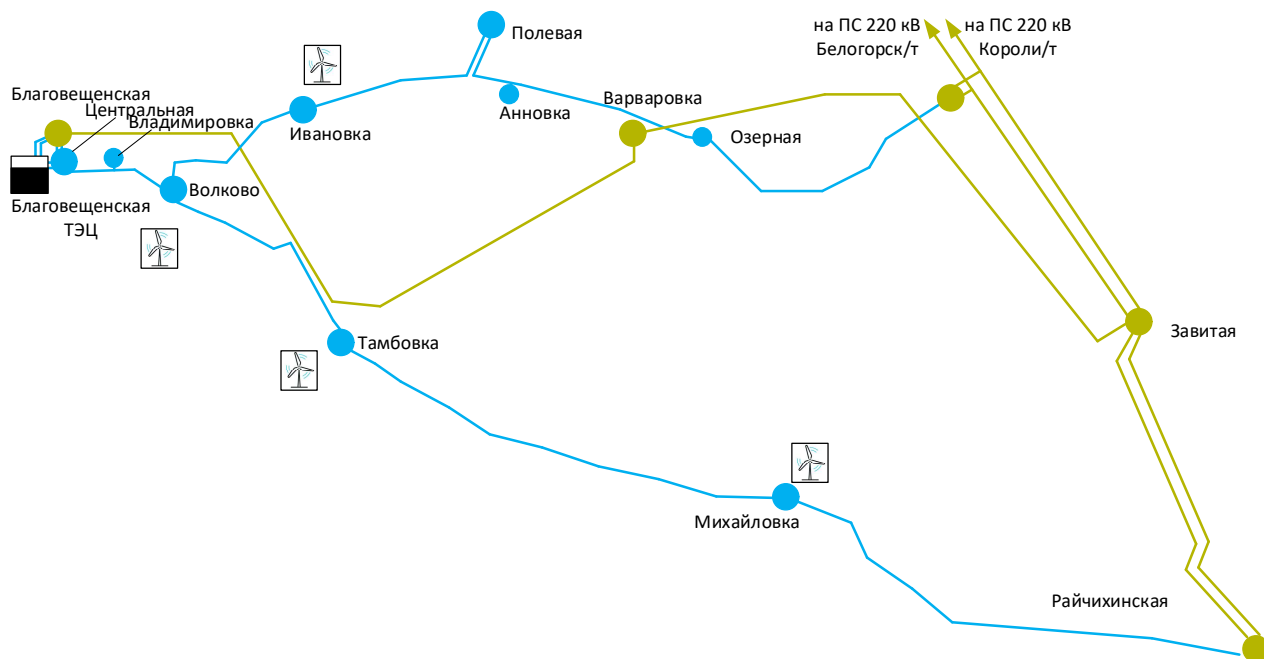


Рисунок 10 – Четвёртый вариант реконструкции электрической сети

Данный вариант подразумевает строительство ПС 220 кВ Райчихинская, а также строительство генерации ВИЭ в объеме выведенной из эксплуатации мощности на Райчихинской ГРЭС на ПС 110 кВ Волково, Тамбовка, Михайловка, Ивановка с реконструкцией этих подстанций для подключения объектов ВИЭ.

Для анализа предложенных вариантовведем сведение о длине проектируемой линии и необходимой реконструкции в таблицу 22.

Таблица 22 – общие сведения о разрабатываемых вариантах

№ варианта	Кол-во добавляемых выключателей	Длина линии км	Дополнительная реконструкция
1	1	110	-
2	-	-	-
3	2	110	ПС 110 кВ Волково
4	-	-	ПС 110 кВ Волково, Тамбовка, Михайловка, Полевая

Проведем анализ представленных вариантов по технико-экономическим показателям.

Таковыми показателями являются:

- а) протяженность трасс линий;
- б) протяженность линий в одноцепном исчислении;
- в) суммарное количество ячеек выключателей 110(35) - 220 кВ на подстанциях сети;
- г) необходимая реконструкция существующих объектов.

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

5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПС РАЙЧИХИНСКАЯ

5.1 Выбор числа и мощности трансформаторов

Согласно проанализированных данных контрольных замеров максимальная мощность протекаемая через автотрансформатор установленный на Райчихинской ГРЭС составляет 50 МВт при этом генерация Райчихинской ГРЭС составляла 83 МВт, исходя из этого максимальная мощность передаваемая через ПС Райчихинская составляет 133 МВт, спрогнозировав прирост величины нагрузки на 5 лет, необходимая мощность составит 157 МВт.

Используя полученные данные, можно произвести расчёт как реактивной, так и полной мощности на проектируемой подстанции.

Расчёт реактивной мощности определяется по следующей формуле:

$$Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2)$$

$$Q = 157 \cdot 0,4 = 62,8 \text{ Мвар.}$$

Полная мощность на стороне 220 кВ:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (3)$$

$$S = \sqrt{157^2 + 62,8^2} = 169 \text{ МВА.}$$

Согласно действующим нормам, мощность трансформаторов понижающих подстанций рекомендуется выбирать таким образом, чтобы допустимая перегрузочная способность после отказа составляла 75-85 процентов, максимальная продолжительность пиковых часов не превышала шести часов в сутки в течении не более пяти суток [20]. Если в составе нагрузки подстанции присутствуют потребители первой категории, то необходимо установить не меньше двух трансформаторов. Для того, чтобы определить

мощность силовых трансформаторов, воспользуемся следующей формулой:

$$S_{mp} = \frac{S}{2 \cdot K_3}, \quad (4)$$

где K_3 – коэффициент загрузки, который равен 0,7;

S – полная мощность на низкой стороне, МВА.

$$S_{mp} = \frac{169}{2 \cdot 0,7} = 120,78 \text{ МВА}.$$

Для определения номинальной мощности трансформаторов используем расчётную мощность.

При проведении расчета получили значение $S_{тр} = 120,78$ МВА. Подходящим будет трансформатор марки АТДЦТН-125000/220/110/35. В случае выхода из строя одного из трансформаторов, тот, что остался в работе учитывая допустимые перегрузки сможет обеспечить всю нагрузку подстанции.

Проведём проверку трансформатора в нормальном режиме работы и послеаварийном используя коэффициент загрузки и аварийной перегрузки.

Расчёт производим по следующим формулам:

$$K_3^{норм} = \frac{S}{n_T \cdot S_{Tном}}, \quad (5)$$

$$K_3^{норм} = \frac{169}{2 \cdot 125} = 0,676,$$

$$K_3^{ав} = \frac{S}{(n_T - 1) \cdot S_{Tном}}, \quad (6)$$

$$K_3^{ав} = \frac{169}{125} = 1,35.$$

При нормальном функционировании двух трансформаторных подстанций, нагрузка на них должна быть не выше 70 % от их номинальной мощности. Однако, в случае аварийного отключения одного из трансформаторов, допустимая нагрузка может достигать 140 % от номинала. Расчеты выполнены правильно, т.к. коэффициенты загрузки не находятся в требуемых пределах.

5.2 Выбор главной схемы подстанции

При выборе основной схемы электрических соединений для подстанции следует учитывать ряд важных факторов. Они включают в себя: тип проектируемой подстанции, количество и мощность установленных силовых трансформаторов, уровни напряжения, количество питающих линий и отходящих присоединений, экономическую эффективность предлагаемых вариантов, а также гибкость и удобство в эксплуатации, аспекты безопасности обслуживания [38].

Для конкретного случая проектируемой подстанции, где требуется установить два трансформатора мощностью 125 МВА и энергия будет подаваться на напряжении 220 кВ, необходимо выбрать экономически выгодную схему для распределительного устройства. В данном случае, подключение подстанции 220/110/35 кВ к напряжению 220 кВ будет выполнено по схеме РУ-220 – 12 в качестве оптимального варианта «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин». Также данная схема выбрана в связи с тем, что эта текущая схема Райчихинской ГРЭС. [38].

5.3 Линии электропередачи

В настоящее время ЛЭП отходящие от Райчихинской ГРЭС приведены в таблице 1. После строительства ПС 220 кВ Райчихинская потребуется реконструкция сетей 110 кВ отходящих от Райчихинской ГРЭС. А именно ЛЭП связывающих Райчихинскую ГЭС с ПС 110 кВ Волково.

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

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max \text{ з}}^2 + Q_{\text{нескз}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}} \cdot 10^3, \quad (7)$$

где $I_{\max}$ – максимальный ток, А;

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

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

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

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

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

$$I_p = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \quad (8)$$

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.

$$I_{\partial.\partial} \geq I_{P.П} , \quad (9)$$

где $I_{\partial.\partial}$ – длительно допустимый ток выбранного сечения, А;

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

Рассмотрим пример расчета.

Для примера рассмотрим расчет для головного участка Райчихинская – Волково. Теперь приведем расчет максимального тока для данного участка:

$$I_{\max \text{ Райчихинская–Волково}} = \frac{\sqrt{157^2 + 62,8^2}}{2 \cdot 110 \cdot \sqrt{3}} \cdot 10^3 = 443 \text{ А.}$$

Расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_{P \text{ Райчихинская–Волково}} = 1,05 \cdot 1,05 \cdot 443 = 489 \text{ А.}$$

На рассматриваемой участке есть одна связь 110 кВ выполненная проводником АС-185/29 для второй связи примем к установке на данном участке провод АС-240/32 с длительно допустимым током $I_{д.д} = 605 \text{ А}$.

6 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

6.1 Расчет режима выбранных вариантов

Для выбора оптимального варианта вывода из эксплуатации Райчихинской ГРЭС произведем расчет нормального и послеаварийных режимов разработанных вариантов. Согласно режиму рассчитанного в главе 3 произведем расчет режима после вывода из эксплуатации Райчихинской ГРЭС. Результаты расчета нормального режима варианта №1 представлены в таблицах 23 и 24. Схема потокораспределения представлена на рисунке 12.

Таблица 23 – Отклонения напряжения в нормальном режиме вариант №1

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	d U, %
Г1-БТЭЦ	6,3	6,90	9,52
Г1-НН1	6,3	6,90	9,55
Г1-НН2	6,3	6,90	9,55
Г1-Н	110	121,01	10,01
БТЭЦ-110	115	122,12	6,19
Благовещенская-110	115	121,54	5,69
Центральная-110	115	121,39	5,56
Отп. Владимирова	115	120,79	5,03
Владимирова-110	115	120,78	5,03
Владимирова-10	10,5	11,46	9,15
РГРЭС-110	115	121,55	5,69
РГРЭС-220	220	234,00	6,36
РГРЭС-Н1-АТ	220	231,12	5,06
РГРЭС-Н2-АТ	220	231,12	5,06

Таблица 24 – Токовая нагрузка ветвей в нормальном режиме вариант №1

Название	$I_{\max}, A$	$I_{\text{доп}}, A$	$I_{\max}/I_{\text{доп}}, \%$
БТЭЦ-110 - Центральная-110	371,98	690	62,02
БТЭЦ-110 - Центральная-110	371,98	690	62,02
Центральная-110 - Отп. Владимировка	222,96	510	44,62
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	251,85	690	41,99
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	251,85	690	41,99
Отп. Владимировка - Волково-110	207,91	510	41,65
Ивановка-110 - Волково-110	81,90	390	27,30
Волково-110 - Тамбовка-110	131,13	510	26,42

По результатам расчета нормального режима можно сделать вывод что ток по линиям не превышает длительно допустимых значений. По анализу уровней напряжения, напряжение находится в допустимых пределах.

Произведем расчет послеаварийного режима, в качестве послеаварийного режима рассмотри отключение ВЛ 110 кВ Райчихинская – Михайловка и ремонте ВЛ 110 кВ Хвойная – Озерная. Результаты расчета нормального режима представлены в таблицах 25 и 26. Схема потокораспределения представлена на рисунке 13.

Таблица 25 – Отклонения напряжения в послеаварийном режиме вариант №1 при отключении ВЛ 110 кВ Райчихинская – Михайловка и ремонте ВЛ 110 кВ Хвойная – Озерная

Название	$U_{\text{ном}}, \text{kV}$	U, kV	$d U, \%$
1	2	3	4
Г1-БТЭЦ	6,3	6,90	9,52
Г1-НН1	6,3	6,90	9,54
Г1-НН2	6,3	6,90	9,54
Г1-Н	110	120,99	9,99

1	2	3	4
БТЭЦ-110	115	121,35	5,52
Благовещенская-110	115	120,82	5,06
Владимировка-10	10,5	11,33	7,93
Тамбовка-35	38	36,03	-5,18
Тамбовка-Н1	115	107,69	-6,36
Тамбовка-Н2	115	107,69	-6,35
Михайловка-35	38	35,22	-7,33
Михайловка-Н1	115	105,33	-8,41
Михайловка-Н2	115	105,55	-8,22
РГРЭС-110	115	121,74	5,86
РГРЭС-220	220	234,00	6,36
РГРЭС-Н1-АТ	220	231,47	5,22
Хвойная-110	115	121,48	5,64
РГРЭС-Н2-АТ	220	231,48	5,22

Таблица 26 – Токовая нагрузка ветвей в послеаварийном режиме вариант №1 при отключении ВЛ 110 кВ Райчихинская – Михайловка и ремонте ВЛ 110 кВ Хвойная – Озерная

Название	$I_{\max}$, А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
1	2	3	4
БТЭЦ-110 - Центральная-110	389,12	690	64,88
БТЭЦ-110 - Центральная-110	389,12	690	64,88
Центральная-110 - Отп. Владимировка	318,99	510	63,84
Отп. Владимировка - Волково-110	302,94	510	60,72
Ивановка-110 - Волково-110	137,13	390	45,71
Волково-110 - Тамбовка-110	222,75	510	44,78
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	242,21	690	40,38
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	242,21	690	40,38
Полевая-110 - Ивановка-110	110,79	390	36,93

1	2	3	4
Тамбовка-110 - Михайловка-110	68,81	510	14,26
РГРЭС-110 - Волково-110	71,07	610	13,79
Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	76,06	690	13,08
Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	75,83	690	13,05
Благовещенская-110 - Центральная-110	57,36	510	11,60
Благовещенская-110 - Центральная-110	57,36	510	11,60
РГРЭС-220 - Завитая-220	60,51	690	10,43
РГРЭС-220 - Завитая-220	60,23	690	10,38
БТЭЦ-110 - Центральная-110	389,12	690	64,88
БТЭЦ-110 - Центральная-110	389,12	690	64,88
Центральная-110 - Отп. Владимировка	318,99	510	63,84
Отп. Владимировка - Волково-110	302,94	510	60,72
Ивановка-110 - Волково-110	137,13	390	45,71
Волково-110 - Тамбовка-110	222,75	510	44,78
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	242,21	690	40,38
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	242,21	690	40,38
Полевая-110 - Ивановка-110	110,79	390	36,93
Тамбовка-110 - Михайловка-110	68,81	510	14,26
РГРЭС-110 - Волково-110	71,07	610	13,79
Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	76,06	690	13,08
Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	75,83	690	13,05

При расчете послеаварийного режима рекомендуется тоже самое что и при расчете нормального режима, так же, как и в нормальном режиме отсутствуют ВЛ ток по которым протекает превышающий длительно допустимые значения, напряжения также находятся в допустимых пределах.

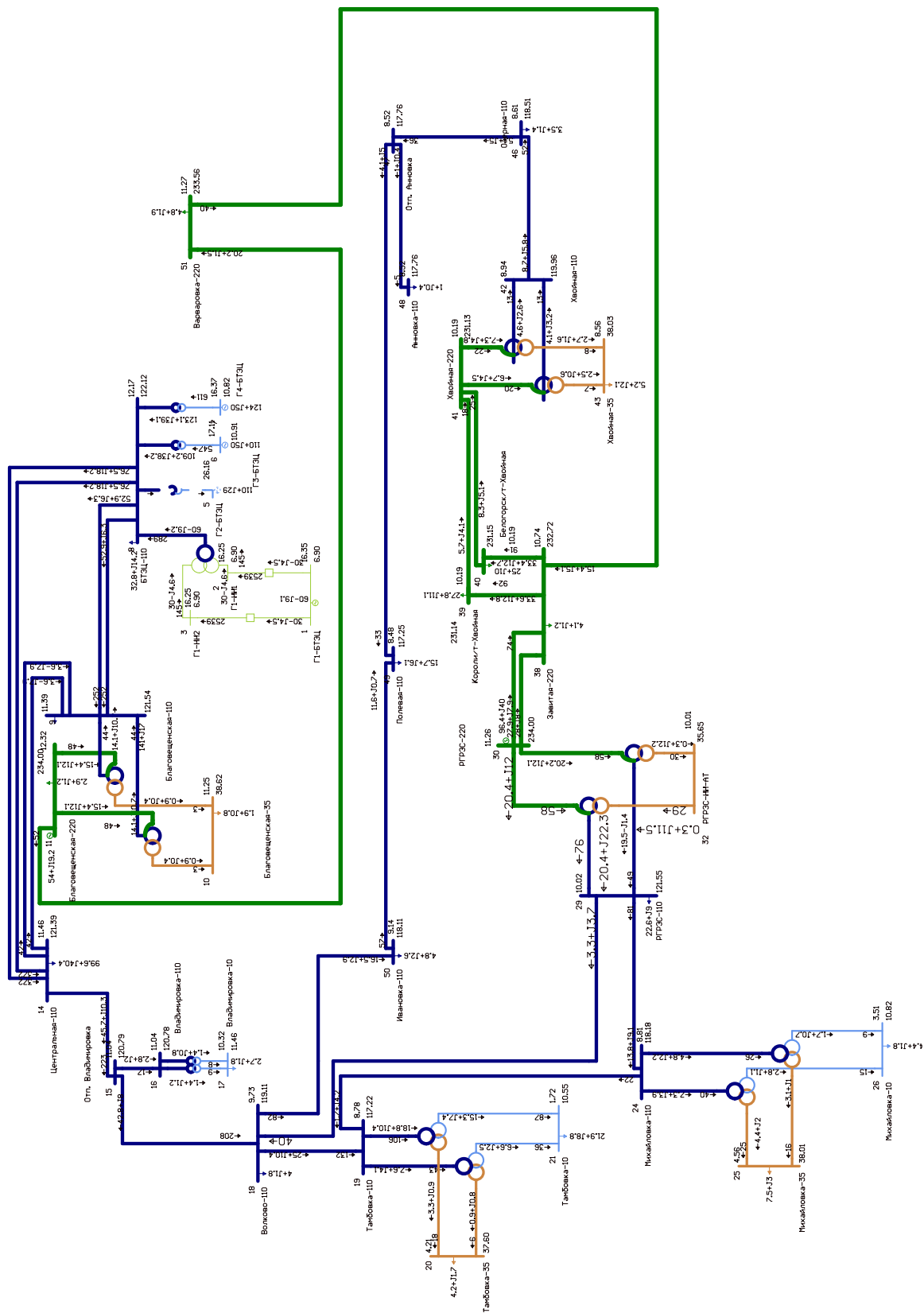


Рисунок 12 – Схема потокораспределения в нормальном режиме после вывода из эксплуатации Райчихинской ГРЭС вариант №1

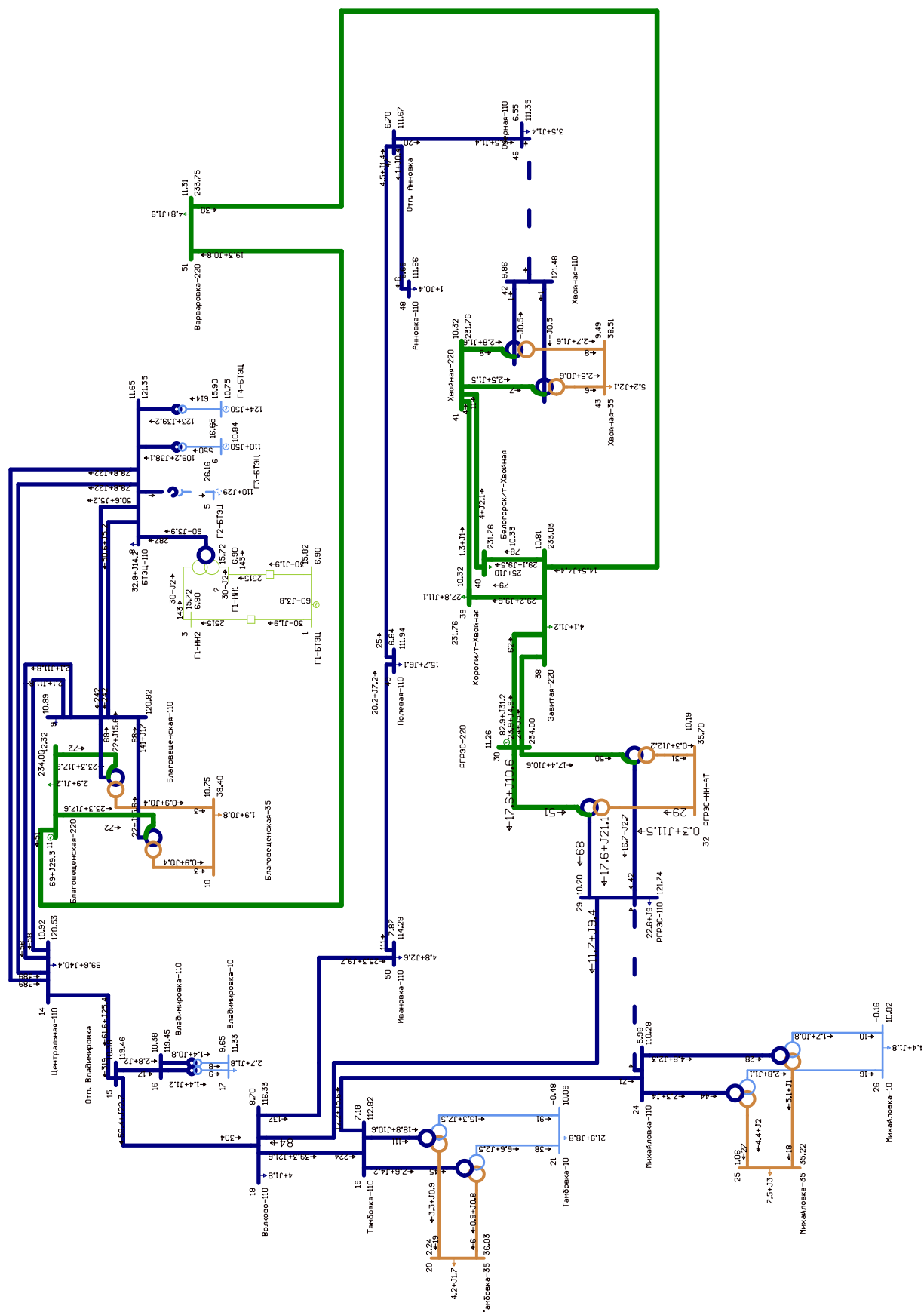


Рисунок 13 – Схема потокораспределения в послеаварийном режиме вариант №1 при отключении ВЛ 110 кВ Райчихинская – Михайловка и ремонте ВЛ 110 кВ Хвойная – Озерная

Результаты расчета нормального режима варианта №2 представлены в таблицах 27 и 28. Схема потокораспределения представлена на рисунке 14.

Таблица 27 – Отклонения напряжения в нормальном режиме вариант №2

Название	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$U, \text{кВ}$	$d U, \%$
Г1-БТЭЦ	6,3	6,90	9,52
Г1-НН1	6,3	6,90	9,54
Г1-НН2	6,3	6,90	9,54
Г1-Н	110	121,00	10,00
БТЭЦ-110	115	121,69	5,82
Благовещенская-110	115	121,13	5,33
Центральная-110	115	120,91	5,14
Владимировка-10	10,5	11,39	8,49

Таблица 28 – Токовая загрузка ветвей в нормальном режиме вариант №2

Название	$I_{\text{мах}}, \text{А}$	$I_{\text{доп}}, \text{А}$	$I_{\text{мах}}/I_{\text{доп}}, \%$
БТЭЦ-110 - Центральная-110	379,63	600	63,29
БТЭЦ-110 - Центральная-110	379,63	600	63,29
Центральная-110 - Отп. Владимировка	264,49	500	52,94
Отп. Владимировка - Волково-110	248,68	500	49,85
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	248,32	600	41,40
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	248,32	600	41,40
Волково-110 - Тамбовка-110	168,57	500	33,89
Хвойная-110 - Озерная-110	71,56	300	24,41
Ивановка-110 - Волково-110	60,99	300	20,33
Озерная-110 - Отп. Анновка	55,03	300	18,78
Отп. Анновка - Полевая-110	51,18	300	17,40
Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	94,54	600	16,21
Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	93,98	600	16,11
РГРЭС-220 - Завитая-220	76,68	600	12,78
РГРЭС-220 - Завитая-220	76,36	600	12,73
Полевая-110 - Ивановка-110	36,77	300	12,34
Михайловка-110 - РГРЭС-110	52,79	500	10,56
Благовещенская-110 - Центральная-110	48,94	500	9,92
Благовещенская-110 - Центральная-110	48,94	500	9,92
Тамбовка-110 - Михайловка-110	30,51	500	6,10
Отп. Владимировка - Владимировка-110	16,68	300	5,56
Варваровка-220 - Благовещенская-220	24,38	600	5,19
Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	29,97	600	5,01
Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	23,12	600	3,86
Завитая-220 - Варваровка-220	15,99	600	2,67
Отп. Анновка - Анновка-110	5,33	300	1,78

По результатам расчета нормального режима можно сделать вывод что ток по линиям не превышает длительно допустимых значений. По анализу уровней напряжения, напряжение находится в допустимых пределах.

Произведем расчет послеаварийного режима, в качестве послеаварийного режима рассмотри отключение АТ на ПС Райчихинская и ремонте ВЛ 110 кВ Хвойная – Озерная. Результаты расчета нормального режима представлены в таблицах 29 и 30. Схема потокораспределения представлена на рисунке 15.

Таблица 29 – Отклонения напряжения в послеаварийном режиме вариант №2 при отключении АТ на ПС Райчихинская и ремонте ВЛ 110 кВ Хвойная – Озерная

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	d U, %
Г1-БТЭЦ	6,3	6,90	9,52
Г1-НН1	6,3	6,91	9,68
Г1-НН2	6,3	6,91	9,68
Г1-Н	110	121,16	10,15
БТЭЦ-110	115	121,12	5,32
Волково-110	115	105,69	-8,09
Тамбовка-110	115	94,29	-18,01
Тамбовка-35	38	29,50	-22,36
Тамбовка-10	10,5	8,17	-22,23
Тамбовка-Н1	115	88,17	-23,33
Тамбовка-Н2	115	88,20	-23,30
Михайловка-110	115	74,84	-34,93
Михайловка-35	38	22,65	-40,39
Михайловка-10	10,5	6,38	-39,28
Михайловка-Н1	115	67,94	-40,92
Михайловка-Н2	115	68,16	-40,73
РГРЭС-110	115	58,94	-48,75
Н1-РГРЭС	115	57,55	-49,96
Н2-РГРЭС	115	57,50	-50,00
РГРЭС-35	38	19,24	-49,37
Хвойная-110	115	122,06	6,14
Озерная-110	115	100,28	-12,80
Отп. Анновка	115	100,63	-12,50
Анновка-110	115	100,63	-12,50
Полевая-110	115	100,91	-12,25

Таблица 30 – Токовая загрузка ветвей в послеаварийном режиме вариант №2 при отключении АТ на ПС Райчихинская и ремонте ВЛ 110 кВ Хвойная – Озерная

Название	$I_{\max}, A$	$I_{\text{доп}}, A$	$I_{\max}/I_{\text{доп}}, \%$
Центральная-110 - Отп. Владимировка	836,02	500	167,27
Отп. Владимировка - Волково-110	815,82	500	163,37
Волково-110 - Тамбовка-110	646,51	500	129,56
Тамбовка-110 - Михайловка-110	466,18	500	93,75
БТЭЦ-110 - Центральная-110	513,37	600	85,60
БТЭЦ-110 - Центральная-110	513,37	600	85,60
Михайловка-110 - РГРЭС-110	365,52	500	73,51
Ивановка-110 - Волково-110	148,42	300	49,47
Полевая-110 - Ивановка-110	118,91	300	39,64
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	227,99	600	38,03
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	227,99	600	38,03
Благовещенская-110 - Центральная-110	163,64	500	32,82
Благовещенская-110 - Центральная-110	163,64	500	32,82
Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	75,78	600	13,02
Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	75,54	600	12,98
Отп. Анновка - Полевая-110	23,52	300	7,84
Озерная-110 - Отп. Анновка	21,66	300	7,22
Отп. Владимировка - Владимировка-110	17,17	300	5,72
Варваровка-220 - Благовещенская-220	24,38	600	5,19
Завитая-220 - Варваровка-220	15,99	600	2,67
Отп. Анновка - Анновка-110	6,17	300	2,06
Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	11,81	600	1,98
РГРЭС-220 - Завитая-220	0,02	600	1,33
РГРЭС-220 - Завитая-220	0,02	600	1,33
Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	3,51	600	0,59
Хвойная-110 - Озерная-110	0,00	300	0,00

При расчете послеаварийного режима мы наблюдаем значительное отклонение напряжения на шинах 110 кВ ПС Райчихинская и перегрузку по 7 ЛЭП и по 3 ЛЭП ток превышает длительно допустимые значения. Для устранения замечаний к параметрам режима необходима установка БСК на ПС Райчихинская мощностью 80 МВар результаты расчета режима после установки КУ представлены в таблице 31 и 32. Схема потокораспределения представлена на рисунке 16.

Таблица 31 – Отклонения напряжения в послеаварийном режиме вариант №2 при отключении АТ на ПС Райчихинская и ремонте ВЛ 110 кВ Хвойная – Озерная после установки КУ

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	d U, %
Г1-БТЭЦ	6,3	6,90	9,52
Г1-НН1	6,3	6,90	9,54
Г1-НН2	6,3	6,90	9,54
Г1-Н	110	121,00	10,00
БТЭЦ-110	115	121,62	5,76
Благовещенская-110	115	121,17	5,36
Центральная-110	115	120,77	5,02
Владимировка-10	10,5	11,33	7,86
Тамбовка-Н1	115	108,60	-5,57
Тамбовка-Н2	115	108,61	-5,56
РГРЭС-110	115	125,62	9,24
Н1-РГРЭС	115	124,82	8,54
Н2-РГРЭС	115	124,70	8,44
РГРЭС-35	38	41,76	9,91
Хвойная-110	115	122,00	6,08

Таблица 32 – Токовая загрузка ветвей в послеаварийном режиме вариант №2 при отключении АТ на ПС Райчихинская и ремонте ВЛ 110 кВ Хвойная – Озерная

Название	I _{max} , А	I _{доп} , А	I _{max} /I _{доп} , %
1	2	3	4
Центральная-110 - Отп. Владимировка	632,82	500	126,58
Отп. Владимировка - Волково-110	618,47	500	123,71
Волково-110 - Тамбовка-110	474,32	500	94,86
Тамбовка-110 - Михайловка-110	371,84	500	74,37
БТЭЦ-110 - Центральная-110	438,01	600	73,02
БТЭЦ-110 - Центральная-110	438,01	600	73,02
Михайловка-110 - РГРЭС-110	343,32	500	68,66

1	2	3	4
Ивановка-110 - Волково-110	138,06	300	46,02
Полевая-110 - Ивановка-110	111,54	300	37,18
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	189,56	600	31,61
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	189,56	600	31,61
Благовещенская-110 - Центральная-110	129,51	500	25,94
Благовещенская-110 - Центральная-110	129,51	500	25,94
Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	75,73	600	13,03

При расчете послеаварийного режима мы наблюдаем что напряжения на шинах ПС находятся в допустимых пределах, также наблюдаем перегрузку по 1 ЛЭП и по 2 ЛЭП ток превышает длительно допустимые значения. Для устранения замечаний к параметрам режима необходима сооружение ВЛ 110 кВ Центральная – Волково, ВЛ 110 кВ Волково – Тамбовка и ВЛ 110 кВ Тамбовка – Михайловка результаты расчета режима после установки ЛЭП представлены в таблице 33 и 34. Схема потокораспределения представлена на рисунке 17.

Таблица 33 – Отклонения напряжения в послеаварийном режиме вариант №2 при отключении АТ на ПС Райчихинская и ремонте ВЛ 110 кВ Хвойная – Озерная после установки КУ и новых ЛЭП

Название	$U_{\text{ном}}$, кВ	U, кВ	d U, %
1	2	3	4
Г1-БТЭЦ	6,3	6,90	9,52
Г1-НН1	6,3	6,90	9,55
Г1-НН2	6,3	6,90	9,55
Г1-Н	110	121,00	10,00
БТЭЦ-110	115	121,86	5,97
Благовещенская-110	115	121,39	5,56

1	2	3	4
Центральная-110	115	121,04	5,25
Владимировка-10	10,5	11,42	8,81
РГРЭС-110	115	122,22	6,28
Н1-РГРЭС	115	121,38	5,55
Н2-РГРЭС	115	121,28	5,46
РГРЭС-35	38	40,62	6,88
Хвойная-110	115	122,00	6,08

Таблица 34 – Токовая загрузка ветвей в послеаварийном режиме вариант №2 при отключении АТ на ПС Райчихинская и ремонте ВЛ 110 кВ Хвойная – Озерная

Название	$I_{\max}$, А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
1	2	3	4
БТЭЦ-110 - Центральная-110	430,10	600	71,70
БТЭЦ-110 - Центральная-110	430,10	600	71,70
Центральная-110 - Отп. Владимировка	311,43	500	62,29
Отп. Владимировка - Волково-110	297,50	500	59,50
Михайловка-110 - РГРЭС-110	282,69	500	56,54
Центральная-110 - Волково-110	277,91	510	54,53
Ивановка-110 - Волково-110	134,09	300	44,70
Волково-110 - Тамбовка-110	216,60	500	43,32
Волково-110 - Тамбовка-110	216,60	500	43,32
Полевая-110 - Ивановка-110	108,34	300	36,11
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	195,33	600	32,57
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	195,33	600	32,57
Тамбовка-110 - Михайловка-110	162,08	500	32,42
Тамбовка-110 - Михайловка-110	162,08	500	32,42

1	2	3	4
Благовещенская-110 - Центральная-110	114,23	500	22,88
Благовещенская-110 - Центральная-110	114,23	500	22,88
Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	75,73	600	13,03
Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	75,50	600	12,99
Отп. Анновка - Полевая-110	23,97	300	7,99
Озерная-110 - Отп. Анновка	19,22	300	6,41
Отп. Владимировка - Владимировка-110	16,64	300	5,55
Варваровка-220 - Благовещенская-220	24,38	600	5,19
Завитая-220 - Варваровка-220	15,99	600	2,67
Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	11,20	600	1,88
Отп. Анновка - Анновка-110	5,47	300	1,83
РГРЭС-220 - Завитая-220	0,02	600	1,33
РГРЭС-220 - Завитая-220	0,02	600	1,33
Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	4,05	600	0,68
Хвойная-110 - Озерная-110	0,00	300	0,00

При расчете послеаварийного режима и выполненных мероприятий мы наблюдаем что напряжения находятся в допустимых пределах, а нагрузка ЛЭП не превышает длительно допустимых значений.

6.2 Капиталовложения

В задачи данного раздела входит определение капиталовложений в сооружение ЛЭП и подстанции. Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями. Расчет будет производиться по укрупненным показателям.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых [62]:

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

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ}. \quad (10)$$

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

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

Затраты по п. 6 составляют значения, равные (в процентах от суммы затрат по п. 1–5) [62]:

- 1,5–2,0 % – временные здания и сооружения;
- 8,5–9,0 % – прочие работы и затраты;
- 1,0–1,2 % – содержание службы заказчика–застройщика, строительный контроль;
- 10,0–11,0 % – проектно–изыскательские работы и авторский надзор.

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{КУ} + K_{РУ} + K_{ПОСТ} + K_{ВЫКЛ}) \cdot K_{инф}, \quad (11)$$

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

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции;

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

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств;

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

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле [46]:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{ВЛ*} \cdot K_{инф}, \quad (12)$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии;

l – длина трассы;

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

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 12,1$, при условии, что цены взяты за 2000 год.

Расчёт капиталовложений для варианта приведён в приложении В. Результаты расчета капиталовложений для варианта №1 представлены в таблице 35, для варианта №2 представлены в таблице 36.

Таблица 35 – Капиталовложения для варианта №1

Элементы сети	K , тыс.руб	Вводимое оборудование
Трансформатор	566300	2хАТДЦТН -125000
Постоянная часть затрат	574700	-
Стоимость распределительных устройств	3648000	ОРУ 220,110 кВ, КРУ 35 Выключатель 110 кВ
Воздушная линия	3440635	110 км. АС-240/32

Таблица 36 – Капиталовложения для варианта №2

Элементы сети	K , тыс.руб	Вводимое оборудование
Трансформатор	283100	АТДЦТН -125000
Постоянная часть затрат	574700	-
Стоимость распределительных устройств	4253000	ОРУ 220,110 кВ, КРУ 35 5 Выключателей 110 кВ
Воздушная линия	3400705	110 км. АС-185/29
КУ	164600	2хБСК 110 кВ 50 МВар

Суммарные капиталовложения для вариантов развития сети:

– вариант №1: $K_{\text{общ}} = 8229815$ тыс.руб;

– вариант №2: $K_{\text{общ}} = 8676000$ тыс.руб.

По результатам расчета капиталовложений наиболее выгодным является вариант №1.

6.3 Расчет эксплуатационных издержек

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W}, \quad (13)$$

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:

$$I_{\Sigma.P} = \alpha_{\text{тэоВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{тэоПС}} \cdot K_{\text{ПС}}, \quad (14)$$

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

Издержки на потери электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (15)$$

где ΔW - потери электроэнергии, кВт·ч;

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

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

Амортизационные отчисления на реновацию [46]:

$$I_{AM} = K \cdot a_p, \quad (16)$$

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 37.

Таблица 37 – Эксплуатационные издержки

Вариант	$I_{\Sigma.P}$, тыс.руб	$I_{\text{ам.рен}}$, тыс.руб	$I_{\Delta W}$ тыс.руб	I , тыс.руб
№1	263500	468800	20220	752600
№2	287600	490500	20500	798600

По результатам расчета эксплуатационных издержек наиболее выгодным является вариант №1.

6.4 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 [46]:

$$Z = E \cdot K + И, \quad (17)$$

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

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

$И$ – эксплуатационные издержки.

Произведя расчет по вышеуказанным формулам с найденными капиталовложениями и издержками, получим значения приведённых затрат, значения которых сведены в таблице 38.

Таблица 38 – Сравнение вариантов

Вариант	Капиталовложения тыс. руб	Эксплуатационные издержки тыс. руб	Приведенные затраты тыс. руб
1	8229815	752600	1575580
2	8676000	798600	1666213

Из двух предложенных вариантов наиболее выгодным является вариант №1, так как капиталовложения, издержки и, соответственно, приведённые затраты на сооружение сети меньше на 90630 тыс. руб по сравнению с вариантом №2.

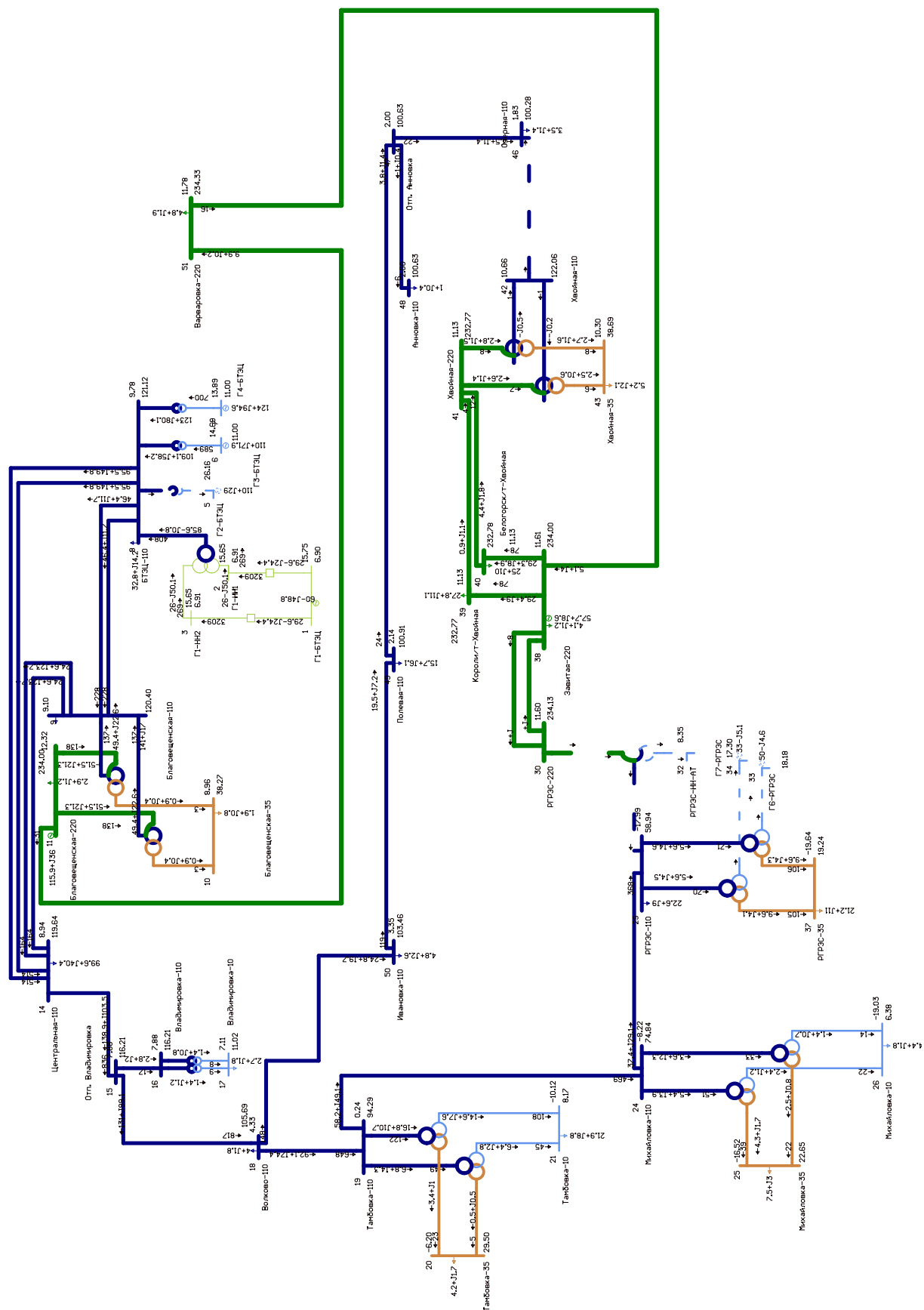


Рисунок 15 – Схема потокораспределения в послеаварийном режиме вариант №2 при отключении АТ на ПС Райчихинская и ремонте ВЛ 110 кВ Хвойная – Озерная

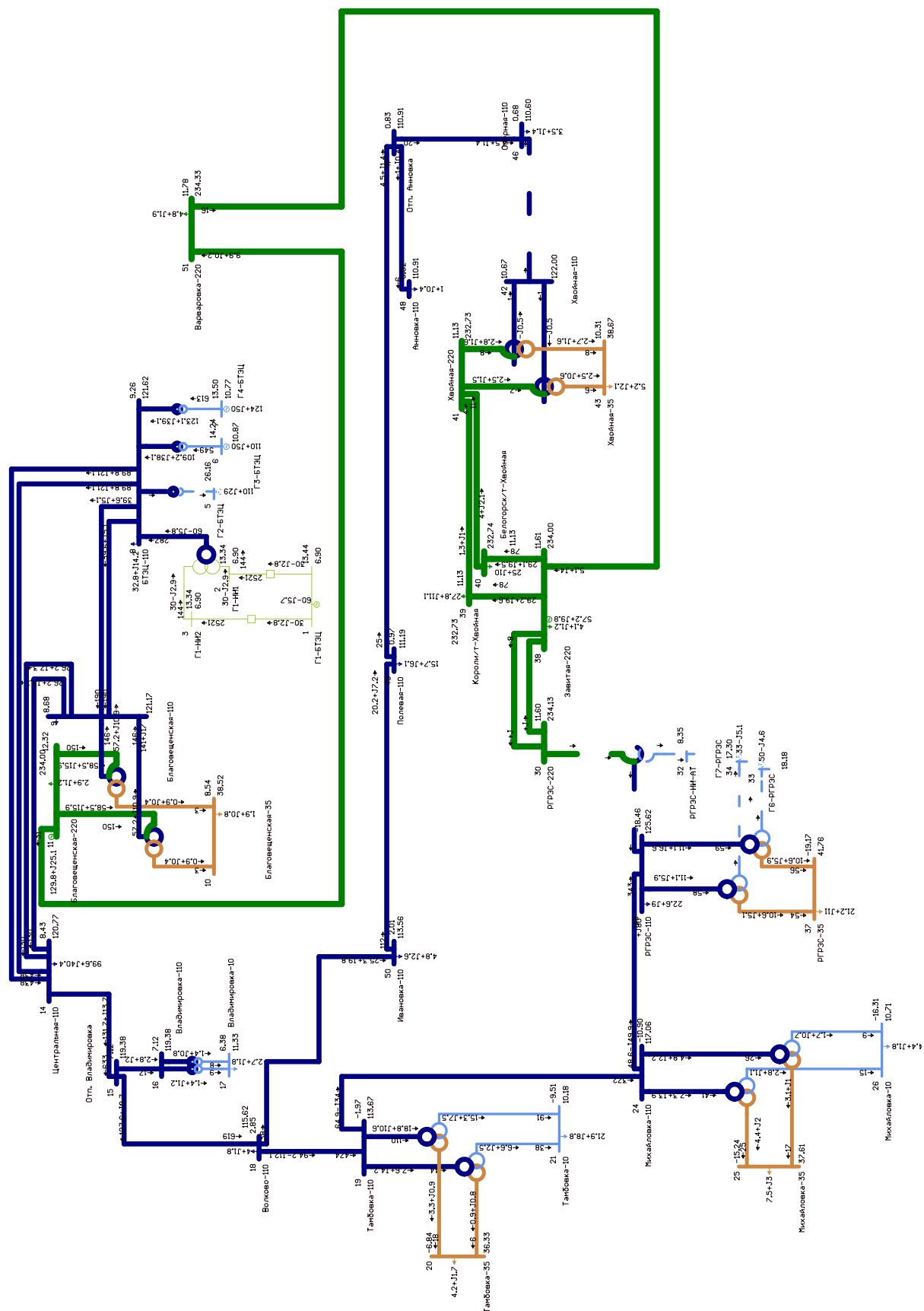


Рисунок 16 – Схема потокораспределения в послеаварийном режиме вариант №2 при отключении АТ на ПС Райчихинская и ремонте ВЛ 110 кВ Хвойная – Озерная после установки КУ

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В данном разделе будет произведен расчет токов КЗ на шинах ПС Райчихинская для выбора и проверки оборудования на термическую и динамическую стойкость [29].

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 [29]:

- 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.

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, результат показан в таблице 39.

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

Во вкладке Ветви/Несим/ИД задаются ветви, для них указывается сопротивление прямой и нулевой последовательности, коэффициенты трансформации, результат показан в таблице 40.

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

Таблица 39 – Узлы/Несим/ИД

Номер узла	Тип	Название	Уном, кВ
1	зак	Г1-БТЭЦ	6,3
2	зак	Г1-НН1	6,3
3	зак	Г1-НН2	6,3
4	у	Г1-Н	110
5	зак	Г2-БТЭЦ	10,5
6	зак	Г3-БТЭЦ	10,5
7	зак	Г4-БТЭЦ	10,5
8	у	БТЭЦ-110	115
9	у	Благовещенская-110	115
10	зак	Благовещенская-35	38
11	зак	Благовещенская-220	230
12	у	Благовещенская-Н1	230
13	у	Благовещенская-Н2	230
14	у	Центральная-110	115
15	у	Отп. Владимировка	115
16	у	Владимировка-110	115
17	зак	Владимировка-10	10,5
18	у	Волково-110	115
19	у	Тамбовка-110	115
20	зак	Тамбовка-35	38
21	зак	Тамбовка-10	10,5
22	у	Тамбовка-Н1	115
23	у	Тамбовка-Н2	115
24	у	Михайловка-110	115
25	зак	Михайловка-35	38
26	зак	Михайловка-10	10,5
27	у	Михайловка-Н1	115
28	у	Михайловка-Н2	115
29	у	РГРЭС-110	115
30	зак	РГРЭС-220	220
31	у	РГРЭС-Н1-АТ	220
32	зак	РГРЭС-НН-АТ	35
33	у	Завитая-220	230
34	у	Короли/т-Хвойная	230
35	у	Белогорск/т-Хвойная	230
36	у	Хвойная-220	230
37	у	Хвойная-110	115
38	зак	Хвойная-35	38
39	у	Хвойная-Н1	230
40	у	Хвойная-Н2	230
41	у	Озерная-110	115
42	у	Отп. Анновка	115
43	у	Анновка-110	115
44	у	Полевая-110	115
45	у	Ивановка-110	115
46	у	Барваровка-220	230
47	у	РГРЭС-Н2-АТ	220

Таблица 40 – Ветви/Несим/ИД

Название ветви	X, Ом	X0, Ом	Kт/г
1	2	3	4
Г1-БТЭЦ - Г1-НН1	0,00	0,00	0,00
Г1-БТЭЦ - Г1-НН2	0,00	0,00	0,00
Г1-Н - Г1-НН1	0,00	0,00	0,06
Г1-Н - Г1-НН2	0,00	0,00	0,06
Г1-Н - БТЭЦ-110	17,40	17,40	1,00
БТЭЦ-110 - Г2-БТЭЦ	12,30	12,30	0,09
БТЭЦ-110 - Г3-БТЭЦ	12,30	12,30	0,09
БТЭЦ-110 - Г4-БТЭЦ	9,20	9,20	0,09
Благовещенская-220 - Благовещенская-Н1	59,20	59,20	1,00
Благовещенская-220 - Благовещенская-Н2	59,20	59,20	1,00
Благовещенская-Н1 - Благовещенская-110	0,00	0,00	0,53
Благовещенская-Н2 - Благовещенская-110	0,00	0,00	0,53
Благовещенская-Н1 - Благовещенская-35	131,00	131,00	0,17
Благовещенская-Н2 - Благовещенская-35	131,00	131,00	0,17
Владимировка-110 - Владимировка-10	139,00	139,00	0,10
Владимировка-110 - Владимировка-10	139,00	139,00	0,10
Тамбовка-110 - Тамбовка-Н1	142,20	142,20	1,00
Тамбовка-110 - Тамбовка-Н2	56,90	56,90	1,00
Тамбовка-Н1 - Тамбовка-35	0,00	0,00	0,33
Тамбовка-Н2 - Тамбовка-35	0,00	0,00	0,33
Тамбовка-Н1 - Тамбовка-10	82,70	82,70	0,10
Тамбовка-Н2 - Тамбовка-10	35,70	35,70	0,10
Михайловка-110 - Михайловка-Н1	142,20	142,20	1,00
Михайловка-110 - Михайловка-Н2	220,40	220,40	1,00
Михайловка-Н1 - Михайловка-35	0,00	0,00	0,34
Михайловка-Н2 - Михайловка-35	0,00	0,00	0,34
Михайловка-Н1 - Михайловка-10	82,70	82,70	0,10
Михайловка-Н2 - Михайловка-10	139,00	139,00	0,10
РГРЭС-220 - РГРЭС-Н1-АТ	59,20	59,20	1,00
РГРЭС-Н1-АТ - РГРЭС-110	0,00	0,00	0,53
РГРЭС-Н1-АТ - РГРЭС-НН-АТ	131,00	131,00	0,16
Хвойная-220 - Хвойная-Н1	160,00	160,00	1,00
Хвойная-220 - Хвойная-Н2	175,00	175,00	1,00
Хвойная-Н1 - Хвойная-110	0,00	0,00	0,53
Хвойная-Н2 - Хвойная-110	0,00	0,00	0,53
Хвойная-Н1 - Хвойная-35	130,00	130,00	0,17
Хвойная-Н2 - Хвойная-35	135,00	135,00	0,17
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	3,93	11,79	0,00
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	3,93	11,79	0,00
Благовещенская-110 - Центральная-110	2,76	8,29	0,00
Благовещенская-110 - Центральная-110	2,76	8,29	0,00
БТЭЦ-110 - Центральная-110	2,53	7,59	0,00
БТЭЦ-110 - Центральная-110	2,53	7,59	0,00

Продолжение таблицы 40

1	2	3	4
Центральная-110 - Отп. Владимировка	2,61	7,83	0,00
Отп. Владимировка - Владимировка-110	0,06	0,19	0,00
Отп. Владимировка - Волково-110	8,27	24,82	0,00
Волково-110 - Тамбовка-110	11,19	33,57	0,00
Тамбовка-110 - Михайловка-110	26,58	79,73	0,00
Михайловка-110 - РГРЭС-110	28,66	85,98	0,00
РГРЭС-220 - Завитая-220	19,09	57,27	0,00
РГРЭС-220 - Завитая-220	19,18	57,53	0,00
Завитая-220 - Варваровка-220	33,98	101,93	0,00
Варваровка-220 - Благовещенская-220	48,04	144,12	0,00
Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	17,03	51,09	0,00
Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	0,07	0,20	0,00
Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	17,03	51,09	0,00
Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	0,37	1,12	0,00
Хвойная-110 - Озерная-110	15,67	47,01	0,00
Озерная-110 - Отп. Анновка	10,79	32,37	0,00
Отп. Анновка - Анновка-110	0,29	0,86	0,00
Отп. Анновка - Полевая-110	8,05	24,15	0,00
Полевая-110 - Ивановка-110	14,09	42,27	0,00
Ивановка-110 - Волково-110	9,69	29,08	0,00
РГРЭС-220 - РГРЭС-Н2-АТ	59,20	59,20	1,00
РГРЭС-Н2-АТ - РГРЭС-110	0,00	0,00	0,53
РГРЭС-Н2-АТ - РГРЭС-НН-АТ	131,00	131,00	0,15
РГРЭС-110 - Волково-110	44,55	133,65	0,00

Результаты расчета токов к.з. на ПС 220 кВ Райчихинская показан в таблице 41.

Таблица 41 – Токи к.з. ПС Райчихинская

Тип КЗ	П 1	Ток прямой последовательности кА	Ток прямой обратной кА	Ток прямой нулевой кА
1	2	3	4	5
3ф	ВН Райчихинская	1,84	0,00	0,00
2ф	ВН Райчихинская	0,92	-0,92	0,00

1	2	3	4	5
1ф	ВН Райчихинская	0,66	0,66	0,66
1ф1ф	ВН Райчихинская	1,27	-0,57	-0,71
3ф	СН Райчихинская	2,49	0,00	0,00
2ф	СН Райчихинская	1,25	-1,25	0,00
1ф	СН Райчихинская	1,25	1,25	1,25
1ф1ф	СН Райчихинская	2,49	0,00	-2,49
3ф	НН Райчихинская	11,05	0,00	0,00
2ф	НН Райчихинская	5,52	-5,52	0,00
1ф	НН Райчихинская	5,52	5,52	5,52
1ф1ф	НН Райчихинская	11,05	0,00	-11,05

Ударный ток рассчитывается по формуле [29]:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{\text{по}}^{(3)}, \quad (18)$$

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

$K_{y\partial}$ – 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 $T_a = 0,03 - 0,04$ [49].

Таблица 42 – Значения токов кз на шинах ПС «Райчихинская»

Точка КЗ	Трёхфазное КЗ, кА	Ударный ток, кА	Однофазное КЗ, кА
220 ПС «Райчихинская»	7,61	23,47	3,81
110 ПС «Райчихинская»	6,64	20,47	2,67
35 ПС «Райчихинская»	8,47	26,11	4,23

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

8 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ

Для выполнения задач в данном разделе требуется учесть информацию о значениях токов короткого замыкания во всех распределительных устройствах подстанции, максимальных токах в этих устройствах, а также о категории потребителей, которые подключены к шинам низкого напряжения данной подстанции, и климатических характеристиках рассматриваемого района. Эти данные необходимо определить или рассчитать заранее с использованием соответствующих формул. На основе этих данных будет произведен расчет и выбор необходимого оборудования для подстанции, с учетом максимальных рабочих токов в распределительных устройствах.

Для определения максимальных рабочих токов РУ 220 кВ можно использовать следующую формулу [10]:

$$I_{\text{макс.раб}} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (19)$$

где S_n – номинальная мощность трансформатора (МВА);

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение (кВ);

$$I_{\text{макс.раб}} = \frac{125 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 328 \text{ А},$$

Для стороны 110 кВ:

$$I_{\text{макс.раб}} = \frac{125 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 656 \text{ А},$$

Для стороны 35 кВ:

$$I_{\text{макс.раб}} = \frac{125 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 1030 \text{ А},$$

Расчёт теплового импульса определяется по формуле:

$$B_{\kappa} = I_{\text{но}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{св}} + T_a), \quad (20)$$

где $t_{\text{рз}}$ – максимальное время работы релейной защиты;

$t_{\text{св}}$ – собственное время отключения выключателя.

Для точки К1:

$$B_{\kappa} = 7,61^2 \cdot (2 + 0,05 + 0,02) = 120 \text{ кА}^2\text{с},$$

Для точки К2:

$$B_{\kappa} = 6,64^2 \cdot (2 + 0,05 + 0,02) = 92 \text{ кА}^2\text{с},$$

Для точки К3:

$$B_{\kappa} = 8,47^2 \cdot (2 + 0,05 + 0,02) = 149 \text{ кА}^2\text{с}.$$

8.1 Выбор распределительных устройств

Выбираем исполнение РУ 220 кВ и 110 кВ в качестве открытого распределительного устройства. На напряжение 35 комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами. Проведем проверку ОРУ и КРУ.

Выбор и проверку будем осуществлять с соответствии с методикой, изложенной в [51].

8.2. Выбор и проверка выключателей

Выключатели выбирают по нормальному режиму и проверяют на отключающую способность и на стойкость токам КЗ. Условия выбора следующие:

- род установки (наружная, внутренняя);
- тип выключателя (предварительно);
- номинальное напряжение выключателя;
- номинальный ток выключателя.

Выбор выключателей:

По максимальным рабочим токам и установившимся напряжениям выбираем элегазовые выключатели наружной установки ОРУ 220 кВ:

Предварительно выбранный выключатель проверяют на отключающую способность, а также на динамическую и термическую стойкость токам КЗ.

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_{кл} = I_{кз}^2 \cdot (t_{откл} + T_a). \quad (21)$$

Проверяем автотрансформаторный выключателей наружной установки, результат представлен в таблице 43, данные взяты из таблицы 44.

Таблица 43 – Выключатель ВГТ-220 II - 40/2500 ХЛ1

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
1	2	3
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{maxl} = 328 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{отклном} = 40 \text{ кА}$	$I_{n0} = 7,61 \text{ кА}$	$I_{n0} < I_{отклном}$
$i_{вкл.} = 102 \text{ кА}$	$i_y = 23,47 \text{ кА}$	$i_y < i_{вкл.}$
$I_{пр.скв} = 40 \text{ кА}$	$I_{n0} = 7,61 \text{ кА}$	$I_{n0} < I_{пр.скв}$

1	2	3
$i_{пр.скв.} = 102 \text{ кА}$	$i_y = 23,47 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{пр.скв.}$
$I_{вклном} = 40 \text{ кА}$	$I_{n0} = 7,61 \text{ кА}$	$I_{n0} < I_{вклном}$
$i_{aНОМ} = 22,627 \text{ кА}$	$i_{at} = 12,7 \text{ кА}$	$i_{at} \leq i_{aНОМ}$
$B_{КНОМ} = 4800 \text{ КА}^2 \text{ с}$	$B_{\kappa} = 120 \text{ КА}^2 \text{ с}$	$B_{\kappa} < B_{КНОМ}$

Таблица 44 – Выключатель ВГТ-110-40/2500У1

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{maxl} = 656 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{отклном} = 40 \text{ кА}$	$I_{n0} = 6,64 \text{ кА}$	$I_{n0} < I_{отклном}$
$i_{вкл.} = 102 \text{ кА}$	$i_y = 20,47 \text{ кА}$	$i_y < i_{вкл.}$
$I_{пр.скв} = 40 \text{ кА}$	$I_{n0} = 6,64 \text{ кА}$	$I_{n0} < I_{пр.скв}$
$i_{пр.скв.} = 102 \text{ кА}$	$i_y = 20,47 \text{ кА}$	$i_{пр.скв.} \geq i_y$
$I_{вклном} = 40 \text{ кА}$	$I_{n0} = 6,64 \text{ кА}$	$I_{n0} < I_{вклном}$
$i_{aНОМ} = 22,627 \text{ кА}$	$i_{at} = 20,7 \text{ кА}$	$i_{at} \leq i_{aНОМ}$
$B_{КНОМ} = 4800 \text{ КА}^2 \text{ с}$	$B_{\kappa} = 92 \text{ КА}^2 \text{ с}$	$B_{\kappa} < B_{КНОМ}$

8.3 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. Результаты проверки приведены в таблице 45.

На стороне 220 кВ проверяем разъединители марки:

РГНП–1–1–220/1000 УХЛ1 – с одним заземляющим ножом;

РГНП–2–1–220/1000 УХЛ1– с двумя заземляющими ножами.

Таблица 45 – Разъединитель РГНП-220/1000 УХЛ1

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{max1}} = 328 \text{ А}$	$I_{\text{max}} < I_{\text{ном}}$
$I_{\text{пр.скв}} = 31,5 \text{ кА}$	$i_y = 2347 \text{ кА}$	$i_y < i_{\text{пр.скв}}$
Главные ножи		
$B_{\text{Кном}} = 31,5^2 \cdot 2$ $= 1984 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 92 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} < B_{\text{Кном}}$
Заземляющие ножи		
$B_{\text{Кном}} = 31,5^2 \cdot 1$ $= 992 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 92 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} < B_{\text{Кном}}$

Разъединители укомплектованы приводом с электродвигателем на постоянном токе (ПД-14П УХЛ1).

Таблица 46 – Разъединитель РГНП-110/1000 УХЛ1

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{max1}} = 656 \text{ А}$	$I_{\text{max}} < I_{\text{ном}}$
$I_{\text{пр.скв}} = 31,5 \text{ кА}$	$i_y = 20,47 \text{ кА}$	$i_y < i_{\text{пр.скв}}$
Главные ножи		
$B_{\text{Кном}} = 31,5^2 \cdot 2 = 1984 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 92 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} < B_{\text{Кном}}$
Заземляющие ножи		
$B_{\text{Кном}} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 92 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} < B_{\text{Кном}}$

8.4. 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: Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту), и обязательно в цепи генератора даже без генераторного выключателя. Количество комплектов ТТ в генераторной цепи зависит от мощности генератора. 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.

Таблица 47 – Зависимость длины соединительных проводов напряжения

U_H , кВ	l , м
220	60-75

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

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q}; \quad (22)$$

$$Z_{2p} = r_{приб} + r_{np} + r_{\kappa}, \quad (23)$$

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

r_{np} – сопротивление проводов, соединяющих ТТ с приборами;

r_{κ} – переходное сопротивление контактов (принимаем равным 0,1 Ом).

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2H}^2}. \quad (24)$$

ОРУ 220 кВ:

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

$$r_{приб} = \frac{0,7}{5^2} = 0,028 \text{ Ом};$$

$$Z_{2н} = 0,028 + 0,53 + 0,1 = 0,66 \text{ Ом}.$$

Таблица 48 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках РУ 220 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА-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		0,7	0,7	0,7

Таблица 49 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока ТВГ 220

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 600 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 328 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_n$
$Z_{2н} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S)	$Z_2 = 0.66 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$i_{пр. скв} = 79 \text{ кА}$	$I_{уд} = 23,47 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{пр. скв}$
$B_{Кном} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 120 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{Кном} > B_k$

В таблице 50 показаны приборы, подключённые к ТТ, в таблице 51 произведено сравнение расчетных и каталожных данных для существующего ТТ. Из расчетных данных видно, что встроенный трансформатор тока ТВГ-220 удовлетворяет всем условиям.

Таблица 50 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках РУ 110 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА-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		0,7	0,7	0,7

Таблица 51 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока ТОГФ 110

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 700 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 656 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S)	$Z_2 = 0,7 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$i_{пр.скв} = 79 \text{ кА}$	$I_{y0} = 20,47 \text{ кА}$	$I_{y0} \leq i_{пр.скв}$
$B_{Кном} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 92 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{Кном} > B_k$

Из расчетных данных видно, что трансформатор тока ТОГФ 110 удовлетворяет всем условиям.

8.5 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 РУ 220 кВ:

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

Таблица 52 – Вторичная нагрузка ТН на ВН

Прибор	Тип	S одной обмотки	Число обмоток	Число прибор.	S приборов
Вольтметр	Э335	2	1	2	4
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10	1	2	20
Счётчик активной энергии	DAN 14 04	8	2	2	32
Счётчик реактивной энергии	DRN 14 04	8	2	2	32
Итого					84

В РУ 220 кВ установлены ТН: СРВ – 123 произведем их проверку, результаты проверки представлены в таблице 53.

Суммарная мощность приборов:

$$84 \text{ ВА} \leq 100 \text{ ВА},$$

Таблица 53 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 100 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 84 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

Таблица 54 – Вторичная нагрузка ТН на ВН

Прибор	Тип	S одной обмотки	Число обмоток	Число прибор.	S приборов
1	2	3	4	5	6
Вольтметр	Э335	2	1	2	4

1	2	3	4	5	6
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10	1	2	20
Счётчик активной энергии	Меркурий 230	8	2	2	32
Счётчик реактивной энергии	Меркурий 230	8	2	2	32
Итого					88

В РУ 110 кВ устанавливаем ТН: ЗНГ – 110.

Суммарная мощность приборов:

$$88 \text{ ВА} \leq 120 \text{ ВА}$$

Таблица 55 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТН

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

8.6 Выбор и проверка токоведущих частей

В РУ 220 кВ применяются гибкие шины, выполненные проводами АС – 240/32.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается:

по длительно допустимому току

$$I_{доп} \geq I_{раб.мах}$$

по термическому действию тока КЗ

$$\theta_K \leq \theta_{K\text{доп}} \text{ или } q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \quad (25)$$

где $q_{\min}$ – минимальное сечение провода,

C – справочная величина:

Гибкие шины обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами.

Так для сборных шин приняты расстояния: при 110 кВ – 1,5 м; 220 кВ – 3 м [15].

При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят.

Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут на столько сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание.

Согласно ПУЭ на электродинамическое действие тока КЗ должны проверяться гибкие шины РУ при мощности КЗ равной или больше 8000 МВА для напряжения 220 кВ.

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода начало отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу. Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса, чем больше длительность протекания и ток КЗ.

Наибольший рабочий ток на шинах 220 кВ согласно таблице 43 равен 328 А выбираем гибкие шины марки АС - 240, допустимый ток которых $I_{\text{доп}} = 610$ А, диаметр провода $d = 32$ мм. Проверка шин на схлестывание не производится, так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА. Проверка на термическое действие

тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{\text{доп}} = 610 \text{ A}$$

$$I_{\text{MAX}} = 328 \text{ A}$$

$$I_{\text{MAX}} < I_{\text{доп}}, \quad (26)$$

Проверка по условиям короны:

Условие проверки:

$$1,07E \leq 0,9E_0, \quad (27)$$

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

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (28)$$

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

r_0 – радиус провода,

$$r_0 = 0,1 \cdot d/2 \text{ см}, \quad (29)$$

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

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_o \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_o}}, \quad (30)$$

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

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D, \quad D = 300 \text{ см};$$

В результате расчета получим следующие значения напряженностей
Начальная критическая напряженность эл. поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (31)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{5,7}} \right) = 27,958.$$

Напряженность около поверхности провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_o \cdot \log \left(\frac{1,26 \cdot D}{r_o} \right)}, \quad (32)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{5,7 \cdot \log \left(\frac{1,26 \cdot 11,4}{5,7} \right)} = 17,019.$$

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше $0,9E_0$

$$1,07E \leq 0,9E_0; \quad (33)$$

$$18,21 < 25,162.$$

Условие выполняется

Таблица 56 – Сопоставление данных для гибких шин в ОРУ 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 328 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$B_{\text{к.ном}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 180 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.ном}}$
$q = 632 \text{ мм}^2$	$q_{\text{min}} = 63 \text{ мм}^2$	$q_{\text{min}} \leq q$

8.7 Выбор и проверка изоляторов

Для гибкой ошиновки выбираем подвесные изоляторы:

На стороне 220 кВ: ЛК 70/220-И-4 СП(СС) из фарфорового материала;

Подвесные изоляторы на термическую и электродинамическую стойкость по режиму короткого замыкания и по разрушающей нагрузке не проверяются. На 110 кВ к установке приняты подвесные изоляторы ЛК 60/110-И-4 СП(СС) из фарфорового материала с допустимой нагрузкой на изгиб:

Таблица 57 – Сопоставление данных подвесных изоляторов

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{расч}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{расч}}$
$F_{\text{доп}} = 12000 \text{ Н}$	$F_{\text{расч}} = 7040 \text{ Н}$	$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}$

Условия выбора:

По номинальному напряжению

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (34)$$

$$110 \leq 110;$$

Условие выполняется.

По допустимой нагрузке

$$F_{расч} \leq F_{доп}; \quad (35)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F; \quad (36)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 20000 = 12000 \text{ Н};$$

Определяем максимальную силу, действующую на изгиб:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h; \quad (37)$$

$$k_h = \frac{H_{из} + h + \frac{b}{2}}{H_{из}}; \quad (38)$$

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

$$F_{расч} = 32 \cdot 1,1 \cdot 2 = 7040 \text{ Н};$$

$F_{расч} \leq F_{доп}$ – данное условие выполняется и выбранный изолятор подходит для установки. Таким образом, подвесной изолятор ЛК 60/110-И-4 СП(СС) проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

8.8 Выбор ОПН

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ}. \quad (39)$$

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

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

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ}; \quad (40)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot U_{РАБ}}{\sqrt{3}}; \quad (41)$$

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

$$105 \text{ кВ} \geq 89,44 \text{ кВ}.$$

Энергия, пропускаемая ОПН во время грозового импульса в сетях 220-750 кВ определяется как:

$$\mathfrak{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z_B} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n, \quad (42)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений;

$U_{ост}$ – остающиеся напряжение на ограничителе (596 кВ);

Z_B – волновое сопротивление линии с учетом импульсной короны, составляет 740 Ом;

T – время распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов, равное 1.

Величина неограниченных перенапряжений:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (43)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжения в месте ее возникновения, принимается равным 900 кВ;

k – коэффициент полярности, принимается равным $0,2 \cdot 10^{-3}$;

l – длина защитного подхода, определяется из ПУЭ и принимается 2,5 км.

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2,5 \cdot 900} = 644 \text{ кВ}.$$

Время распространения волны:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (44)$$

где β – коэффициент затухания волны, принимается 0,91;

c – скорость распространения волны, составляет 300000 км/с.

$$T = \frac{3 \cdot 10^6}{0,91 \cdot 3000000} = 10,99 \text{ мкс};$$

$$\mathcal{E} = \left(\frac{644 - 596}{740} \right) \cdot 596 \cdot 2 \cdot 10,99 \cdot 1 = 849,74 \text{ кДж}.$$

Далее определяется удельная энергоемкость ОПН:

$$\mathcal{E}' = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{НОМ}}}, \quad (45)$$

$$\mathcal{E}' = \frac{849,74}{110} = 3,86 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}.$$

Используется ОПН третьего класса энергоемкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределах $3,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 3,86 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$.

Таблица 58 – Параметры ОПН–П1–220/105/10 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН–П1–220/105/10 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	220
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	105
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	596
Длина пути утечки, см	630
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

Таблица 59 – Параметры ОПН–П1–110/105/10 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН–П1–110/105/10 УХЛ1
1	2
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	105
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	596

1	2
Длина пути утечки, см	630
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

8.9 Выбор комплектных распределительных устройств

Комплектное распределительное устройство (КРУ) представляет собой готовое распределительное решение, которое включает в себя закрытые шкафы с встроенными аппаратами, приборами для измерения и защиты, а также дополнительными компонентами. Для распределительного устройства 35 кВ примем к установке комплектное распределительное устройство серии «Волга» предназначенное для распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц, номинальным напряжением 35 – 10,5 кВ в сетях с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор или резистор нейтралью. В таблице 60, 61 представлены параметры КРУ-Волга.

Таблица 60 – Параметры КРУ-Волга 35 кВ

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	35
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	1250
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	25
Электродинамическая стойкость, кА	64
Термическая стойкость, кА/с	25
Тип выключателя	Вакуумный
Тип привода к выключателю	Встроенный пружинный

Проверка ячеек КРУ 35 кВ.

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

Все каталожные и расчетные величины выбора и проверки сведены в таблицу 61.

Таблица 61 – Условия выбора и проверки ячеек КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 2061 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 26,11 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{к.ном}} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 149 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

КРУ марки Волга-35 удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к эксплуатации.

8.10 Выбор выключателей КРУ

Выбор и проверка силовых выключателей КРУ 35 кВ.

В качестве силовых выключателей в КРУ используются ВГК-36. Все каталожные и расчетные величины выбора и проверки сведены в таблицу 62.

Таблица 62 – Сопоставление каталожных и расчетных данных выключателя КРУ 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 1030 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном.откл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} = 8,47 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{откл.ном}}$
$i_{\text{вкл}} = 81 \text{ кВ}$	$i_{\text{уд}} = 26,11 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}}$
$I_{\text{вкл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} = 8,47 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{вкл}}$
$i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 26,11 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} = 8,47 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{дин}}$
$B_{\text{к.ном}} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 149 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

Выбранные выключатели на стороне 35 кВ полностью удовлетворяют условиям проверки. Выбор секционных выключателей не производится поскольку максимальный ток будет в два раза меньше, а остальные параметры принимаются одинаковыми с вводными выключателями.

8.11 Выбор разъединителей КРУ

Выбор и проверка разъединителя в КРУ 35 кВ не производится, поскольку КРУ 35 кВ используются выкатные элементы и конструктивно разъединителя не предусмотрено.

8.12 Выбор трансформаторов тока КРУ

Сопротивление проводов для РУ 35 кВ:

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,53 \text{ Ом.}$$

Принимаем к установке в вводной ячейке ТОЛ-35-1250, сопоставление каталожных и расчетных данных представлены в таблице 63.

Таблица 63– Состав вторичной нагрузки для ТТ в вводной ячейке

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 64 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в вводной ячейке

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 2061 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,53 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{yд} = 26,11 \text{ кА}$	$I_{yд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 149 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Выбранные трансформаторы тока удовлетворяют условиям проверки.

Для ТТ в секционной ячейке:

К установке принимается ТОЛ -35-630 сопоставление каталожных и расчетных данных представлены в таблице 65.

Таблица 65 – Состав вторичной нагрузки для ТТ в секционной ячейке

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

Таблица 66 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока в секционной ячейке

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 1030 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_2 = 0,53 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{yд} = 26,11 \text{ кА}$	$I_{yд} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 149 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Все выбранные трансформаторы тока удовлетворяют условиям проверки.

8.13 Выбор и проверка трансформаторов напряжения КРУ

Для исключения вероятности возникновения феррорезонансных перенапряжений примем к установке антирезонансный ТН марки НАМИ-35.

Таблица 67 – Мощность приборов, подключенных к ТН

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	5
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	10	75
Итого				102

Таблица 68 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для НАМИ-35

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$S_{ном} = 200 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 102 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

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

8.14 Выбор жёстких шин КРУ

Принимаем пакет из 3 алюминиевых прямоугольных шин АДЗ1Т1 сечением 100х6 мм, с номинальным током $I_{ном} = 4000 \text{ А}$.

Выбор сечения шин производится по допустимому току:

$$I_{maxHH} \leq I_{доп}. \quad (46)$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (47)$$

$q_{min} < q$ – условие выполняется;

Момент инерции шины, расположенной на изоляторах плашмя:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (48)$$

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

$$f_0 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (49)$$

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a}, \quad (50)$$

где a – расстояние между фазами равно 0,22 м;

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

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W_{\phi}}, \quad (51)$$

$$W_{\phi} = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (52)$$

$$\sigma_{расч} < \sigma_{ДОП}, \quad (53)$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных представлены в таблице 69, 70.

Таблица 69 – Сопоставление данных для жестких шин в КРУ 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 1039 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$B_{к.ном} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 148 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq B_{к.ном}$
$q = 75 \text{ мм}^2$	$q_{мин} = 23,22 \text{ мм}^2$	$q_{мин} \leq q$
$\sigma_{доп} = 10 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} = 2,3 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$

8.15 Выбор изоляторов КРУ

Жесткие шины крепятся при принятом горизонтальном расположении на опорных изоляторах плашмя, вы выбор которых производится по следующим условиям:

1. По номинальному напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$

2. По допустимой нагрузке $F_{расч} \leq F_{доп}$

где $F_{расч}$ – сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора;

$F_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб.

К установке приняты опорные изоляторы ИО-35-3,75 с допустимой нагрузкой на изгиб:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} \quad (54)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н}$$

Изолятор проверяют на механическую прочность.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 1 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 1,5 \cdot \frac{12830^2}{0,5} = 23,26 \text{ Н}$$

Таблица 70 – Сопоставление данных опорных изоляторов

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{расч} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{расч}$
$F_{дон} = 2250 \text{ Н}$	$F_{расч} = 23,26 \text{ Н}$	$F_{расч} \leq F_{дон}$

Таким образом, опорный изолятор ИО-35-3,75 проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

8.16 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав Различные факторы влияют на состав потребителей, удовлетворяющих собственные нужды подстанций. Эти факторы включают тип подстанции, мощность трансформаторов, наличие синхронных компенсаторов и тип электрооборудования, установленного на подстанции.

Среди наиболее важных потребителей собственных нужд подстанций стоит выделить оперативные цепи, систему связи, телемеханику, систему охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, систему пожаротушения и электроприемники компрессорной установки. Поскольку мощность этих потребителей невелика, их подключают к сети с напряжением 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

При выборе мощности трансформаторов учитываются нагрузки собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности. Особое внимание уделяется летним и зимним нагрузкам, а также нагрузке во время проведения ремонтных работ на подстанции. Это позволяет оптимизировать выбор мощности трансформаторов, чтобы обеспечить надежное функционирование подстанции в различных условиях.

В процессе учебного проектирования возможно приближенно определить нагрузку $P_{сн.макс}$ с помощью таблицы 71.

Таблица 71 – Нагрузки, расход электроэнергии и коэффициент спроса с.н.

Тип электроустановки	$P_{сн}/P_{уст}, \%$	K_c
Тупиковая ПС	50-200 кВт	0,7
Узловая ПС	200-500 кВт	0,8

Используя данные таблицы 71, можно определить необходимую мощность с.н.:

$$S_{расч} = k_c \cdot \frac{P_{уст}}{\cos \phi}, \quad (55)$$

где k_c – коэффициент спроса, который равен 0,8;

$P_{уст}$ – ориентировочная установленная активная мощность. Определено опираясь на таблицу 71. $P_{уст}=300$ кВт.

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \frac{300}{0,85} = 282 \text{ кВа},$$

К установке принимаем два трансформатора марки ТСЗ 400/10.

8.17 Выбор ограничителей перенапряжения КРУ

Для ограничения перенапряжений на РУ применяют ОПН, назначение которых является защита энергооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений. Ограничители перенапряжений нелинейные с полимерной внешней изоляцией предназначены для защиты изоляции электрооборудования от коммутационных и атмосферных перенапряжений в сетях напряжением от 3 до 35 кВ переменного тока частотой 50 Гц с изолированной либо компенсированной нейтралью.

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ} \quad (56)$$

Принимаем первоначально ОПН – 35/35/10/550 УХЛ1 по номинальному напряжению 35 кВ.

$$35\text{кВ} \geq 35\text{кВ}$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ} \quad (57)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 35}{\sqrt{3}} = 23,23 \text{ кВ}$$

$$35 \text{ кВ} \geq 23,23 \text{ кВ}$$

Энергия пропускаемая ОПН во время грозового импульса для сетей 3-35 кВ определяется:

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot C \cdot \left[(K_{II} \cdot 0,82 \cdot U_{НР})^2 - (1,77 \cdot U_{Н.Д})^2 \right], \quad (58)$$

где C – емкость кабельной линии;

K_{II} – кратность резонансных перенапряжений, равная 2,5;

$U_{НР}$ – наибольшее рабочее напряжение сети;

$U_{НД}$ – наибольшее допустимое напряжение ОПН.

Ёмкость кабельной линии определяется как:

$$C = l \cdot C_0, \quad (59)$$

где $C_0 = 0,25 \frac{\text{мкФ}}{\text{км}}$ – удельная емкость кабеля АПВВНГ(А)-LS-3х50/16-35,

который использован в сети 35 кВ;

$l = 4,35 \text{ км}$ – длина самой длинной линии в сети 35 кВ.

$$C = 4,35 \cdot 0,25 = 1,1 \text{ мкФ}$$

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot 1,1 \cdot \left[(2,5 \cdot 0,82 \cdot 35)^2 - (1,77 \cdot 35)^2 \right] = 41,17 \text{ кДж}$$

Удельная энергоемкость ОПН составит:

$$\mathcal{E}' = \frac{41,17}{10} = 4,12 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$$

Используется ОПН третьего класса энергоемкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределах $3,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,12 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$

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

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

$$U_{ост.к} \leq U_{ки} / (1,15 - 1,2) \quad (60)$$

Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по формуле:

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{исн50}, \quad (61)$$

где $U_{исн50}$ – 50%-ное испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе.

$$U_{50\%} = U_{50}^- (0,92 - 0,012 l_{разр}^{(0,74-0,06 l_{разр})} (l_{разр}^{-3})), \quad (62)$$

Где U_{50}^- – 50%-ное разрядное напряжение для стандартного импульса отрицательной полярности, принимается равным 1330. [18]

$$l_{разр} = n_{из} \cdot H_{из}, \quad (63)$$

где $H_{из}$ – строительная высота изолятора, принимаем 1,2 метра штук.[6]

$n_{из}$ – количество изоляторов в гирлянде, принимаем 8 штук. [6]

$$l_{разр} = 1,2 \cdot 8 = 9,6 \text{ м}$$

$$U_{50\%} = 1330(0,92 - 0,012 \cdot 9,6^{(0,74-0,06 \cdot 9,6)} (9,6^{-3})) = 1223,6$$

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 1223,6 = 2096,2 \text{ кВ}$$

$$596 \leq 2096,2 / (1,2) \text{ кВ}$$

$$596 \leq 1746,6 \text{ кВ}$$

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

$$A_{вн} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0,15 - 0,25), \quad (64)$$

где $U_{доп}$ - допустимый уровень внутренних перенапряжений (810);

$$A_{вн} = (810 - 596) / 810 > 0,25,$$

$$A_{вн} = 0,26 > 0,25$$

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

$$A_{гр} = (U_{доп} - U_{ост.к}) / U_{доп} > (0,2 - 0,25), \quad (65)$$

$$A_{гр} = (810 - 596) / 810 > 0,25$$

$$A_{гр} = 0,26 > 0,25$$

Выбранный ОПН удовлетворяет условиям проверки.

На стороне НН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 35/27/10/550 УХЛ1 с классом напряжения 35 кВ, основные характеристики которых представлены в таблице 72.

Таблица 72 – Основные характеристики ОПН.

Тип	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
ОПН – 35/35/10/550 УХЛ1	35	42,5	10	40

8.18 Выбор аккумуляторных батарей

На станциях часто используются установки постоянного тока для питания систем управления, автоматики, сигнализации и освещения. Эти установки могут использовать аккумуляторные батареи, переменный ток или выпрямленный постоянный ток, полученный с помощью тиристорных преобразователей. Это позволяет избежать необходимости в дорогостоящих и мощных аккумуляторных батареях и упростить операционные задачи.

Установка постоянного тока обычно состоит из одного или нескольких преобразователей, которые преобразуют переменный ток в постоянный, аккумуляторной батареи и соответствующего распределительного устройства.

В качестве преобразователей могут использоваться выпрямители или генераторы с двигателями. В нормальном режиме работы станции или подстанции сеть постоянного тока питается через преобразователь, а батарея заряжена и потребляет только небольшой ток для компенсации саморазряда. Однако при нарушении нормального режима работы преобразователь отключается, и нагрузку на себя принимает батарея. Выбор аккумуляторных батарей осуществляется в зависимости от необходимой емкости, требуемых уровней напряжения в аварийном режиме и схемы их подключения к шинам. Чаще всего аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда с использованием элементного коммутатора. Напряжение на элементе при начале разряда составляет примерно 2,15 В, а допустимое напряжение в

конце полного разряда в получасовом режиме обычно принимается равным 1,75 В. Максимальное напряжение обычно составляет 2,6 В.

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (66)$$

где $U_{ш}$ – напряжение на шинах;

$U_{ПА}$ – напряжение на элементе в режиме подзарядки.

$$n_0 = \frac{115}{2,15} = 54 ,$$

Определяем общее число элементов:

$$n = \frac{115}{1,75} = 66 ,$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0 , \quad (67)$$

$$n_{доб} = 66 - 54 = 12 ,$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j} , \quad (68)$$

где $I_{ав}$ – нагрузка установившегося получасового установившегося разряда;

j – допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1,05 \cdot \frac{24}{25} = 1,01,$$

Производим округление до ближайшего типового номера $N = 1$.
Принимаем батарею СК – 1.

Проверим по максимальному толчковому току:

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax}, \quad (69)$$

где I_{Tmax} – максимальный толчковый ток для данного вида батарей.

$$I_{Tmax} = 30 \text{ A},$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 1 = 46 \text{ A}.$$

Следовательно, надо выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{30}{1} = 30.$$

По графику изображённому на рисунке 18, можно установить, что напряжение на аккумуляторе составляет 85%. Если учесть потерю напряжения в соединительном кабеле в размере 5%, то напряжение на приводах будет составлять 80%. Это значение находится в пределах допустимого отклонения напряжения на электромагнитах включения, которое составляет от 80% до 110%.

Следовательно, принятые аккумуляторы обеспечивают необходимое напряжение.

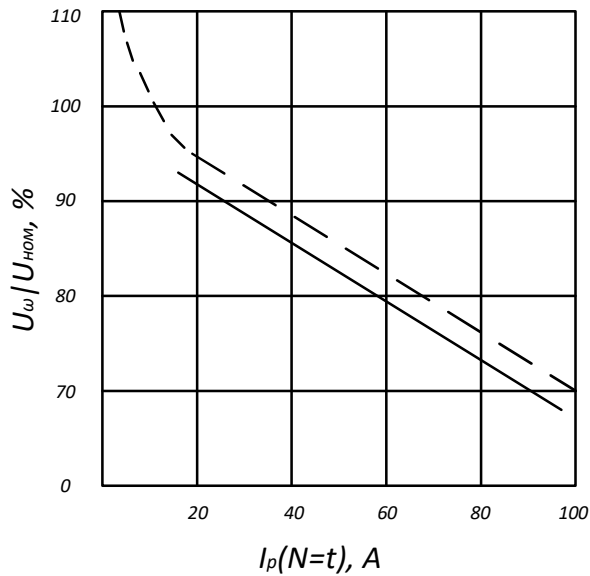


Рисунок 18 – Зависимость напряжения от тока разряда аккумулятора

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot N + I_{П}, \quad (70)$$

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot 1 + 8 = 8,15 \text{ A},$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot n_0, \quad (71)$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot 51 = 110 \text{ В},$$

Выбираем подзарядное устройство типа ВАЗП – 380/260 – 40/80.

Ток и напряжение подзаряда добавочных элементов:

$$I_{ПЗдоб} = 0,15 \cdot 1 = 0,15 \text{ A},$$

$$U_{ПЗдоб} = 2,15 \cdot 12 = 25,8 \text{ В},$$

Выбираем автоматическое подзарядное устройство типа АРН – 3.

Выбор зарядного устройства:

$$I_3 = 5 \cdot N + I_{II}, \quad (72)$$

$$I_3 = 5 \cdot 1 + 8 = 13 \text{ А},$$

$$U_{II3} = 2,75 \cdot n, \quad (73)$$

$$U_{II3} = 2,75 \cdot 66 = 181,5 \text{ В},$$

Выбираем стандартное ЗВУ НРТ «Ольдам».

9 ЗАЩИТА АВТОТРАНСФОРМАТОРА

В работе автотрансформаторов могут возникать короткие замыкания как в обмотках, так и на вводах, кроме того, в кабелях могут возникать короткие замыкания на земле или между фазами.

В рамках нормальной работы автотрансформаторов также возможны сверхтоки, падение уровня масла или повышение температуры.

Исходя из выше написанного следует что защита автотрансформаторов должна выполнять следующие функции для полноценной бесперебойной работы в условиях нагрузок:

- отключать автотрансформатор при повреждении;
- отключать автотрансформатор при повреждении смежного оборудования;
- показывать сигналом дежурному при его повреждении, перегрузке, снижения уровня масла, повышения температуры.
- Для защиты обмоток автотрансформатора, вводов и ошиновки устанавливают дифференциальную защиту (далее ДЗТ).

Для защиты от сверхтоков, проходящих по самому автотрансформатору так и по смежному оборудованию, устанавливают максимальную токовую защиту (далее МТЗ).

Для контроля за уровнем масла и повреждений масляного бака автотрансформатора устанавливают датчик контроля масла.

И так же устанавливают защиту от перегрузок на высоких напряжениях и низких напряжениях.

9.1 Дифференциальная защита автотрансформатора

Покажем расчет ДЗТ на базе микропроцессорного терминала «Сириус-Т» производства ЗАО «РАДИУС Автоматика».

Автотрансформаторы тока по всем сторонам собраны в звезду.

Расчёт коэффициентов автотрансформации автотрансформаторов тока приведён в таблице 73.

Таблица 73 – Расчёт коэффициентов трансформации автотрансформаторов тока

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны		
		220 кВ	110 кВ	35 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого автотрансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{СР.НОМ}}$	$\frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 328$	$\frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 656$	$\frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 2061$
Коэффициент трансформации автотрансформатора тока	K_I	400/5	1000/5	3000/5
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого автотрансформатора, А	$I_{НОМ,в} = 1,05 \cdot \frac{I_{НОМ}}{K_I}$	$1,05 \cdot \frac{105}{400/5} = 3,67$	$1,05 \cdot \frac{840}{1000/5} = 4,41$	$1,05 \cdot \frac{2200}{3000/5} = 3,85$
Размах РПН, %	-	16		

Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1).

Уставка должна выбираться из двух условий:

- отстройки от броска тока намагничивания силового автотрансформатора;
- отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчётного внешнего КЗ.

Отстройка от броска тока намагничивания силового автотрансформатора.

При включении силового автотрансформатора со стороны высшего напряжения отношение амплитуды броска тока намагничивания к амплитуде номинального тока защищаемого автотрансформатора не превышает 5. Это соответствует отношению амплитуды броска тока намагничивания к действующему значению номинального тока первой гармоники, равному $5\sqrt{2} = 7$. Отсечка реагирует на мгновенное значение дифференциального тока и на первую гармонику этого же тока. Уставка по мгновенному значению равна $2.5I_{\text{диф}}/I_{\text{НОМ}}$. Минимально возможная уставка по первой гармоники $I_{\text{диф}}/I_{\text{НОМ}} = 4$, что соответствует $2.5 \times 4 = 10$ по отношению амплитуды к действующему значению или $10/\sqrt{2} = 7$ по отношению амплитуд. Сравнение

полученных значений свидетельствует об отстроенности отсечки по мгновенным значениям от возможных бросков тока намагничивания. Расчёты показывают, что действующее значение первой гармоники броска тока намагничивания не превышает 0,35 от амплитуды броска. Если амплитуда равна 7 действующим значениям номинального тока, то действующее значение первой гармоники равно $7 \times 0.35 = 2.46$.

Следовательно, даже при минимальной уставке в $4I_{ном}$ отсечка отстроена от бросков тока намагничивания и при реагировании на первую гармонику дифференциального тока.

Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ.

Уставка выбирается по условию:

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq k_{отс} k_{нб} I_{КЗвнешМАХ}, \quad (74)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$k_{нб}$ – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведённой амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ, если на стороне ВН и НН используются ТТ с вторичным номинальным током 5А, можно принимать $k_{нб} = 0.7$;

$I_{КЗвнешМАХ}$ – отношение тока внешнего расчётного КЗ к номинальному току автотрансформатора.

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq k_{отс} k_{нб} I_{КЗвнешМАХ*} = 1,2 \cdot 0,7 \frac{570}{105} = 4,56.$$

Принимаем уставку 4,6.

Дифференциальная защита (ДЗТ-2)

Тормозная характеристика защиты приведена на рисунке 19.

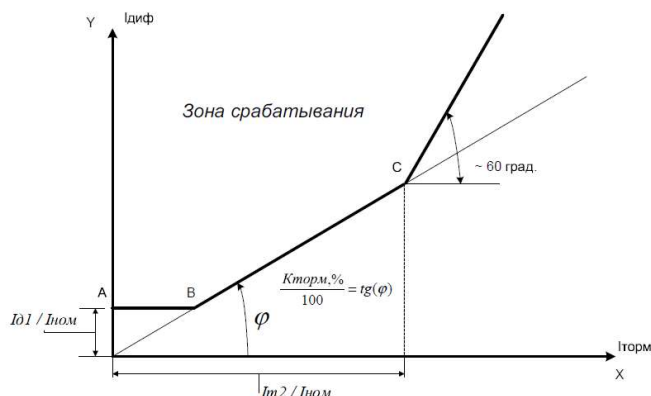


Рисунок 19 – Тормозная характеристика дифференциальной защиты.

Она построена в относительных единицах, т.е. токи приведены к номинальному току стороны ВН. Тормозной ток формируется как полусумма модулей токов сторон защищаемого автотрансформатора.

Базовая уставка $I_{д1}/I_{НОМ}$ определяет чувствительность работы ступени. Рекомендуется принимать равной 0,3-0,5.

Принимаем базовую уставку $I_{д1}/I_{НОМ}=0,3$.

Расчётный ток небаланса определяется по следующей формуле:

$$I_{НБ.РАСЧ} = (k_{ПЕР}k_{ОДН}\varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) I_{СКВ}, \quad (75)$$

где $k_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим, равен 2,5 – когда доля двигательной нагрузки в общей нагрузки автотрансформатора более 50%, 2 – если доля двигательной нагрузки менее 50%;

$k_{ОДН}$ – коэффициент однотипности автотрансформаторов тока;

ε – относительное значение полной погрешности автотрансформаторов тока в установившемся режиме;

$\Delta U_{РПН}$ – относительное значение пределов РПН;

$\Delta f_{ДОБ}$ – обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон ВН

и НН – округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства, принимается равным 0,04;

$I_{СКВ}$ – сквозной ток.

$$I_{НБ.РАСЧ} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) I_{СКВ} = 0,34 I_{СКВ}.$$

Дифференциальный ток определяется следующим образом:

$$I_{ДИФ} = k_{ОТС} I_{НБ.РАСЧ}, \quad (76)$$

где $k_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, принимаем равным 1,3.

$$I_{ДИФ} = 1,3 \cdot 0,34 I_{СКВ} = 0,442 I_{СКВ}.$$

Коэффициент снижения тормозного тока:

$$k_{CH.T} = \frac{I_{ТОРМ}}{I_{СКВ}} = 1 - 0,5 (k_{ПЕР} k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}), \quad (77)$$

$$k_{CH.T} = 1 - 0,5 (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) = 0,83.$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$k_{ТОРМ} = 100 \frac{I_{ДИФ}}{I_{ТОРМ}} = 100 k_{ОТС} (k_{ПЕР} k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) / k_{CH.T}, \quad (78)$$

$$k_{ТОРМ} = 100 \cdot 1,3 (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) / 0,8 = 53,3.$$

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически и равна:

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = \frac{I_{\partial 1}}{I_{НОМ}} \frac{100}{k_{ТОРМ}}, \quad (79)$$

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = 0,3 \frac{100}{53,3} = 0,563.$$

Уставка блокировки от второй гармоники $I_{\partial 2}/I_{\partial 1}$ рекомендуется на уровне 12-15 %.

$$I_{\partial 2}/I_{\partial 1} = 0,15.$$

Вторая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{m2}}{I_{НОМ}} = 2.0 > \frac{I_{m1}}{I_{НОМ}}.$$

Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты.

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ($I_{\partial 1}/I_{НОМ}$), а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Принимаем следующие значения уставок:

$$I_{\partial 1}/I_{НОМ} = 0,1,$$

$$T = 10 \text{ с.}$$

9.2 Максимальная токовая защита автотрансформатора

Максимальная токовая защита (далее МТЗ) является резервной защитой автотрансформатора, и служит для отключения автотрансформатора при его повреждении и отказе основных защит, а также при КЗ на сборных шинах или на отходящих от них присоединениях, если РЗ или выключатели этих элементов отказали в работе. По условиям селективности МТЗ должна иметь выдержку времени и, следовательно, не может быть быстродействующей. По этой причине в качестве основной РЗ от повреждений в автотрансформаторах она используется лишь на маломощных автотрансформаторах.

В ряде случаев не удастся выполнить достаточно чувствительную защиту только по току, особенно на подстанциях, питающих двигательную нагрузку. Для повышения чувствительности можно применить защиту с блокировкой по напряжению.

Максимальная токовая защита.

Ток срабатывания МТЗ определяется из условия возврата токовых реле при максимальной нагрузке по аналогичной формуле 15. За исключением коэффициентов:

- коэффициент надежности, принимается равным 1,2;
- коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,95 для терминала;
- максимальный рабочий ток автотрансформатора принимается таким же.

Таким образом, уставка токового органа МТЗ равно:

$$I_{МТЗ.ВН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 328 = 621 \text{ A},$$

$$I_{МТЗ.СН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 656 = 1242 \text{ A}$$

$$I_{MT3.HH} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 1030 = 1953 \text{ A}$$

где $k_{над}$ – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{сам.зап}$ – коэффициент самозапуска, можно принять равным 1,0 для городских сетей;

$k_{в}$ – коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,95;

$I_{p.max}$ – максимальный рабочий ток автотрансформатора.

Время срабатывание принимается по условию согласования с основными защитами автотрансформатора и согласования с временем действия нечетных гармоник (несимметрии сети).

$$t_{MT3} = 0,1 + 0,5 + 0,5 = 1,1 \text{ с.}$$

9.3 Защита от перегрузки

Автотрансформаторы допускают перегрузку в течение значительного времени. Поэтому при наличии оперативного персонала защита от перегрузки автотрансформатора действует на сигнал. При его отсутствии на объекте, контроль над перегрузкой автотрансформатора может осуществляться средствами телемеханики. Защита от перегрузки на объектах без постоянного дежурного персонала может действовать на разгрузку или отключение (при невозможности ликвидации перегрузки другими средствами). Защита от перегрузки согласно ПУЭ устанавливается на автотрансформаторах мощностью 0,4 МВт и более. Защита от перегрузки при симметричной нагрузке может осуществляться реле, установленным в одной фазе.

Таким образом, для того, чтобы охватить все возможные режимы и параметры автотрансформатора, целесообразно установить сигнализацию перегрузки на всех трех сторонах трехобмоточного автотрансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал определяется по условию возврата защиты при номинальном токе нагрузки

автотрансформатора:

$$I_{сз.н} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 328 = 380 \text{ А},$$

$$I_{сз.н} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 656 = 759 \text{ А},$$

$$I_{сз.н} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 1030 = 1143 \text{ А},$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05 – 1,1;

$I_{ном}$ – номинальный ток стороны автотрансформатора, где установлена защита;

$$t_{зп} = 10 \text{ с}.$$

9.4 Газовая защита

Газовая защита устанавливается на автотрансформаторах, автотрансформаторах и реакторах с масляным охлаждением, имеющих расширители.

Действие газовой защиты основано на том, что всякие, даже не значительные повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака автотрансформатора вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа. Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном газообразовании, что имеет место при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного автотрансформатора. Кроме того, газовая защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал при опасном понижении уровня масла в баке автотрансформатора.

Первая ступень ГЗ срабатывает при незначительном выделении газа, или понижении уровня масла в газовом реле, и с выдержкой времени действует на сигнал.

Вторая ступень ГЗ срабатывает при значительном выделении газа, понижении уровня масла в газовом реле, или при интенсивном движении потока масла из бака автотрансформатора в расширитель, и действует на отключение автотрансформатора со всех сторон без выдержки времени.

Газовая защита является универсальной и наиболее чувствительной защитой автотрансформаторов от внутренних повреждений, а при некоторых опасных повреждениях действует только она. К таким повреждениям относятся замыкания между витками обмоток, пожар в стали магнитопровода, неисправности переключателей устройств РПН.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле KSG, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать автотрансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам.

Самым серьезным является то, что эта защита не реагирует на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между автотрансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак автотрансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на автотрансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал.

В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты автотрансформатора от внутренних повреждений.

9.5 Автоматика ввода резерва

Автоматик ввода резерва (далее АВР) – один из видов автоматики, направленный на повышение надежности работы сети электроснабжения. Заключается в автоматическом подключении к системе резервных источников питания в случае потери системой электроснабжения.

Представим общие требования к АВР.

АВР должно срабатывать за минимально возможное после отключения рабочего источника энергии время.

АВР должно срабатывать всегда, в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей, независимо от причины. В случае работы схемы дуговой защиты АВР может быть заблокировано, чтобы уменьшить повреждения от короткого замыкания. В некоторых случаях требуется задержка переключения АВР. К примеру, при запуске мощных двигателей на стороне потребителя, схема АВР должна игнорировать просадку напряжения.

АВР должно срабатывать однократно. Это требование обусловлено недопустимостью многократного включения резервных источников в систему с не устранённым коротким замыканием.

Рассчитаем уставки для АВР.

В практических расчётах обычно принимается условие:

$$U_{c.p.l} = (0,25 \div 0,4) \cdot U_{ном}. \quad (80)$$

Выдержка времени пускового органа должна быть на ступень селективности больше выдержек времени защит, повреждение в зоне действия которых может привести к пуску АВР.

$$t_{1AKQ} = t'_{pz.макс} + \Delta t, \quad (81)$$

$$t_{1AKQ} = t''_{pz.макс} + \Delta t, \quad (82)$$

где $t_{р.з.макс}^{'}$ – максимальная выдержка времени защит присоединений, отходящих от шин высшего напряжения;

$t_{р.з.макс}^{''}$ – максимальная выдержка времени защит присоединений, отходящих от шин низшего напряжения;

Δt – степень селективности, равная 0,675.

Уставка реле контроля напряжения на резервном источнике питания:

$$U_{сп2} \geq \frac{U_{мин.раб}}{k_n^{'} \cdot k_v \cdot n_{TV}} = \frac{0,1 \cdot U_{ном}}{k_n^{'} \cdot k_v \cdot n_{TV}}, \quad (83)$$

где $k_n^{'}$ – коэффициент надежности ($k_n^{'}=1,1 \div 1,2$);

$U_{мин.раб}$ – минимальное рабочее напряжение;

n_{TV} – коэффициент трансформации ТН.

Выдержка времени реле однократного включения (РОВ):

$$t_{РОВ} = t_{вкл.Q}^{'} + t_{зап.}, \quad (84)$$

где $t_{зап.} = 0,2 \div 0,3$ с – время запаса;

$t_{вкл.Q}^{'}$ – время включения резервного выключателя, равное 0,05с.

$$t_{РОВ} = 0,05 + 0,2 = 0,25 \text{ с.}$$

Функциональная схема АВР, представлена на рисунке 20.

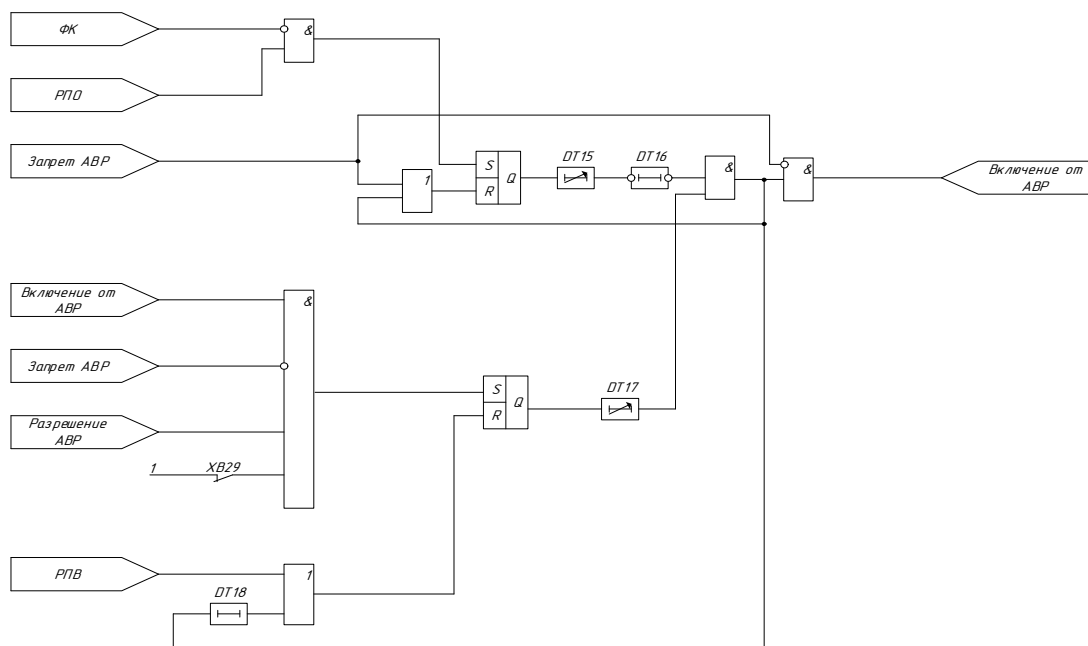


Рисунок 20 – Схема сетевого АВР Линия-Линия

10 РАЗРАБОТКА МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПС РАЙЧИХИНСКАЯ

10.1 Молниезащита ПС Райчихинская

Нормируется два вида зон:

Зона А- с надежностью не менее 0.995 и $U \leq 500$ кВ;

Зона Б- с надежностью не менее 0.95 и $U \geq 750$ кВ.

Расчет на уровне первого защищаемого объекта:

Высота молниеотвода:

$$h = 30 \text{ м};$$

Расстояние между молниеотводами 1 и 4, 2 и 3, 5 и 6:

$$L_{M14} = 22 \text{ м};$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_x = 11 \text{ м};$$

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0.85 \cdot h, \quad (85)$$

$$h_{\text{эф}} = 0.85 \cdot 30 = 25.5 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h, \quad (86)$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot 30) \cdot 30 = 31.2 \text{ м};$$

Половина ширины внутренней зоны при условии: $2h < L_{\text{л}} < 4h$:

$$r_{C0} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0.2 \cdot (L_{M14} - 2h)}{h}\right) = 39.1 \text{ м};$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты:

$$h_{CX} = h_{\text{ЭФ}} - (0.17 + 0.0003 \cdot h) \cdot (L_{M14} - h), \quad (87)$$

$$h_{CX} = 25.5 - (0.17 + 0.0003 \cdot 30) \cdot (22 - 30) = 26.93 \text{ м};$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_{CX} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CX} - h_X}{h_{CX}}\right), \quad (88)$$

$$r_{CX} = 39.1 \cdot \left(\frac{26.9 - 11}{26.9}\right) = 23.1 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_X = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_X}{h_{\text{ЭФ}}}\right), \quad (89)$$

$$r_X = 31.2 \cdot \left(1 - \frac{11}{25.5}\right) = 17.7 \text{ м};$$

Расстояние между молниеотводами 1 и 2, 3 и 4, 5 и 6:

$$L_{M12} = 20.6 \text{ м};$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты:

$$h_{CX} = h_{\text{ЭФ}} - (0.17 + 0.0003 \cdot h) \cdot (L_{M12} - h), \quad (90)$$

$$h_{CX} = 25.5 - (0.17 + 0.0003 \cdot 30) \cdot (20.6 - 30) = 27.2 \text{ м};$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_{CX} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CX} - h_X}{h_{CX}} \right), \quad (91)$$

$$r_{CX} = 39.1 \cdot \left(\frac{27.1 - 11}{27.1} \right) = 23.28 \text{ м},$$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_X = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_X}{h_{\text{ЭФ}}} \right), \quad (92)$$

$$r_X = 31.2 \cdot \left(1 - \frac{11}{25.5} \right) = 17.7 \text{ м};$$

Расчет на уровне второго защищаемого объекта:

Высота молниеотвода:

$$h = 30 \text{ м};$$

Расстояние между молниеотводами 1 и 4, 2 и 3, 5 и 6:

$$L_{M14} = 22 \text{ м};$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_X = 17.5 \text{ м};$$

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0.85 \cdot h, \quad (93)$$

$$h_{\text{эф}} = 0.85 \cdot 30 = 25.5 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h, \quad (94)$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot 30) \cdot 30 = 31.2 \text{ м};$$

Половина ширины внутренней зоны при условии: $2h < L_{\text{эл}} < 4h$:

$$r_{C0} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0.2 \cdot (L_{M14} - 2h)}{h}\right) = 39.1 \text{ м};$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты:

$$h_{CX} = h_{\text{ЭФ}} - (0.17 + 0.0003 \cdot h) \cdot (L_{M14} - h), \quad (95)$$

$$h_{CX} = 25.5 - (0.17 + 0.0003 \cdot 30) \cdot (22 - 30) = 26.9 \text{ м};$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_{CX} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CX} - h_X}{h_{CX}} \right), \quad (96)$$

$$r_{CX} = 39.1 \cdot \left(\frac{26.9 - 7.5}{26.9} \right) = 28.2 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_X = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_X}{h_{\text{ЭФ}}} \right), \quad (97)$$

$$r_X = 31.2 \cdot \left(1 - \frac{7.5}{25.5} \right) = 22 \text{ м};$$

Расстояние между молниеотводами 1 и 2, 3 и 4, 5 и 6:

$$L_{M12} = 20.6 \text{ м};$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты:

$$h_{CX} = h_{\text{ЭФ}} - (0.17 + 0.0003 \cdot h) \cdot (L_{M12} - h), \quad (98)$$

$$h_{CX} = 25.5 - (0.17 + 0.0003 \cdot 30) \cdot (20.6 - 30) = 26.9 \text{ м};$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_{CX} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CX} - h_X}{h_{CX}} \right), \quad (99)$$

$$r_{CX} = 39.1 \cdot \left(\frac{20.8 - 7.5}{20.8} \right) = 25 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_X = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_X}{h_{\text{ЭФ}}} \right), \quad (100)$$

$$r_X = 31.2 \cdot \left(1 - \frac{7.5}{25.5} \right) = 22 \text{ м};$$

10.2 Разработка заземления и определение стационарного и импульсного сопротивления

Для заземлителей опоры ВЛ и отдельно стоящего молниеотвода рассчитываются стационарные сопротивления заземления R , Ом, при протекании тока частотой 50 Гц, и импульсные сопротивления заземления $R_{\text{и}}$, Ом, при протекании тока молнии. Заземления молниеотводов ПС в соответствии

с требованиями ПУЭ выполняются либо в виде отдельных заземлителей молниеотводов, либо путем подсоединения молниеотводов к заземляющему контуру ПС. Заземляющий контур ПС включает в себя искусственный и естественные заземлители [52]. Искусственные заземлители выполняются обычно в виде сетки, для достижения равномерного распределения электрического потенциала на площади, занятой оборудованием. Согласно ПУЭ заземляющие устройства электроустановок выше 1 кВ сети выполняются с учетом сопротивления $R_3 \leq 0,5 \text{ Ом}$ [50].

Для расчета сетки заземлителя, необходимо определить площадь всей ПС:

$$S < (a_T + 2 \cdot 1,5) \cdot (b_T + 2 \cdot 1,5), \quad (101)$$

$$S < (81 + 2 \cdot 1,5) \cdot (40 + 2 \cdot 1,5) = 3612 \text{ м}^2.$$

Выбор диаметра горизонтального луча в сетке по механической прочности и проверка его на термическую стойкость [50]:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{K3}^2 \cdot t_{C3}}{400 \cdot \beta}}, \quad (102)$$

Где I_{K3}^2 – ток короткого замыкания, А;

t_{C3} – время срабатывания релейной защиты, равно 0,2 с;

β – коэффициент термической стойкости, для стали равно 21.

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{30410^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 148,4 \text{ мм}^2,$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{KOP} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (D_{ПР} + S_{CP}), \quad (103)$$

$D_{ПР}$ – диаметр горизонтальных прутков сетки принимаем равным 10 мм.

$$S_{CH} = a_K \ln^3(T) + b_K \cdot \ln^2(T) + c_K \cdot \ln(T) + \alpha_K, \quad (104)$$

где T – время использования заземлителя, мес;

a_K, b_K, c_K, α_K – коэффициенты, зависящие от грунта.

$$S_{CH} = 0,0026 \ln^3(240) + 0,00915 \cdot \ln^2(240) + 0,00104 \cdot \ln(240) + 0,224 = 0,67 \text{ мм}^2,$$

$D_{ПР}$ – диаметр горизонтальных прутков сетки принимаем равным 10 мм.

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,67 \cdot (10 + 0,67) = 14,09 \text{ мм}^2$$

$$F_{М,П,} = \pi \cdot R^2, \quad (105)$$

где R – радиус горизонтальных прутков, примем 8 мм

$$F_{М,П,} = 3,14 \cdot 8^2 = 201 \text{ мм}^2$$

Проверка выбранного сечения проводника по термической и коррозионной стойкости:

$$F_{М,П,} \geq F_{КОР} + F_{Т.С.}, \quad (106)$$

$$201 \geq 14,09 + 148,38 \text{ мм}^2$$

$$201 \geq 162,47 \text{ мм}^2$$

Определение общей длины полос сетки заземлителя:

$$L_{\Gamma} = (a_{\Gamma} + 3) \frac{b_{\Gamma} + 3}{\kappa} + (b_{\Gamma} + 3) \frac{a_{\Gamma} + 3}{\kappa}, \quad (107)$$

где κ – расстояние между полосами сетки, принимаем 6м.

$$L_{\Gamma} = (81 + 3) \frac{40 + 3}{6} + (40 + 3) \frac{81 + 3}{6} = 1204 \text{ м}$$

Уточняется длина горизонтальных полос:

$$L_{\Gamma.расч} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m_1 + 1), \quad (108)$$

где m – число ячеек.

$$m_1 = \frac{L_{\Gamma}}{2\sqrt{S}} - 1, \quad (109)$$

$$m_1 = \frac{1204}{2\sqrt{3612}} - 1 = 9,01$$

Принимаем 10 ячейки.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели [50]:

$$L_{\Gamma.расч} = 2 \cdot \sqrt{3612} \cdot (10 + 1) = 1322$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{c}, \quad (110)$$

Где c – расстояние между вертикальными электродами, равно 5 м.

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{3612}}{5} = 48,07$$

Принимаем $n_B = 49$ электродов.

Эквивалентное удельное сопротивление грунта:

$$p_{\text{экв}} = \frac{h_{I\Delta}}{\frac{h_2}{p_2} + \frac{h_1}{p_1}}, \quad (111)$$

Где $h_3 = l_B + h_3 = 5 + 0,7 = 5,7$ м – глубина заложения заземлителя.

$p_1 = 30$ Ом·м, $h_1 = 8$ м – соответственно удельное сопротивление и толщина верхнего слоя грунта (глинозём) [43];

$p_2 = 70$ Ом·м, $h_2 = 9$ м соответственно удельное сопротивление и толщина нижнего слоя грунта (супеси) [43].

$$p_{\text{экв}} = \frac{5,7}{\frac{8}{30} + \frac{9}{70}} = 14,42 \text{ Ом·м},$$

Стационарное сопротивление заземлителя, выполненного в виде сетки с вертикальными электродами:

$$R_{\text{ПС}} = p_{\text{экв}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_{\Gamma} + n_B + l_B} \right), \quad (112)$$

где A – параметр, зависящий от соотношения $l_B / \sqrt{S}$, по [50] равен 0,33.

$$R_{ПС} = 14,42 \cdot \left(\frac{0,33}{\sqrt{3612}} + \frac{1}{261+49+5} \right) = 0,235 \text{ Ом}$$

Определяется импульсный коэффициент:

$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(p_{эКВ} + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (113)$$

где I_M – ток молнии, равный 65 кА.

$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{3612}}{(14,42 + 320) \cdot (65 + 45)}} = 1,066$$

Импульсное сопротивление:

$$R_{II} = R_{ПС} \cdot \alpha_{II}, \quad (114)$$

$$R_{II} = 0,235 \cdot 1,066 = 0,25 \text{ Ом}.$$

Полученное значение сопротивления заземлителя РУ – 220 кВ менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ [43].

11 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

11.1 Оценка инвестиционной привлекательности проекта

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

Оценка экономической эффективности производится для варианта №1.

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

Объем продаж электроэнергии потребителю в год [32]:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T, \quad (115)$$

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

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

Полезно отпущенная электроэнергия определяется [32]:

$$W_t = P_H \cdot T_{\max}, \quad (116)$$

где P_H – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

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

$$W_t = 125000 \cdot 8760 = 1095000 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

$$O_{Pt} = 1095000 \cdot 2 = 2190000 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль от реализации продукции определится [32]:

$$\Pi_{\delta t} = O_{Pt} - I_t - K_t - Y_t, \quad (117)$$

где K_t – суммарные капиталовложения в год;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год;

Y_t – суммарная величина ущерба в год.

Ежегодные отчисления налога на прибыль [32]:

$$H_t = 0,2 \cdot (P_{6t}). \quad (118)$$

Величина прибыли после вычета налогов ($P_{чt}$) численно равна прибыли от реализации (P_{6t}) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль [32]:

$$P_{чt} = P_{6t} - H_t. \quad (119)$$

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 [32]:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}, \quad (120)$$

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 21.

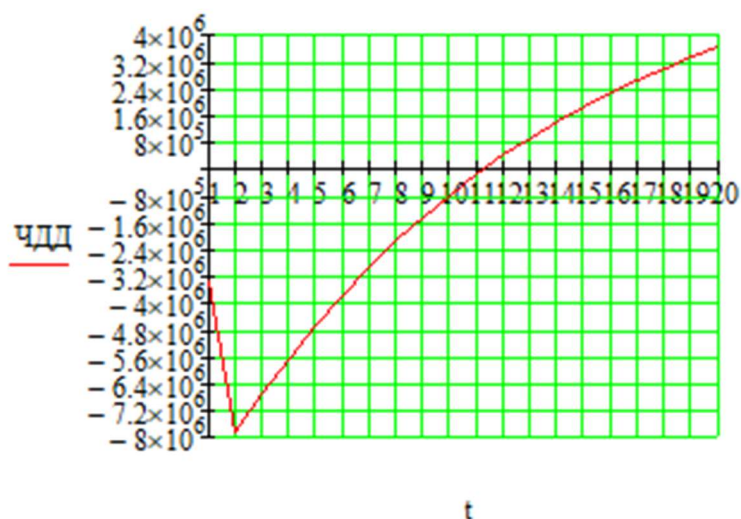


Рисунок 21 – График ЧДД

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

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I't - H_t}{K}, \quad (121)$$

где K – суммарные капитальные вложения;

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

$I't$ – общие годовые издержки без учёта затрат на амортизацию;

H_t – налог на прибыль.

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

«Простым» сроком окупаемости называется продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости. Начальный момент в нашем

случае – начало строительства сетевого объекта. Моментом окупаемости называется тот наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧД становится и в дальнейшем остается положительным.

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

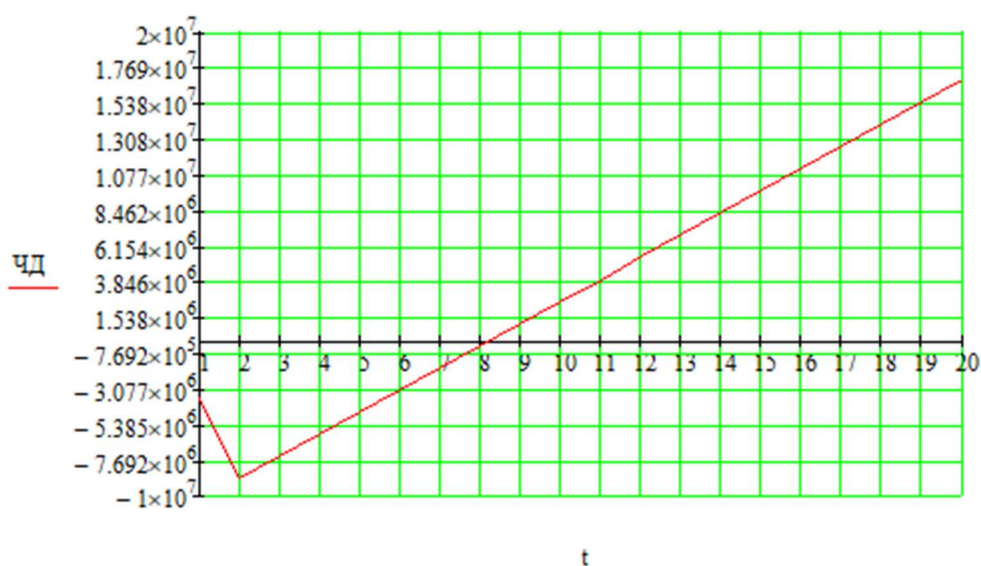


Рисунок 22 – График ЧД

Из графика ЧДД рисунка 21 видно, что срок окупаемости проекта сети не превышает 12 лет. Значения ЧДД положительны и, следовательно, проект является инвестиционно-привлекательным и рекомендуется к реализации. Значение ЧД не превышает 9 лет.

Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 8230000 миллионов руб. составит 11 лет. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций $IDД > 1$ ($IDД = 1.445$). Рентабельность проекта составит 17.379 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

12.1 Безопасность

При проектировании и реконструкции станций, подстанций, линий электропередачи, трансформаторов и других электроэнергетических объектов, важнейшей задачей в комплексе проектирования является обеспечение безопасности использования всех вышеназванных объектов человеком. Для этого необходимо строго соблюдать требования ПУЭ – Правила устройства электроустановок, требования ПТЭ, технику безопасности при строительно–монтажных работах в энергетике и др.

При устройстве электроустановок реконструируемой подстанции выполняются нижеперечисленные требования.

На заземляющих ножах линейных разъединителей со стороны линии допускается устанавливать только механическую блокировку с приводом разъединителя и приспособление для запираания заземляющих ножей замками в отключенном положении [51].

Для РУ с простыми схемами электрических соединений рекомендуется применять механическую (ключевую) оперативную блокировку, а во всех остальных случаях – электромагнитную.

В качестве блокирующих устройств испытательных камер применяют электрические замки, которые можно отпереть лишь при снятии напряжения с оборудования. Цепь питания оборудования высокого напряжения испытательных камер, как правило, оснащаются вспомогательными контактами, автоматически размыкающимися при открытии двери.

Действующие электроустановки оборудованы стационарными заземляющими ножами, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки, как правило, без применения переносного заземления.

В местах, в которых стационарные заземляющие ножи не могут быть применены, на токоведущих и заземляющих шинах подготавливаются

контактные поверхности для присоединения переносных заземляющих проводников.

При наличии трансформаторов напряжения заземление сборных шин осуществляется заземляющими ножами разъединителей трансформаторов напряжения.

Сетчатые и смешанные ограждения токоведущих частей и электрооборудования имеют высоту над уровнем планировки для ОРУ и открыто установленных трансформаторов 4 и 1,6 м; сетки должны иметь отверстия размером 10х10 мм, а также приспособления для запираания их на замок. Нижняя кромка этих ограждений в ОРУ располагается на высоте 0,1–0,2 м [51].

Указатели уровня и температуры масла маслonaполненных трансформаторов и аппаратов и другие указатели, характеризующие состояние оборудования, должны быть расположены таким образом, чтобы были обеспечены удобные и безопасные условия для доступа к ним и наблюдения за ними без снятия напряжения.

Для отбора проб масла расстояние от уровня пола или поверхности земли до крана трансформатора или аппарата должно составлять не менее 0,2 м, или предусмотрен соответствующий приямок [51].

Территория подстанции «Архара» ограждена внешним забором высотой 2,5 м.

Вспомогательные сооружения (мастерские, склады, ОПУ и т.п.), расположенные на территории ОРУ, огораживаются внутренним забором высотой 1,6 м.

При производстве работ в действующих электроустановках необходимо руководствоваться ПТБ, инструкциями по охране труда, а также инструктивными указаниями, полученными при допуске к работе. Средства защиты, используемые в соответствии с ПТБ, должны удовлетворять требованиям государственных стандартов, а также РД 34.03.603 «Правил применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках».

Применяемые при работах механизмы и грузоподъемные машины,

компрессорные установки и воздухохоборники, приспособления и инструмент должны быть испытаны и эксплуатироваться в соответствии с требованиями стандартов безопасности труда, правилами Госгортехнадзора и РД 34.03.204 «Правилами безопасности при работе с инструментом и приспособлениями», а также инструкциями заводов–изготовителей.

Инструкции по охране труда для рабочих и служащих приводятся в соответствии с ПТБ.

Порядок обучения и проверки знаний, работающих должен соответствовать «Руководящим указаниям по организации работы с персоналом на энергетических предприятиях и в организациях».

Рабочие и инженерно–технические работники, занятые на работах с вредными и опасными условиями труда, должны проходить медицинский осмотр в порядке и в сроки, установленные Минздравом РФ [5].

При производстве всего комплекса строительно–монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъёмных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения строительно–монтажных работ должны соответствовать предусмотренных в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Строительство ВЛ вблизи действующих, находящихся под напряжением, должно выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности [5].

При монтаже проводов под действующими ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению подхлестывания проводов. Когда требования СНиП в части расстояния от находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удаётся, на время сборки и установки опор и монтажа проводов необходимо

отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи.

Работы вблизи действующих ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в стеснённых условиях проводить при наличии наряда – допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током на подстанции предусматривается защитное заземление.

12.2 Экологичность

Факторы влияния ОРУ и линий электропередачи на окружающую среду крайне разнообразны. Прежде всего, это воздействие электромагнитного поля на живые организмы и человека, действующее на сердечно–сосудистую, центральную и периферийную нервные системы, мышечную ткань и другие органы.

Различают следующие виды воздействия:

- непосредственное (биологическое): проявляется при пребывании человека в электрическом поле. При этом возможны изменения давления и пульса, сердцебиения, аритмия, повышенная нервная возбудимость и утомляемость. Эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нём.

- косвенное: воздействие электрических разрядов (импульсного тока), возникающих при прикосновении человека, имеющего хороший контакт с землёй, к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и механизмов, протяжённым проводникам или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземлённым объектам. Такие явления объясняются наличием повышенных потенциалов и ЭДС, наведённых электромагнитным полем на машинах, механизмах или протяжённых металлических предметах, изолированных от земли.

- акустический шум и радиопомехи: возникают при короне на проводах, частичных разрядах и короне на изоляторах и деталях арматуры. На уровень радиопомех оказывают влияние радиус проводов, условия погоды, состояние

поверхности провода (загрязнения, осадки). Для устранения радиопомех в охранной зоне снижается допустимая напряженность на поверхности провода [38].

Указанные воздействия электромагнитного поля устанавливают определённые условия труда и возможности пребывания населения в охранной зоне ВЛ, имеющей границы в виде параллельных линий.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами (автотрансформаторами) проектом, согласно «Нормам технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35–750 кВ», предусматривается сооружение под трансформаторами маслоприёмников с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслоотводов в маслосборник [38].

Диаметр маслоотводов выбирается из расчёта отвода 50% масла и полного количества воды от пожаротушения гидрантами за 15 минут.

Сеть маслоотводов от трансформаторов (автотрансформаторов) выполняется из асбоцементных труб диаметром 300 мм за исключением участков пересечения с автодорогой, где они предусматриваются из чугунных труб того же диаметра.

Ёмкость маслосборника рассчитывается на приём полного объёма масла единичного автотрансформатора, содержащего наибольшее количество масла, а также расхода воды от гидрантов.

В данном разделе мы исследуем вопрос экологической безопасности при использовании силового трансформаторного оборудования с высоким уровнем масла в его ёмкости. В качестве примера для расчётов рассмотрим трансформаторы марки АТДЦТН-125000/220. Технические характеристики этого типа трансформаторов приведены в таблице 53 [35].

Таблица 74 – Параметры трансформатора АТДЦТН-125000/220-У-1

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, т		Габариты, мм		
		полная	масла	Н	L	В
АТДЦТН-125000/220	125	109,4	27,4	6700	7400	5900

Для марки трансформатора АТДЦТН-125000/220-У-1 маслоприёмник должен быть достаточно большим, чтобы содержать от 10 до 50 тонн масла, и выступать за габариты электрооборудования не менее чем на 1,5 метра, с уменьшением габаритов на 0,5 метра со стороны стен или перегородок, расположенных на расстоянии не менее 2 метров от трансформатора. Объём маслоприёмника с отводом масла должен быть достаточным для единовременного приёма 100% масла, залитого в трансформатор. На ПС установлен маслоприёмник с отводом масла, на котором установлена металлическая решётка, а поверх неё насыпан слой гравия толщиной 0,25 метра. Маслоприёмники с отводом масла могут быть как заглубленными, так и незаглубленными, причём при выполнении заглубленного маслоприёмника не требуется устройство бортовых ограждений, если обеспечивается объём маслоприёмника, указанный в п.2 [21].

Маслоприёмники с отводом масла могут выполняться:

1. С установкой металлической решётки на маслоприёмнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;
2. Без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприёмника толщиной слоя не менее 0,25 м.

Незаглубленный маслоприёмник следует выполнять в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки.

Гравий, используемый внутри ограждений, должен быть чистым и промываться не менее одного раза в год. Если гравий не может быть промыт из-за образования отложений или появления растительности, его нужно заменить.

Дно маслоприемника должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону прямка и быть покрыто чистым гранитным гравием или щебнем фракции от 30 до 70 мм толщиной не менее 0,25 м.

Для эффективного удаления масла и воды из маслоприемника требуется установить специальные маслоотводы с определённым диаметром, который должен быть рассчитан таким образом, чтобы за 15 минут отводилось 50% масла и полное количество воды, используемой при пожаротушении.

Масло, содержащееся внутри трансформатора, имеет массу 27,4 тонн, а его объем рассчитывается по формуле [9].

$$V_{\text{тм}} = \frac{m}{\rho_m}, \quad (122)$$

$$V_{\text{тм}} = \frac{27,4}{0,885} = 30,96 \text{ м}^3,$$

где ρ_m – плотность трансформаторного масла, марка масла Т-1500-
 $\rho_m = 885 \text{ кг / м}^3$ [21].

Зная размеры трансформатора, рассчитаем площадь и габариты маслоприёмника.

Отсюда габариты маслоприёмника будут равны:

$$L' = L + 2 \cdot \Delta, \quad (123)$$

$$L' = 7,4 + 2 \cdot 1,5 = 10,4 \text{ м},$$

$$B' = B + 2 \cdot \Delta, \quad (124)$$

$$B' = 5,9 + 2 \cdot 1,5 = 8,9 \text{ м},$$

где $\Delta = 1,5$ м – это величина выступа за пределы габаритов отдельного электрооборудования, которая изменяется в зависимости от количества трансформаторного масла, находящегося внутри оборудования. Этот параметр определён для массы трансформаторного масла в интервале от 10 до 50 тонн [21].

Площадь поверхности маслоприёмника:

$$S_{\text{мп}} = L' \cdot B', \quad (125)$$

$$S_{\text{мп}} = 10,4 \cdot 8,9 = 92,56 \text{ м}^2.$$

Зная площадь поверхности маслоприёмника, определим глубину маслоприёмника.

Высота маслоприёмника определяется по формуле:

$$h_{\text{мп}} = h_{\text{г}} + h_{\text{в}} + h_{\text{тм}}, \quad (126)$$

где $h_{\text{г}} = 0,25$ м – высота засыпки щебнем или гравием,

$h_{\text{в}} = 0,075$ м – высота воздушного промежутка между решёткой и маслом,

$$h_{\text{тм}} = \frac{V_{\text{тм}}}{S_{\text{мп}}}, \quad (127)$$

$$h_{\text{тм}} = \frac{30,96}{92,56} = 0,33 \text{ м},$$

Суммарно высота маслоприёмника составит:

$$h_{\text{мп}} = 0,25 + 0,075 + 0,33 = 0,655 \text{ м},$$

Для безопасности при работе с маслом, следует изготавливать наконечники шлангов из материалов, которые не создают искры при ударе. Для слива масла допускаются только герметизированные сливные устройства, а слив в открытые сливные люки или во время грозы запрещён. При открытии сливных устройств нужно использовать инструменты, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, которые не создают искры. Переносные лотки или кожухи должны применяться для предотвращения разбрызгивания масла при сливе. Если обнаружены свежие капли масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике, то необходимо незамедлительно выявить источники их появления и предотвратить дальнейшее протекание, соблюдая при этом меры безопасности.

Стационарные маслоочистительные установки (сепараторы) должны иметь исправную дренажную систему, а приёмный бак грязного масла должен быть оснащён мерным стеклом с защитным кожухом от повреждений. Под фильтр-прессами должны устанавливаться поддоны для сбора масла и удаления его в специальную ёмкость. Слив масла из трансформаторов и реакторов на ремонтной площадке должен производиться с помощью переносных шлангов, подключенных к централизованной разводке маслопроводов маслохозяйства, с использованием специальных баков для этих целей. После слива масла необходимо убрать всё пролитое масло.

Также при строительстве и эксплуатации ПС образуются отходы различного класса опасности. Согласно Приказу № 511 от 15 июня 2001 года Министерства природных ресурсов Российской Федерации все отходы разделяются на 5 категорий, от 1 до 5 понижается степень опасности [5]:

- 1 – чрезвычайно опасные;
- 2 – высоко опасные;
- 3 – умеренно опасные;
- 4 – малоопасные;
- 5 – практически неопасные.

На любой ПС присутствуют отходы первой категории в виде люминесцентных ламп, утилизация которых должна производиться с соблюдением правил. В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, сбор отходов первого класса опасности должен производиться отдельно от других отходов и храниться в специальной, обеспечивающей безопасность, таре. Тара представляет собой оцинкованный цилиндрический контейнер с чехлом. После сбора отходов контейнер маркируется специальной наклейкой, на которой указывается вид, правила сбора отходов и контактные данные предприятия обеспечивающего вывоз отходов и их последующую утилизацию. Хранение ртутьсодержащих отходов в контейнере должно осуществляться в специально отведённом месте с твёрдым покрытием и ограниченным доступом. Контейнер необходимо накрывать специальным чехлом.

Ко второй категории на ПС относят аккумуляторные батареи, которые также имеют свои правила утилизации. В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, сбор отходов данного класса необходимо производить отдельно от прочих отходов в специально отведённом для этого месте оборудованным поддоном, предотвращающем пролив электролита. Данный поддон можно хранить в ремонтной зоне. В случае, когда контейнер устанавливается на прилегающей территории, площадка для хранения должна иметь навес, защищающий от дождя и твёрдое покрытие. Аккумуляторы нельзя подвергать механическому воздействию.

К 3 классу относят отработанное масло. В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, первичный сбор отходов из нефтепродуктов необходимо производить отдельно от других отходов в специальные ёмкости. Данные ёмкости могут находиться в ремонтной зоне и вне её. При установке ёмкостей на прилегающей территории, предназначенная для накопления отходов площадка должна иметь твёрдое покрытие и навес, защищающий ёмкости от дождя. Так же ёмкости должны быть оборудованы поддонами предотвращающими поливание нефтепродуктов на землю.

К 4 классу относятся:

1. Разнородные бумажные и картонные остатки;
2. Пыль щебеночная, известковая, абразивная;
3. Песок, загрязнённый нефтесодержащими продуктами;
4. Отработанный загрязненный уголь;
5. Отслужившие шины, покрышки и камеры, а также строительный мусор.

Их утилизация производится с соблюдением индивидуальных правил. Они установлены нормативно — правовыми актами:

1. ФЗ №89 «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998 года;
2. ФЗ №7 «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 года.

Отходы 5 класса опасности – практически неопасные. Их угроза окружающей среде стремится к нулю. Поэтому пятый класс можно считать безвредным.

12.3 Чрезвычайные ситуации

Меры пожарной безопасности, предпринятые в проекте: системы оповещения о пожаре сигнализации, системы аварийного освещения, системы и средства пожаротушения. Системы сигнализации и аварийное освещение служат для своевременного оповещения персонала о пожаре и обеспечения его эвакуации. Сигнализация должна сопровождаться звуковым и световым сигналами. Аварийное освещение применяется для освещения и обозначения путей эвакуации в помещениях. Для определения количества первичных средств пожаротушения необходимо знать класс помещений и территорий по взрывопожарной и пожарной безопасности, класс пожаров, которые могут возникнуть, площадь помещения или территории [5]. Территория ПС отнесена к классу В-3 по НПБ 105-95, как трансформаторная подстанция с содержанием горючего масла в единице оборудования более 60 кг. В этом случае территория ПС должна оснащаться первичными средствами защиты, так как её территория превышает 100 м². Класс пожаров, которые могут возникнуть на территории подстанции – пожары класса Е. Пожар класса Е – пожар, связанный с горением электроустановок. На территории ПС согласно нормам оснащения территорий,

первичными средствами пожаротушения необходимо установить 1 пожарный щит типа ЩП-Е. В комплектацию щита входят:

1. Огнетушитель ручной порошковый с соотношением вместимости (л) и массы огнетушащего вещества 10/9;
2. Крюк с деревянной рукояткой;
3. Комплект для резки электропроводов: ножницы, диэлектрические боты и коврик;
4. Асбестовое полотно;
5. Совковая лопата;
6. Ящик с песком.

Ящики с песком, как правило, должны устанавливать со щитами открытых площадках, где возможен розлив легковоспламеняющихся или горючих жидкостей. Исходя из того, что для территорий подстанции на каждые 1000 м² должно приходиться 0,5 м³ песка, в каждом из ящиков на ПС должно быть не менее 0,5 м³ песка. Конструкция ящика должна обеспечивать удобство извлечения песка и исключать попадание осадков. На ПС так же должны предусматриваться системы тушения трансформаторов. Они представляют собой трубную обвязку непосредственно вокруг трансформатора, систему подводящего, питательного и распределительного трубопровода, пожарный резервуар.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе были проработаны замещающие мероприятия по выводу из эксплуатации Райчихинской ГРЭС для осуществления электроснабжения потребителей.

Вывод из эксплуатации Райчихинской ГРЭС связан с устаревшей технологией, большими убытками.

В рамках ВКР разработаны замещающие мероприятия:

- выбраны автотрансформаторы;
- рассчитаны токи КЗ, выбраны и проверены выключатели, разъединители, гибкие и жесткие шины, ОПН и КРУ;
- выбрана релейная защита;
- произведен расчет заземления подстанции и её молниезащиты;
- показана примерная стоимость реализации проекта и рассчитан срок его окупаемости;
- в разделе БЖД были описаны методы по обеспечению защиты работников и был произведён расчёт маслоприёмников для силового трансформатора.

В качестве замещающих мероприятий предлагается строительство ПС 220 кВ Райчихинская и ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Волково, также реконструкцию ПС 110 кВ Волково для подключения еще одной ВЛ.

Реализация данного проекта позволит обеспечить надёжное электроснабжение потребителей. При этом подстанция спроектирована таким образом, чтобы затраты на её сооружения были минимальны.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Амурская область — Википедия: свободная энциклопедия. [Электронный ресурс]. URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Амурская_область (дата обращения 05.04.2025).

2 Амурский газохимический комплекс — Википедия: свободная энциклопедия. [Электронный ресурс]. URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Амурский_газохимический_комплекс (дата обращения 17.04.2025).

3 АО «СО ЕЭС». Материалы по развитию электроэнергетики Амурской области. — 2024. [Электронный ресурс]. URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/future_plan/public_discussion/support_materials/2024/02_Amurskaja_oblast.pdf (дата обращения 17.04.2025).

4 АО «СО ЕЭС». Объединённая энергетическая система Востока. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/ups/oes-east/> (дата обращения 12.04.2025).

5 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов./П.П. Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев и др.— Москва, 2-е изд. испр. и доп. М.: Высш. шк., 2013. — 319 с.

6 Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ./А.В. Беляев — М.: Энергоатомиздат, 2012. — 176 с.

7 Бударгин О. «Умная сеть — платформа развития инновационной экономики». — Круглый стол «Умные сети — Умная энергетика — Умная экономика», Петербургский международный экономический форум, 17 июня 2010 г., (www.fsk-ees.ru). [Электронный ресурс]. URL: <https://www.ras.ru/news/shownews.aspx?id=e81f6ef4-fd62-494c-818d-6fa75cd7154c> (дата обращения 21.03.2025).

8 Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. Б. Булгаков ; АмГУ, ИФФ. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2020. - 90 с.

9 Буре А.Б. Компенсация реактивной мощности и выбор фильтрующих устройств в сетях промышленных предприятий : учеб. пособие/ А. Б. Буре, И.А. Мосичева. -М.: Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2004. -28 с.

10 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.

11 Вертешев А.С. Развитие интеллектуальной энергетики в России и за рубежом//Академия энергетики, 2011, № 1(39). С. 70-75

12 Волкова И.О., Шувалова Д.Г., Сальникова Е.А. Активный потребитель в интеллектуальной энергетике//Академия энергетики, 2011, № 2(40). С. 50-57.

13 Выбор силовых трансформаторов // Каталог силовых трансформаторов с характеристиками и фото [Электронный ресурс]. URL: <http://silovoytransformator.ru/stati/silovye-transformatory.html> (дата обращения 22.02.2025).

14 Габариты трансформаторов // Блог проектировщика: материалы для расчета и оформления проектов [Электронный ресурс]. URL: <http://energoproekt.blogspot.ru/2009/05/gabarity-transformatorov.html> (дата обращения 22.01.2025).

15 ГОСТ 16110-82. Трансформаторы силовые. Термины и определения. [Электронный ресурс]. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294836/4294836274.pdf> (дата обращения 21.01.2025).

16 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 2011, – 86 с.

17 ГОСТ 34484–2018. Турбины паровые стационарные. Нормы срока службы. — Введ. 01.06.2019. — М.: Стандартинформ, 2019.

18 ГОСТ 7746-2001. Межгосударственный стандарт. Трансформаторы тока. Общие технические условия [Электронный ресурс]. URL: <http://www.gosthelp.ru/text/GOST77462001Transformator.html> (дата обращения 21.02.2025).

19 ГОСТ 9680-77. Трансформаторы силовые мощностью 0,01 кВ·А и более. Ряд номинальных мощностей. [Электронный ресурс]. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294820/4294820743.pdf> (дата обращения 02.04.2025).

20 ГОСТ Р 50571.17-2000: электроустановки зданий / Часть 4: требования по обеспечению безопасности [Электронный ресурс]. URL: <http://www.ervist.ru/info/normbase/gostr%2050571.17-2000.pdf> (дата обращения 02.05.2025).

21 ГОСТ Р 54827-2011 (МЭК 60076-11:2004). Национальный стандарт Российской Федерации. Трансформаторы сухие. Общие технические условия.

22 Гремяков, Андрей Андреевич. Автоматизация расчетов систем электроснабжения [Текст] : лаборатор. практикум: учеб.пособие / А. А. Гремяков. - М. : Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2004. - 47 с. : рис., табл.

23 Гусев С.И., Зенова В.П., Ларин В.С., Матвеев Д.А. О перспективе создания сухих трансформаторов 110 кВ // ЭнергоЭксперт. – 2012. – № 5. – С. 68-73.

24 Егоров В., Кужеков С. Интеллектуальные технологии в распределительном электросетевом комплексе. - "ЭнергоРынок", 2010, № 6.

25 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с.

26 Информационная книга инженера электрика: справочное издание /сост. В.С. Чурсин. – Владивосток: ЛАИНС, 2008. – 55 с.

27 Кабышев, А.В. Низковольтные автоматические выключатели./А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов – Томск: Том.политех.ун-т, 2013. – 346 с.

28 Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов : Учеб. пособие/ Е.А.Конюхова. - М.: Мастерство, 2002. -319 с.

29 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов./Е.А. Конюхова – М.: Изд-во «Мастерство», 2012. – 320 с.

30 Коробов Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование [Текст] : учеб.пособие / Г. В. Коробов, В. В. Картавцев, Н. А. Черемисинова. – М.: Издат. дом МЭИ, 2011. - 192 с.- (ЭБС Лань)

31 Кудрин Б.И. Системы электроснабжения [Текст] : учеб. пособие. : рек. УМО / Б. И. Кудрин. – М.: Издат. центр Академия, 2011. - 352 с.

32 Кужеков, С.Л. Практическое пособие по электрическим сетям и электрооборудованию [Текст] / С. Л. Кужеков, С. В. Гончаров. - 3-е изд. -Ростов н/Д : Феникс, 2009. - 493 с. : ил. - (Профессиональное мастерство). - Библиогр. : с. 480.

33 Липкин, Борис Юльевич. Электроснабжение промышленных предприятий и установок [Текст] : учеб. / Б. Ю. Липкин. – М.: Высшая школа, 1990. – 368 с.

34 Наша главная задача — не оставить людей без тепла: на Райчихинской ГРЭС закончили крупный ремонт // Amur.life. — 12.09.2024. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.amur.life/places/2024/09/12/nasha-glavnaya-zadacha-ne-ostavit-lyudey-bez-tepla-na-raychihinskoy-gres-zakonchili-krupnyy-remont> (дата обращения 10.04.2025).

35 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов./Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.

36 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 13.04.2025). — Режим доступа: для авторизир. Пользователей

37 Общие вопросы проектирования силовых трансформаторов // Трансформаторы – расчет и конструирование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.qelec.ru/info/articles/3441/art90458.html> (дата обращения 26.02.2025).

38 Ополева, Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения [Текст] : справ.: учеб. пособие: рек. УМО / Г. Н. Ополева. - М. : ФОРУМ : ИНФРА - М, 2006. -480 с. : рис., табл. - Библиогр.: с. 473 .

39 Официальный сайт программного обеспечения «РАСТР» / ООО «Инженерный центр ЕЭС» [Электронный ресурс]. URL: <https://www.rastrwin.ru/> (дата обращения 19.03.2025)

40 Постановление Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 (в ред. от 27 декабря 2024 г.) «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам коммерческого оператора оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям». — Собрание законодательства РФ. — 2004. — № 1 (ч. 2).

41 Постановление Правительства Российской Федерации от 30 января 2021 г. № 86 «Об утверждении Правил вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, а также о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросу совершенствования порядка вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации». — Собрание законодательства РФ. — 2021. — № 6. — Ст. 981.

42 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ). – Москва: Издательство «Э», 2016. – 176 с.

43 Правила устройства электроустановок (ПУЭ) / Изд. 7-е [Электронный ресурс]. URL: http://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/7/7177/index.php (дата обращения 02.12.2025).

44 Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195». — Официальный интернет-портал правовой информации [Электронный ресурс]. URL: <https://meganorm.ru/Index2/1/4293731/4293731277.htm> (дата обращения 16.05.2025).

45 Прогресс (Амурская область) — Википедия: свободная энциклопедия. [Электронный ресурс]. URL: [https://ru.wikipedia.org/wiki/Прогресс_\(Амурская_область\)](https://ru.wikipedia.org/wiki/Прогресс_(Амурская_область)) (дата обращения 05.04.2025).

46 Проектирование электрической сети СВН: Методические указания по выполнению курсового проекта/ сост.: А.А. Казакул. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014.- 50 с.

47 Райчихинская ГРЭС — Википедия: свободная энциклопедия. [Электронный ресурс]. URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Райчихинская_ГРЭС (дата обращения 06.04.2025).

48 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). – Москва.: Издательство «НЦ ЭНАС», 2015.

49 РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2011.

50 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.–Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2010. – 353 с.

51 Справочник по проектированию электрических сетей [Текст] / под ред. Д.Л. Файбисовича. - 3-е изд., перераб. и доп. - М. : ЭНАС, 2009. - 391 с.- (ЭБС Лань).

52 СТО 02.02.125–2022. Релейная защита и автоматика. Техническое обслуживание. Нормы и требования. — Утв. ПАО «РусГидро». [Электронный ресурс]. URL:

https://storage.yandexcloud.net/storage.rushydro.ru/iblock/46a/46abde17f603a9a4bde99b09a3d54784/74%20_STO%2002.02.125-2022%20_Releynaya%20zashchita%20i%20avtomatika.%20Tekhnicheskoe%20obslyuzhivanie.%20Normy%20i%20trebovaniya_.pdf (дата обращения 09.04.2025).

53 Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года. — Утв. распоряжением Правительства РФ от 29.10.2021 № 3052-р.

54 Схема и программа развития Единой энергетической системы России. — М.: Министерство энергетики Российской Федерации, Системный оператор ЕЭС.

55 Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2024–2030 гг. — Минэнерго России.

56 Техническая документация Райчихинской ГРЭС.

57 Утверждены сроки и место строительства ещё одной ГЭС в Амурской области и пяти АЭС на Дальнем Востоке // Amur.life. — 20.02.2025. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.amur.life/places/2025/02/20/utverzhdены-sroki-i-mesto-stroitelstva-esche-odnoy-ges-v-amurskoj-oblasti-i-pyati-aes-na-dalnem-vostoke> (дата обращения 17.04.2025).

58 Электротехнический справочник : В 4 т./ Под общ.ред. В.Г. Герасимов, Под общ. ред. А.Ф. Дьяков, Под общ. ред. Н.Ф. Ильинский, Гл. ред. А.И. Попов Т. 3 : Производство, передача и распределение электрической энергии : справочное издание. -2009. -964 с.- (ЭБ НЭЛБУК)

Приложение А

Расчет исходного режима

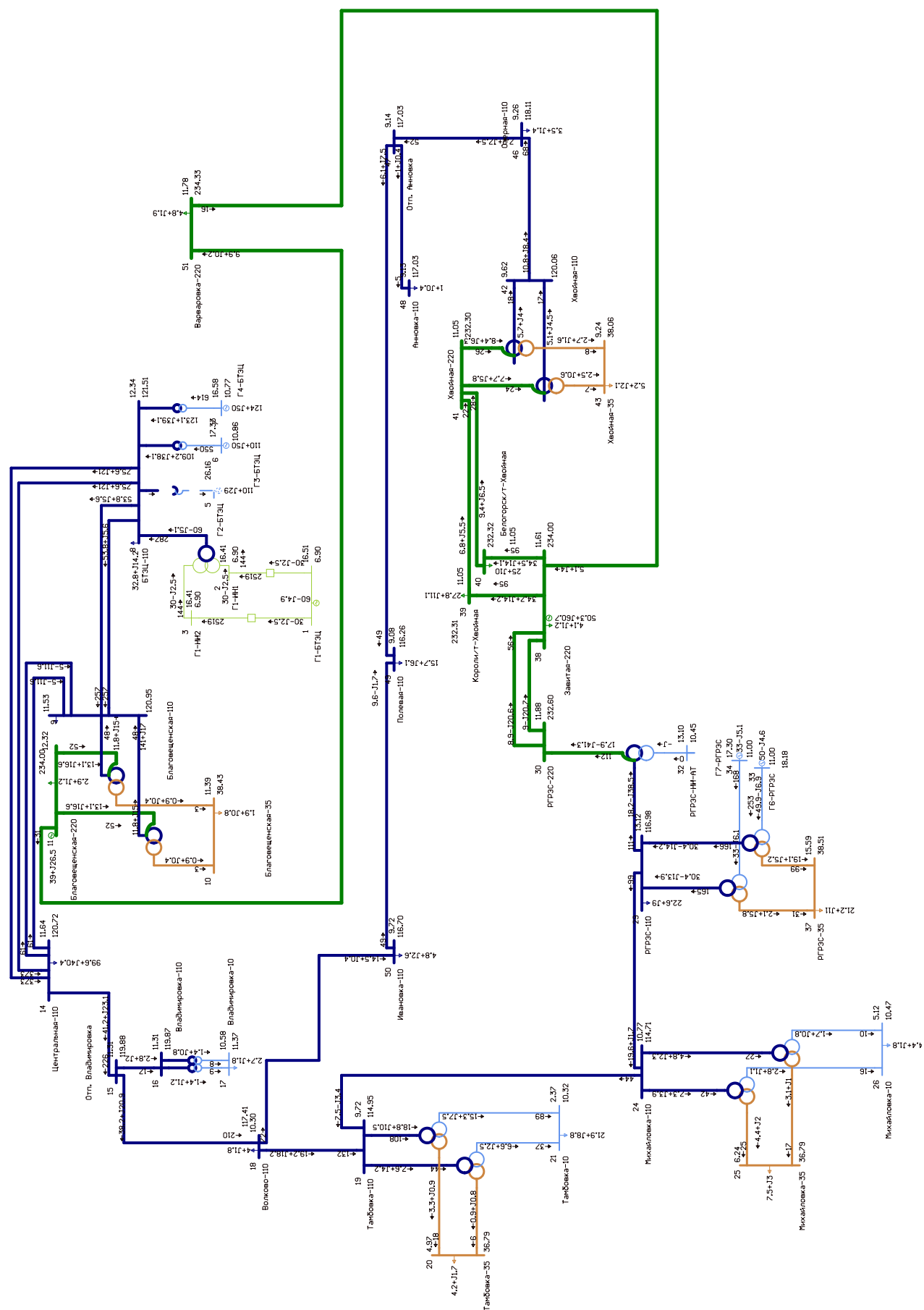
Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta	
Ген	1	Г1-БТЭЦ	6,3	0	1	0	0	0	60	-4,94835	6,9	-20	20	0	6,9	9,52381	16,51314
Нагр	2	Г1-НН1	6,3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,901004	9,539754	16,41308
Нагр	3	Г1-НН2	6,3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,901004	9,539754	16,41308
Нагр	4	Г1-Н	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120,9959	9,996288	16,41011
Ген	5	Г2-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	0	110	28,96325	11	-50	50	0	0	0	26,16302
Ген+	6	Г3-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	0	110	50	11	-50	50	0	10,85782	3,407793	17,32603
Ген+	7	Г4-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	0	124	50	11	-50	50	0	10,76604	2,533732	16,57816
Нагр	8	БТЭЦ-110	115	0	1	32,8	14,2	0	0	0	0	0	0	0	121,5146	5,664856	12,33793
Нагр	9	Благовещенская-110	115	0	1	141	17	0	0	0	0	0	0	0	120,9454	5,16992	11,53378
Нагр	10	Благовещенская-35	38	0	1	1,9	0,76	0	0	0	0	0	0	0	38,43357	1,140962	11,39233
База	11	Благовещенская-220	230	0	1	2,9	1,16	39,04501	26,51177	234	0	0	0	0	234	1,73913	12,32341
Нагр	12	Благовещенская-Н1	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	229,959	-0,01784	11,52595
Нагр	13	Благовещенская-Н2	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	229,959	-0,01784	11,52595
Нагр	14	Центральная-110	115	0	1	99,6	40,4	0	0	0	0	0	0	0	120,7245	4,977844	11,63771
Нагр	15	Отп. Владимирова	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	119,8758	4,239851	11,30628
Нагр	16	Владимировка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	119,8738	4,238113	11,30589
Нагр	17	Владимировка-10	10,5	0	1	2,7	1,8	0	0	0	0	0	0	0	11,37329	8,317051	10,57937
Нагр	18	Волково-110	115	0	1	4	1,8	0	0	0	0	0	0	0	117,4075	2,093441	10,29854
Нагр	19	Тамбовка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	114,9524	-0,04141	9,72368
Нагр	20	Тамбовка-35	38	0	1	4,23	1,69	0	0	0	0	0	0	0	36,79274	-3,177	4,970726
Нагр	21	Тамбовка-10	10,5	0	1	21,88	8,76	0	0	0	0	0	0	0	10,31534	-1,75864	2,367308
Нагр	22	Тамбовка-Н1	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	109,9679	-4,37571	4,952041
Нагр	23	Тамбовка-Н2	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	109,9731	-4,37121	4,964319
Нагр	24	Михайловка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	114,7108	-0,25148	10,76729
Нагр	25	Михайловка-35	38	0	1	7,47	2,988	0	0	0	0	0	0	0	36,7854	-3,19633	6,236543
Нагр	26	Михайловка-10	10,5	0	1	4,41	1,764	0	0	0	0	0	0	0	10,47035	-0,2824	5,124254
Нагр	27	Михайловка-Н1	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110,0084	-4,34054	6,189339
Нагр	28	Михайловка-Н2	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110,2157	-4,16024	6,167131
Нагр	29	РГРЭС-110	115	0	1	22,59	9,036	0	0	0	0	0	0	0	116,9753	1,717624	13,11811
Нагр	30	РГРЭС-220	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	232,5957	1,128583	11,87699
Нагр	31	РГРЭС-Н-АТ	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	222,3471	-3,32737	13,09672
Нагр	32	РГРЭС-НН-АТ	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,45031	-0,47322	13,09672
Ген	33	Г6-РГРЭС	10,5	0	1	0	0	0	50	-4,63167	11	-20	20	0	11	4,761905	18,17811
Ген	34	Г7-РГРЭС	10,5	0	1	0	0	0	33	-5,12376	11	-10	10	0	11	4,761905	17,29723
Нагр	35	Н1-РГРЭС	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,0518	0,045087	15,58132
Нагр	36	Н2-РГРЭС	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,0078	0,006807	15,5822
Нагр	37	РГРЭС-35	38	0	1	21,2	11	0	0	0	0	0	0	0	38,50538	1,329954	15,59129
База	38	Завитая-220	230	0	1	4,1	1,2	50,28773	60,73077	234	0	0	0	0	234	1,73913	11,61086
Нагр	39	Короли/т-Хвойная	230	0	1	27,8	11,12	0	0	0	0	0	0	0	232,3065	1,002813	11,05173
Нагр	40	Белогорск/т-Хвойная	230	0	1	25	10	0	0	0	0	0	0	0	232,3183	1,007973	11,05447
Нагр	41	Хвойная-220	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	232,3045	1,00194	11,05134
Нагр	42	Хвойная-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120,0607	4,400594	9,624587
Нагр	43	Хвойная-35	38	0	1	5,2	2,1	0	0	0	0	0	0	0	38,06181	0,162659	9,240603
Нагр	44	Хвойная-Н1	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	228,2972	-0,74037	9,616757
Нагр	45	Хвойная-Н2	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	228,2948	-0,74139	9,615244
Нагр	46	Озерная-110	115	0	1	3,52	1,408	0	0	0	0	0	0	0	118,1108	2,705086	9,258125
Нагр	47	Отп. Анновка	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	117,0299	1,765123	9,135456
Нагр	48	Анновка-110	115	0	1	1,01	0,4	0	0	0	0	0	0	0	117,0275	1,763062	9,134516
Нагр	49	Полевая-110	115	0	1	15,7	6,1	0	0	0	0	0	0	0	116,2627	1,097973	9,076929
Нагр	50	Ивановка-110	115	0	1	4,8	2,6	0	0	0	0	0	0	0	116,6969	1,475594	9,716772
Нагр	51	Варваровка-220	230	0	1	4,78	1,91	0	0	0	0	0	0	0	234,3304	1,882798	11,78328

Продолжение приложения А

Расчет исходного режима

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Idоп_расч	I max	I загр.
Выкл	1	2	0	0	Г1-БТЭЦ - Г1-НН1	0	0	0	0	0	0	0	-30	2,474176	0	0	2518,741	0
Выкл	1	3	0	0	Г1-БТЭЦ - Г1-НН2	0	0	0	0	0	0	0	-30	2,474176	0	0	2518,741	0
Тр-р	4	2	0	0	Г1-Н - Г1-НН1	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,98162	-2,52789	0	0	143,5694	0
Тр-р	4	3	0	0	Г1-Н - Г1-НН2	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,98162	-2,52789	0	0	143,5694	0
Тр-р	4	8	0	0	Г1-Н - БТЭЦ-110	1,2	17,4	36,29	23,44	1	0	0	-59,9631	5,053869	0	0	287,1374	0
Тр-р	8	5	0	0	БТЭЦ-110 - Г2-БТЭЦ	0,37	12,3	46,95	27,32	0,086	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	8	6	0	0	БТЭЦ-110 - Г3-БТЭЦ	0,37	12,3	47	27,3	0,086	0	0	109,2143	38,10366	0	0	549,5832	0
Тр-р	8	7	0	0	БТЭЦ-110 - Г4-БТЭЦ	0,3	9,2	54,64	34,15	0,086	0	0	123,0538	39,13774	0	0	613,5228	0
Тр-р	11	12	0	0	Благовещенская-220 - Благовещенская-Н1	0,55	59,2	11,81	5,76	1	0	0	-13,1142	-16,5888	0	0	52,17478	0
Тр-р	11	13	0	0	Благовещенская-220 - Благовещенская-Н2	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	-13,1164	-16,5883	0	0	52,17708	0
Тр-р	12	9	0	0	Благовещенская-Н1 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-11,8449	-15,0404	0	0	48,06569	0
Тр-р	13	9	0	0	Благовещенская-Н2 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-11,8449	-15,0404	0	0	48,06569	0
Тр-р	12	10	0	0	Благовещенская-Н1 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,94985	-0,38257	0	0	2,570934	0
Тр-р	13	10	0	0	Благовещенская-Н2 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,94985	-0,38257	0	0	2,570934	0
Тр-р	16	17	0	0	Владимировка-110 - Владимировка-10	7,95	139	5,29	4,53	0,0956	0	0	-1,40681	-0,78917	0	0	7,768927	0
Тр-р	16	17	0	0	Владимировка-110 - Владимировка-10	7,95	139	5,3	4,5	0,096	0	0	-1,42535	-1,21569	0	0	9,022726	0
Тр-р	19	22	0	0	Тамбовка-110 - Тамбовка-Н1	5	142,2	8,317	5,74	1	0	0	-7,61385	-4,18231	0	0	43,63017	0
Тр-р	19	23	0	0	Тамбовка-110 - Тамбовка-Н2	1,5	56,9	13,23	10,58	1	0	0	-18,8461	-10,5071	0	0	108,372	0
Тр-р	22	20	0	0	Тамбовка-Н1 - Тамбовка-35	5	0	0	0	0,3347	0	0	-0,88896	-0,78845	0	0	6,238449	0
Тр-р	23	20	0	0	Тамбовка-Н2 - Тамбовка-35	1,5	0	0	0	0,3347	0	0	-3,34286	-0,90126	0	0	18,17642	0
Тр-р	22	21	0	0	Тамбовка-Н1 - Тамбовка-10	5	82,7	0	0	0,0956	0	0	-6,6212	-2,494	0	0	37,14669	0
Тр-р	23	21	0	0	Тамбовка-Н2 - Тамбовка-10	1,5	35,7	0	0	0,096	0	0	-15,3116	-7,46444	0	0	89,42815	0
Тр-р	24	27	0	0	Михайловка-110 - Михайловка-Н1	5	142,2	8,3	5,7	1	0	0	-7,29241	-3,93193	0	0	41,6986	0
Тр-р	24	28	0	0	Михайловка-110 - Михайловка-Н2	14,7	220,4	3,811	3,327	1	0	0	-4,79168	-2,2578	0	0	26,66012	0
Тр-р	27	25	0	0	Михайловка-Н1 - Михайловка-35	5	0	0	0	0,335	0	0	-4,42822	-1,99043	0	0	25,84014	0
Тр-р	28	25	0	0	Михайловка-Н2 - Михайловка-35	14,7	0	0	0	0,335	0	0	-3,06394	-0,99739	0	0	16,87903	0
Тр-р	27	26	0	0	Михайловка-Н1 - Михайловка-10	5	82,7	0	0	0,096	0	0	-2,76398	-1,11136	0	0	15,63472	0
Тр-р	28	26	0	0	Михайловка-Н2 - Михайловка-10	14,7	139	0	0	0,096	0	0	-1,65342	-0,751	0	0	9,51282	0
Тр-р	30	31	0	0	РГРЭС-220 - РГРЭС-Н-АТ	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	17,90467	-41,2725	0	0	111,6715	0
Тр-р	31	29	0	0	РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	18,23857	-38,4637	0	0	110,5348	0
Тр-р	31	32	0	0	РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-НН-АТ	3,2	131	0	0	0,047	0	0	3,34Е-14	-4,23Е-14	0	0	1,40Е-13	0
Тр-р	29	35	0	0	РГРЭС-110 - Н1-РГРЭС	0,4	18,6	36,29	29,49	1	0	0	30,40482	-13,924	0	0	165,0557	0
Тр-р	35	34	0	0	Н1-РГРЭС - Г7-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	32,96602	-6,13458	0	0	168,2692	0
Тр-р	35	37	0	0	Н1-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,3347	0	0	-2,12464	-5,75758	0	0	30,79697	0
Тр-р	29	36	0	0	РГРЭС-110 - Н2-РГРЭС	0,4	18,6	36,3	29,5	1	0	0	30,39793	-14,2011	0	0	165,599	0
Тр-р	36	33	0	0	Н2-РГРЭС - Г6-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	49,92318	-6,91703	0	0	253,0132	0
Тр-р	36	37	0	0	Н2-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,335	0	0	-19,0883	-5,24242	0	0	99,3735	0
Тр-р	41	44	0	0	Хвойная-220 - Хвойная-Н1	1,8	160	8,6	1,03	1	0	0	-8,41957	-6,29212	0	0	26,12304	0
Тр-р	41	45	0	0	Хвойная-220 - Хвойная-Н2	1,9	175	8,7	1,05	1	0	0	-7,70964	-5,80424	0	0	23,98397	0
Тр-р	44	42	0	0	Хвойная-Н1 - Хвойная-110	1,8	0	0	0	0,526	0	0	-5,69591	-3,95648	0	0	17,53875	0
Тр-р	45	42	0	0	Хвойная-Н2 - Хвойная-110	1,9	0	0	0	0,526	0	0	-5,1135	-4,4724	0	0	17,18029	0
Тр-р	44	43	0	0	Хвойная-Н1 - Хвойная-35	3,6	130	0	0	0,1674	0	0	-2,66465	-1,56226	0	0	7,811526	0
Тр-р	45	43	0	0	Хвойная-Н2 - Хвойная-35	3,8	135	0	0	0,167	0	0	-2,53644	-0,57906	0	0	6,579612	0
ЛЭП	8	9	0	0	БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-53,7804	-5,57942	0	600	256,9804	42,83007
ЛЭП	8	9	0	0	БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-53,7804	-5,57942	0	600	256,9804	42,83007
ЛЭП	9	14	0	0	Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,198	0	0	0	0	5,017446	-11,5785	0	500	60,82709	12,16542
ЛЭП	9	14	0	0	Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,2	0	0	0	0	5,017446	-11,5785	0	500	60,82716	12,16543
ЛЭП	8	14	0	0	БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-75,6463	-21,0247	0	600	373,1838	62,1973
ЛЭП	8	14	0	0	БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-75,6463	-21,0247	0	600	373,1838	62,1973
ЛЭП	14	15	0	0	Центральная-110 - Отп. Владимировка	1,0238	2,6102	-8,69	0	0	0	0	-41,1698	-23,1343	0	500	226,1398	45,22795
ЛЭП	15	16	0	0	Отп. Владимировка - Владимировка-110	0,04	0,063	-0,196	0	0	0	0	-2,83244	-2,00217	0	300	16,71358	5,571193
ЛЭП	15	18	0	0	Отп. Владимировка - Волково-110	3,2449	8,2724	-27,54	0	0	0	0	-38,1818	-20,8575	0	500	210,4379	42,08759
ЛЭП	18	19	0	0	Волково-110 - Тамбовка-110	4,3	11,19	-37,26	0	0	0	0	-19,1891	-18,1891	0	500	131,7407	26,34814
ЛЭП	19	24	0	0	Тамбовка-110 - Михайловка-110	10,23	26,576	-88,48	0	0	0	0	7,49283	-3,42694	0	500	44,09972	8,819944
ЛЭП	24	29	0	0	Михайловка-110 - РГРЭС-110	11,03	28,66	-95,425	0	0	0	0	19,63284	1,741463	0	500	99,20188	19,84038
ЛЭП	30	38	0	0	РГРЭС-220 - Завитая-220	4,272	19,09	-58,74	0	0	0	0	-8,97168	20,6756	0	600	55,94447	9,324079
ЛЭП	30	38	0	0	РГРЭС-220 - Завитая-220	4,29	19,176	-59,004	0	0	0	0	-8,93274	20,59685	0	600	55,72669	9,287781
ЛЭП	38	51	0	0	Завитая-220 - Варваровка-220	7,6	33,976	-104,544	0	0	0	0	5,108513	3,987969	0	600	15,99014	2,665023
ЛЭП	51	11	0	0	Варваровка-220 - Благовещенская-220	10,752	48,04	-147,84	0	0	0	0	9,892311	0,182448	0	600	31,16357	5,193928
ЛЭП	38	39	0	0	Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	3,811	17,03	-52,404	0	0	0	0	-34,655	-14,232	0	600	95,30678	15,88446
ЛЭП	39	41	0	0	Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0148	0,06649	-0,2	0	0	0	0	-6,75435	-5,51087	0	600	21,68198	3,613663
ЛЭП	38	40	0	0	Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	3,81	17,03	-52,4	0	0	0	0	-34,4755	-14,1097	0	600	94,77619	15,79603
ЛЭП	40	41	0	0	Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0835	0,373	-1,148	0	0	0	0	-9,37601	-6,51359	0	600	28,46005	4,743342
ЛЭП	42	46	0	0	Хвойная-110 - Озерная-110	8,954	15,67	-48,81	0	0	0	0	-10,8065	-8,43102	0	300	68,01887	22,67296
ЛЭП	46	47	0	0	Озерная-110 - Отп. Анновка	6,168	10,79	-33,62	0	0	0	0	-7,1665	-7,50429	0	300	52,39528	17,46509
ЛЭП	47	48	0	0	Отп. Анновка - Анновка-110	0,163	0,286	-0,89	0	0	0	0	-1,00996	-0,38784	0	300	5,359118	1,786373
ЛЭП	47	49	0	0	Отп. Анновка - Полевая-110	4,599	8,0486	-25,07	0	0	0	0	-6,10759	-7,49502	0	300	49,01757	16,33919
ЛЭП	49	50	0	0	Полевая-110 - Ивановка-110	8,052	14,091	-43,89	0	0	0	0	9,623142	-1,6793	0	300	49,08733	16,36244
ЛЭП	50	18	0	0	Ивановка-110 - Волково-110	5,53	9,692	-30,19	0	0	0	0	14,47949	0,426169	0	300	77,66732	23,88911

Продолжение приложения А Расчет исходного режима



Продолжение приложения А

Расчет исходного режима

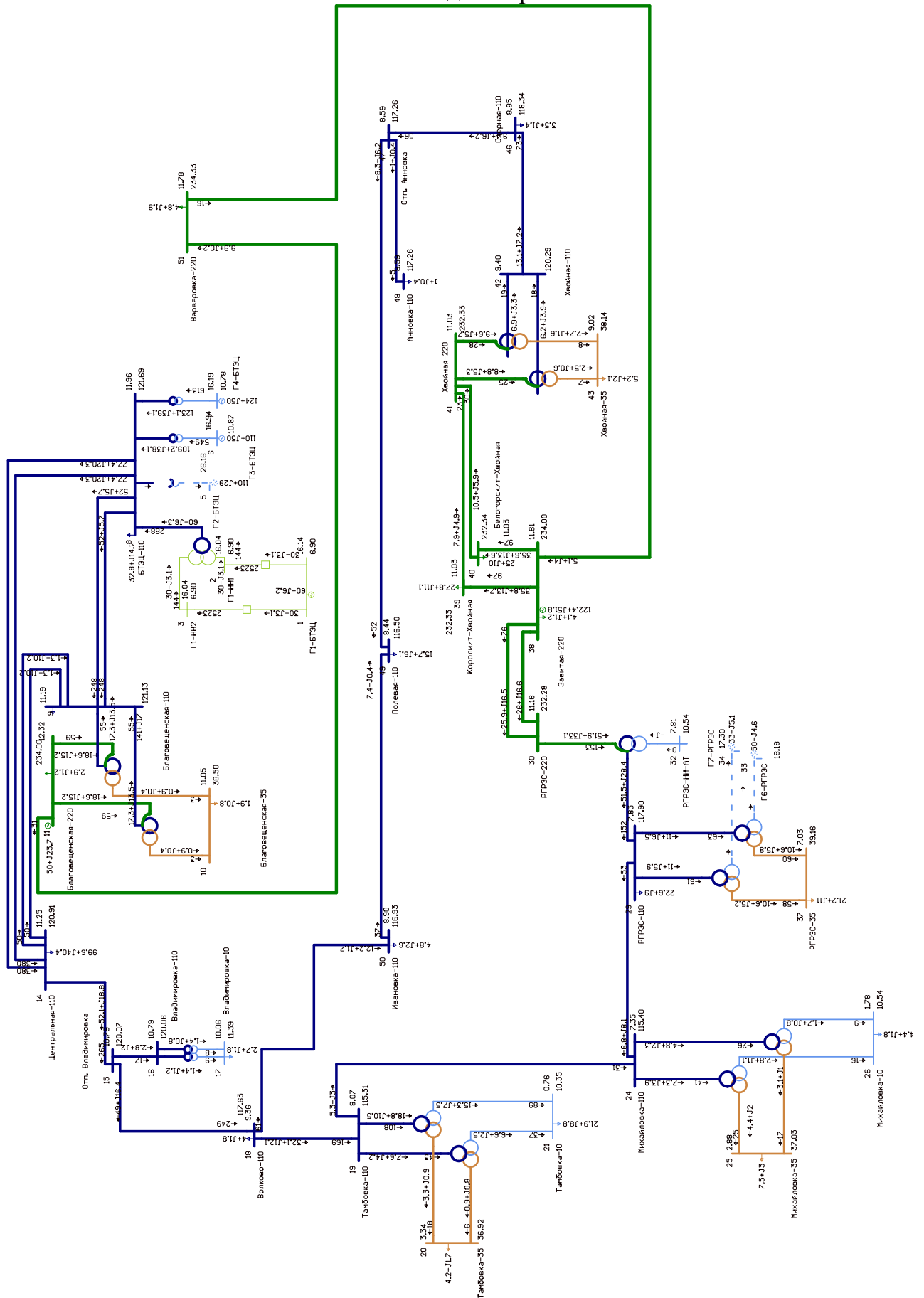
Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta	
Ген	1	Г1-БТЭЦ	6,3	0	0	0	0	0	60	-6,15485	6,9	-20	20	0	6,9	9,52381	16,14012
Нагр	2	Г1-НН1	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,901247	9,543601	16,04006
Нагр	3	Г1-НН2	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,901247	9,543601	16,04006
Нагр	4	Г1-Н	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	121,0002	10,00016	16,03639
Ген	5	Г2-БТЭЦ	10,5	0	0	0	0	0	110	28,96325	11	-50	50	0	0	0	26,16302
Ген+	6	Г3-БТЭЦ	10,5	0	0	0	0	0	110	50	11	-50	50	0	10,87256	3,548189	16,93907
Ген+	7	Г4-БТЭЦ	10,5	0	0	0	0	0	124	50	11	-50	50	0	10,78069	2,673238	16,19343
Нагр	8	БТЭЦ-110	115	0	0	32,8	14,2	0	0	0	0	0	0	0	121,6928	5,819798	11,96469
Нагр	9	Благовещенская-110	115	0	0	141	17	0	0	0	0	0	0	0	121,1331	5,333163	11,19004
Нагр	10	Благовещенская-35	38	0	0	1,9	0,76	0	0	0	0	0	0	0	38,49523	1,303241	11,04984
База	11	Благовещенская-220	230	0	0	2,9	1,16	49,95521	23,68398	234	0	0	0	0	234	1,73913	12,32341
Нагр	12	Благовещенская-Н1	230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	230,3272	0,142254	11,18304
Нагр	13	Благовещенская-Н2	230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	230,3272	0,142254	11,18304
Нагр	14	Центральная-110	115	0	0	99,6	40,4	0	0	0	0	0	0	0	120,911	5,140033	11,24765
Нагр	15	Отп. Владимировка	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120,0657	4,404915	10,78749
Нагр	16	Владимировка-110	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120,0637	4,40318	10,7871
Нагр	17	Владимировка-10	10,5	0	0	2,7	1,8	0	0	0	0	0	0	0	11,39166	8,491957	10,06287
Нагр	18	Волково-110	115	0	0	4	1,8	0	0	0	0	0	0	0	117,6317	2,288429	9,360444
Нагр	19	Тамбовка-110	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,309	0,268692	8,066211
Нагр	20	Тамбовка-35	38	0	0	4,23	1,69	0	0	0	0	0	0	0	36,9198	-2,84264	3,344303
Нагр	21	Тамбовка-10	10,5	0	0	21,88	8,76	0	0	0	0	0	0	0	10,35262	-1,40359	0,759145
Нагр	22	Тамбовка-Н1	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110,3474	-4,04571	3,325675
Нагр	23	Тамбовка-Н2	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110,3526	-4,04125	3,337961
Нагр	24	Михайловка-110	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,4026	0,350078	7,353005
Нагр	25	Михайловка-35	38	0	0	7,47	2,988	0	0	0	0	0	0	0	37,02984	-2,55306	2,879242
Нагр	26	Михайловка-10	10,5	0	0	4,41	1,764	0	0	0	0	0	0	0	10,5409	0,389517	1,78166
Нагр	27	Михайловка-Н1	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110,7367	-3,70719	2,832658
Нагр	28	Михайловка-Н2	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110,9427	-3,52809	2,810743
Нагр	29	РГРЭС-110	115	0	0	22,59	9,036	0	0	0	0	0	0	0	117,9017	2,523235	7,82931
Нагр	30	РГРЭС-220	230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	232,2807	0,99159	11,15507
Нагр	31	РГРЭС-Н-АТ	230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	224,2581	-2,49649	7,813764
Нагр	32	РГРЭС-НН-АТ	10,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,54013	0,38219	7,813764
Ген	33	Г6-РГРЭС	10,5	0	0	0	0	0	50	-4,63167	11	-20	20	0	0	0	18,17811
Ген	34	Г7-РГРЭС	10,5	0	0	0	0	0	33	-5,12376	11	-10	10	0	0	0	17,29723
Нагр	35	Н1-РГРЭС	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	117,0315	1,766498	7,019607
Нагр	36	Н2-РГРЭС	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	116,9268	1,675476	7,018497
Нагр	37	РГРЭС-35	38	0	0	21,2	11	0	0	0	0	0	0	0	39,15831	3,048196	7,028266
База	38	Завитая-220	230	0	0	4,1	1,2	122,4237	51,81355	234	0	0	0	0	234	1,73913	11,61086
Нагр	39	Короли/т-Хвойная	230	0	0	27,8	11,12	0	0	0	0	0	0	0	232,3295	1,012828	11,02909
Нагр	40	Белогорск/т-Хвойная	230	0	0	25	10	0	0	0	0	0	0	0	232,341	1,017806	11,03223
Нагр	41	Хвойная-220	230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	232,3276	1,011995	11,02861
Нагр	42	Хвойная-110	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120,2919	4,601686	9,399528
Нагр	43	Хвойная-35	38	0	0	5,2	2,1	0	0	0	0	0	0	0	38,13705	0,360651	9,018294
Нагр	44	Хвойная-Н1	230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	228,746	-0,54523	9,392997
Нагр	45	Хвойная-Н2	230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	228,7433	-0,54639	9,391436
Нагр	46	Озерная-110	115	0	0	3,52	1,408	0	0	0	0	0	0	0	118,3413	2,905488	8,848438
Нагр	47	Отп. Анновка	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	117,2621	1,967017	8,594887
Нагр	48	Анновка-110	115	0	0	1,01	0,4	0	0	0	0	0	0	0	117,2597	1,964961	8,593951
Нагр	49	Полевая-110	115	0	0	15,7	6,1	0	0	0	0	0	0	0	116,497	1,301756	8,437101
Нагр	50	Ивановка-110	115	0	0	4,8	2,6	0	0	0	0	0	0	0	116,9285	1,676959	8,899779
Нагр	51	Варваровка-220	230	0	0	4,78	1,91	0	0	0	0	0	0	0	234,3304	1,882798	11,78328

Продолжение приложения А

Расчет исходного режима

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы/Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Idоп_расч	I_max	I_загр.
Выкл	1	2	0	0 Г1-БТЭЦ - Г1-НН1	0	0	0	0	0	0	0	-30	3,077424	0	0	2523,391	0
Выкл	1	3	0	0 Г1-БТЭЦ - Г1-НН2	0	0	0	0	0	0	0	-30	3,077424	0	0	2523,391	0
Тр-р	4	2	0	0 Г1-Н - Г1-НН1	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,98152	-3,1312	0	0	143,8344	0
Тр-р	4	3	0	0 Г1-Н - Г1-НН2	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,98152	-3,1312	0	0	143,8344	0
Тр-р	4	8	0	0 Г1-Н - БТЭЦ-110	1,2	17,4	36,29	23,44	1	0	0	-59,9629	6,260753	0	0	287,6674	0
Тр-р	8	5	0	0 БТЭЦ-110 - Г2-БТЭЦ	0,37	12,3	46,95	27,32	0,086	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	8	6	0	0 БТЭЦ-110 - Г3-БТЭЦ	0,37	12,3	47	27,3	0,086	0	0	109,2218	38,11568	0	0	548,8306	0
Тр-р	8	7	0	0 БТЭЦ-110 - Г4-БТЭЦ	0,3	9,2	54,64	34,15	0,086	0	0	123,0658	39,11388	0	0	612,6445	0
Тр-р	11	12	0	0 Благовещенская-220 - Благовещенская-Н1	0,55	59,2	11,81	5,76	1	0	0	-18,5693	-15,1749	0	0	59,16902	0
Тр-р	11	13	0	0 Благовещенская-220 - Благовещенская-Н2	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	-18,5715	-15,1744	0	0	59,17235	0
Тр-р	12	9	0	0 Благовещенская-Н1 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-17,2987	-13,4994	0	0	55,00244	0
Тр-р	13	9	0	0 Благовещенская-Н2 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-17,2987	-13,4994	0	0	55,00244	0
Тр-р	12	10	0	0 Благовещенская-Н1 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,94988	-0,38257	0	0	2,566887	0
Тр-р	13	10	0	0 Благовещенская-Н2 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,94988	-0,38257	0	0	2,566887	0
Тр-р	16	17	0	0 Владимирова-110 - Владимирова-10	7,95	139	5,29	4,53	0,0956	0	0	-1,40702	-0,78866	0	0	7,756292	0
Тр-р	16	17	0	0 Владимирова-110 - Владимирова-10	7,95	139	5,3	4,5	0,096	0	0	-1,42563	-1,21654	0	0	9,012143	0
Тр-р	19	22	0	0 Тамбовка-110 - Тамбовка-Н1	5	142,2	8,317	5,74	1	0	0	-7,61418	-4,17494	0	0	43,47889	0
Тр-р	19	23	0	0 Тамбовка-110 - Тамбовка-Н2	1,5	56,9	13,23	10,58	1	0	0	-18,8465	-10,4881	0	0	107,992	0
Тр-р	22	20	0	0 Тамбовка-Н1 - Тамбовка-35	5	0	0	0	0,3347	0	0	-0,88941	-0,79148	0	0	6,229298	0
Тр-р	23	20	0	0 Тамбовка-Н2 - Тамбовка-35	1,5	0	0	0	0,3347	0	0	-3,34242	-0,89825	0	0	18,10757	0
Тр-р	22	21	0	0 Тамбовка-Н1 - Тамбовка-10	5	82,7	0	0	0,0956	0	0	-6,6208	-2,48852	0	0	37,00689	0
Тр-р	23	21	0	0 Тамбовка-Н2 - Тамбовка-10	1,5	35,7	0	0	0,096	0	0	-15,3119	-7,46139	0	0	89,11492	0
Тр-р	24	27	0	0 Михайловка-110 - Михайловка-Н1	5	142,2	8,3	5,7	1	0	0	-7,29278	-3,92291	0	0	41,42887	0
Тр-р	24	28	0	0 Михайловка-110 - Михайловка-Н2	14,7	220,4	3,811	3,327	1	0	0	-4,79153	-2,2518	0	0	26,48685	0
Тр-р	27	25	0	0 Михайловка-Н1 - Михайловка-35	5	0	0	0	0,335	0	0	-4,42807	-1,99044	0	0	25,3119	0
Тр-р	28	25	0	0 Михайловка-Н2 - Михайловка-35	14,7	0	0	0	0,335	0	0	-3,06377	-0,99736	0	0	16,76752	0
Тр-р	27	26	0	0 Михайловка-Н1 - Михайловка-10	5	82,7	0	0	0,096	0	0	-2,76393	-1,11054	0	0	15,53008	0
Тр-р	28	26	0	0 Михайловка-Н2 - Михайловка-10	14,7	139	0	0	0,096	0	0	-1,65333	-0,75051	0	0	9,448983	0
Тр-р	30	31	0	0 РГРЭС-220 - РГРЭС-Н-АТ	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	-51,8994	-33,131	0	0	153,0436	0
Тр-р	31	29	0	0 РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-51,5487	-28,4141	0	0	151,5373	0
Тр-р	31	32	0	0 РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-НН-АТ	3,2	131	0	0	0,047	0	0	1,15Е-14	-4,77Е-14	0	0	1,26Е-13	0
Тр-р	29	35	0	0 РГРЭС-110 - Н1-РГРЭС	0,4	18,6	36,29	29,49	1	0	0	-11,0086	-5,86694	0	0	61,08543	0
Тр-р	35	34	0	0 Н1-РГРЭС - Г7-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	35	37	0	0 Н1-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,3347	0	0	-10,5946	-5,17366	0	0	58,16539	0
Тр-р	29	36	0	0 РГРЭС-110 - Н2-РГРЭС	0,4	18,6	36,3	29,5	1	0	0	-11,028	-6,53031	0	0	62,76048	0
Тр-р	36	33	0	0 Н2-РГРЭС - Г6-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	36	37	0	0 Н2-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,335	0	0	-10,6137	-5,82625	0	0	59,78393	0
Тр-р	41	44	0	0 Хвойная-220 - Хвойная-Н1	1,8	160	8,6	1,03	1	0	0	-9,59494	-5,6929	0	0	27,72517	0
Тр-р	41	45	0	0 Хвойная-220 - Хвойная-Н2	1,9	175	8,7	1,05	1	0	0	-8,78473	-5,25725	0	0	25,44135	0
Тр-р	44	42	0	0 Хвойная-Н1 - Хвойная-110	1,8	0	0	0	0,526	0	0	-6,87053	-3,31258	0	0	19,25144	0
Тр-р	45	42	0	0 Хвойная-Н2 - Хвойная-110	1,9	0	0	0	0,526	0	0	-6,1884	-3,88854	0	0	18,44723	0
Тр-р	44	43	0	0 Хвойная-Н1 - Хвойная-35	3,6	130	0	0	0,1674	0	0	-2,6649	-1,5643	0	0	7,799349	0
Тр-р	45	43	0	0 Хвойная-Н2 - Хвойная-35	3,8	135	0	0	0,167	0	0	-2,53619	-0,57687	0	0	6,564875	0
ЛЭП	8	9	0	0 БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-52,0314	-5,68385	0	600	248,4103	41,40171
ЛЭП	8	9	0	0 БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-52,0314	-5,68385	0	600	248,4103	41,40171
ЛЭП	9	14	0	0 Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,198	0	0	0	0	1,308001	-10,1854	0	500	49,58206	9,916412
ЛЭП	9	14	0	0 Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,2	0	0	0	0	1,308001	-10,1853	0	500	49,58213	9,916425
ЛЭП	8	14	0	0 БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-77,4004	-20,3012	0	600	379,769	63,29483
ЛЭП	8	14	0	0 БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-77,4004	-20,3012	0	600	379,769	63,29483
ЛЭП	14	15	0	0 Центральная-110 - Отп. Владимирова	1,0238	2,6102	-8,69	0	0	0	0	-52,085	-18,8469	0	500	264,6912	52,93824
ЛЭП	15	16	0	0 Отп. Владимирова - Владимирова-110	0,04	0,063	-0,196	0	0	0	0	-2,83289	-2,00249	0	300	16,68983	5,563278
ЛЭП	15	18	0	0 Отп. Владимирова - Волково-110	3,2449	8,2724	-27,54	0	0	0	0	-49,0383	-16,4219	0	500	249,2621	49,85241
ЛЭП	18	19	0	0 Волково-110 - Тамбовка-110	4,3	11,19	-37,26	0	0	0	0	-32,1348	-12,1196	0	500	169,4402	33,88804
ЛЭП	19	24	0	0 Тамбовка-110 - Михайловка-110	10,23	26,576	-88,48	0	0	0	0	-5,30515	2,997651	0	500	30,50996	6,101993
ЛЭП	24	29	0	0 Михайловка-110 - РГРЭС-110	11,03	28,66	-95,425	0	0	0	0	6,805121	8,063041	0	500	52,78553	10,55711
ЛЭП	30	38	0	0 РГРЭС-220 - Завитая-220	4,272	19,09	-58,74	0	0	0	0	26,00865	16,59467	0	600	76,68434	12,78072
ЛЭП	30	38	0	0 РГРЭС-220 - Завитая-220	4,29	19,176	-59,004	0	0	0	0	25,89144	16,53629	0	600	76,36069	12,72678
ЛЭП	38	51	0	0 Завитая-220 - Варваровка-220	7,6	33,976	-104,544	0	0	0	0	5,108513	3,987969	0	600	15,99014	2,665023
ЛЭП	51	11	0	0 Варваровка-220 - Благовещенская-220	10,752	48,04	-147,84	0	0	0	0	9,892311	0,182448	0	600	31,16357	5,193928
ЛЭП	38	39	0	0 Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	3,811	17,03	-52,404	0	0	0	0	-35,7946	-13,673	0	600	97,24867	16,20811
ЛЭП	39	41	0	0 Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0148	0,06649	-0,2	0	0	0	0	-7,88956	-4,93258	0	600	23,13662	3,856103
ЛЭП	38	40	0	0 Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	3,81	17,03	-52,4	0	0	0	0	-35,595	-13,5608	0	600	96,68546	16,11424
ЛЭП	40	41	0	0 Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0835	0,373	-1,148	0	0	0	0	-10,4912	-5,94578	0	600	30,04173	5,006954
ЛЭП	42	46	0	0 Хвойная-110 - Озерная-110	8,954	15,67	-48,81	0	0	0	0	-13,0554	-7,20304	0	300	73,23441	24,41147
ЛЭП	46	47	0	0 Озерная-110 - Отп. Анновка	0,168	10,79	-33,62	0	0	0	0	-9,3949	-6,24344	0	300	56,32666	18,77555
ЛЭП	47	48	0	0 Отп. Анновка - Анновка-110	0,163	0,286	-0,89	0	0	0	0	-1,00997	-0,38779	0	300	5,348531	1,782844
ЛЭП	47	49	0	0 Отп. Анновка - Полевая-110	4,599	8,0486	-25,07	0	0	0	0	-8,32774	-6,22179	0	300	52,21041	17,40347
ЛЭП	49	50	0	0 Полевая-110 - Ивановка-110	8,052	14,091	-43,89	0	0	0	0	7,407837	-0,39945	0	300	37,03129	12,34376
ЛЭП	50	18	0	0 Ивановка-110 - Волково-110	5,53	9,692	-30,19	0	0	0	0	12,23974	1,660429	0	300	60,98895	20,32965

Расчет исходного режима



Продолжение приложения А

Расчет исходного режима

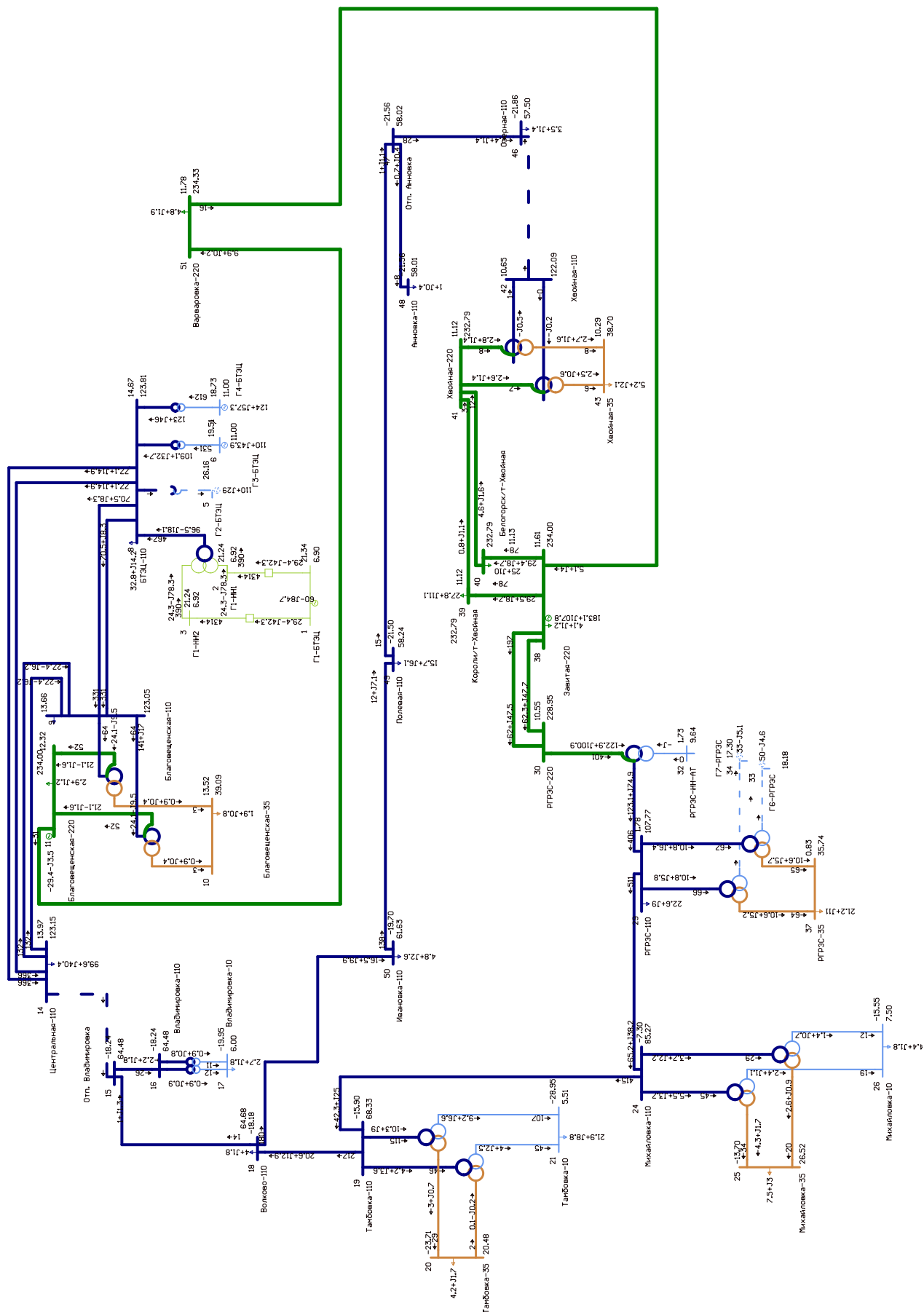
Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta	
Ген	1	Г1-БТЭЦ	6,3	0		0	0	0	60	-84,6987	6,9	-20	20	0	6,9	9,52381	21,3415
Нагр	2	Г1-НН1	6,3	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,917023	9,794023	21,24367
Нагр	3	Г1-НН2	6,3	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,917023	9,794023	21,24367
Нагр	4	Г1-Н	110	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	121,291	10,26452	21,15223
Ген	5	Г2-БТЭЦ	10,5	0		0	0	0	110	28,96325	11	-50	50	0	0	0	26,16302
Ген	6	Г3-БТЭЦ	10,5	0		0	0	0	110	43,93145	11	-50	50	0	11	4,761905	19,5058
Ген	7	Г4-БТЭЦ	10,5	0		0	0	0	124	57,31594	11	-50	50	0	11	4,761905	18,73453
Нагр	8	БТЭЦ-110	115	0		0	32,8	14,2	0	0	0	0	0	0	123,8052	7,656654	14,67118
Нагр	9	Благовещ	115	0		0	141	17	0	0	0	0	0	0	123,0473	6,997686	13,65736
Нагр	10	Благовещ	38	0		0	1,9	0,76	0	0	0	0	0	0	39,09047	2,869658	13,5247
База	11	Благовещ	230	0		0	2,9	1,16	-29,4243	-3,53482	234	0	0	0	234	1,73913	12,32341
Нагр	12	Благовещ	230	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	233,8808	1,687325	13,6526
Нагр	13	Благовещ	230	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	233,8808	1,687325	13,6526
Нагр	14	Централь	115	0		0	99,6	40,4	0	0	0	0	0	0	123,1493	7,086339	13,96986
Нагр	15	Отп. Влад	115	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	64,48307	-43,9278	-18,2393
Нагр	16	Владимир	115	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	64,47993	-43,9305	-18,2402
Нагр	17	Владимир	10,5	0		0	2,7	1,8	0	0	0	0	0	0	5,995195	-42,9029	-19,9541
Нагр	18	Волково-1	115	0		0	4	1,8	0	0	0	0	0	0	64,68429	-43,7528	-18,1838
Нагр	19	Тамбовка	115	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	68,32976	-40,5828	-15,9038
Нагр	20	Тамбовка	38	0		0	4,23	1,69	0	0	0	0	0	0	20,48332	-46,0965	-23,7142
Нагр	21	Тамбовка	10,5	0		0	21,88	8,76	0	0	0	0	0	0	5,514128	-47,4845	-28,9489
Нагр	22	Тамбовка	115	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	61,19084	-46,7906	-23,7313
Нагр	23	Тамбовка	115	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	61,27313	-46,719	-23,7298
Нагр	24	Михайлов	115	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	85,27105	-25,8513	-7,30076
Нагр	25	Михайлов	38	0		0	7,47	2,988	0	0	0	0	0	0	26,52432	-30,1992	-13,6953
Нагр	26	Михайлов	10,5	0		0	4,41	1,764	0	0	0	0	0	0	7,503608	-28,5371	-15,5477
Нагр	27	Михайлов	115	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	79,45014	-30,9129	-13,7715
Нагр	28	Михайлов	115	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	79,64898	-30,74	-13,8135
Нагр	29	РГРЭС-110	115	0		0	22,59	9,036	0	0	0	0	0	0	107,766	-6,29045	1,780603
Нагр	30	РГРЭС-220	230	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	228,9528	-0,45531	10,55021
Нагр	31	РГРЭС-Н-А	230	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	205,1663	-10,7973	1,731615
Нагр	32	РГРЭС-НН	10,5	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	9,642817	-8,16365	1,731615
Ген	33	Г6-РГРЭС	10,5	0		0	0	0	50	-4,63167	11	-20	20	0	0	0	18,17811
Ген	34	Г7-РГРЭС	10,5	0		0	0	0	33	-5,12376	11	-10	10	0	0	0	17,29723
Нагр	35	Н1-РГРЭС	115	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	106,8122	-7,1198	0,824309
Нагр	36	Н2-РГРЭС	115	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	106,7167	-7,20287	0,823198
Нагр	37	РГРЭС-35	38	0		0	21,2	11	0	0	0	0	0	0	35,73682	-5,95575	0,834706
База	38	Завитая-2	230	0		0	4,1	1,2	183,0544	107,8039	234	0	0	0	234	1,73913	11,61086
Нагр	39	Короли/т	230	0		0	27,8	11,12	0	0	0	0	0	0	232,7891	1,21266	11,12382
Нагр	40	Белогорск	230	0		0	25	10	0	0	0	0	0	0	232,7931	1,214377	11,12544
Нагр	41	Хвойная-2	230	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	232,7888	1,212503	11,12378
Нагр	42	Хвойная-1	115	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	122,0857	6,161491	10,65303
Нагр	43	Хвойная-3	38	0		0	5,2	2,1	0	0	0	0	0	0	38,70016	1,842535	10,29101
Нагр	44	Хвойная-Н	230	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	232,1025	0,914126	10,65392
Нагр	45	Хвойная-Н	230	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	232,1021	0,913954	10,65271
Нагр	46	Озерная-1	115	0		0	3,52	1,408	0	0	0	0	0	0	57,5	-50	-21,8611
Нагр	47	Отп. Анно	115	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	58,01833	-49,5493	-21,561
Нагр	48	Анновка-1	115	0		0	1,01	0,4	0	0	0	0	0	0	58,01436	-49,5527	-21,5633
Нагр	49	Полевая-1	115	0		0	15,7	6,1	0	0	0	0	0	0	58,24257	-49,3543	-21,504
Нагр	50	Ивановка	115	0		0	4,8	2,6	0	0	0	0	0	0	61,63446	-46,4048	-19,7
Нагр	51	Варваров	230	0		0	4,78	1,91	0	0	0	0	0	0	234,3304	1,882798	11,78328

Продолжение приложения А

Расчет исходного режима

	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы/Названия	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Идоп_расч	l_max	l_загр.	
Выкл	1	2	0	0 Г1-БТЭЦ - Г1-НН1	0	0	0	0	0	0	0	-29,3978	42,34934	0	0	4313,63	0	
Выкл	1	3	0	0 Г1-БТЭЦ - Г1-НН2	0	0	0	0	0	0	0	-29,3978	42,34934	0	0	4313,63	0	
Тр-р	4	2	0	0 Г1-Н - Г1-НН1	0,3	0	0	0	0,057	0	0	0	24,32191	-78,3019	0	0	390,2871	0
Тр-р	4	3	0	0 Г1-Н - Г1-НН2	0,3	0	0	0	0,057	0	0	0	24,32191	-78,3019	0	0	390,2871	0
Тр-р	4	8	0	0 Г1-Н - БТЭЦ-110	1,2	17,4	36,29	23,44	1	0	0	-96,4717	18,10593	0	0	467,2269	0	
Тр-р	8	5	0	0 БТЭЦ-110 - Г2-БТЭЦ	0,37	12,3	46,95	27,32	0,086	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	8	6	0	0 БТЭЦ-110 - Г3-БТЭЦ	0,37	12,3	47	27,3	0,086	0	0	109,0921	32,69156	0	0	531,0894	0	
Тр-р	8	7	0	0 БТЭЦ-110 - Г4-БТЭЦ	0,3	9,2	54,64	34,15	0,086	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	11	12	0	0 Благовещенская-220 - Благовещенская-Н1	0,55	59,2	11,81	5,76	1	0	0	21,12045	-1,56554	0	0	52,25363	0	
Тр-р	11	13	0	0 Благовещенская-220 - Благовещенская-Н2	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	21,11826	-1,565	0	0	52,24814	0	
Тр-р	12	9	0	0 Благовещенская-Н1 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	24,09674	-9,47556	0	0	63,91817	0	
Тр-р	13	9	0	0 Благовещенская-Н2 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	24,09674	-9,47556	0	0	63,91817	0	
Тр-р	12	10	0	0 Благовещенская-Н1 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,94048	-0,38141	0	0	2,505291	0	
Тр-р	13	10	0	0 Благовещенская-Н2 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,94048	-0,38141	0	0	2,505291	0	
Тр-р	16	17	0	0 Владимировка-110 - Владимировка-10	7,95	139	5,29	4,53	0,0956	0	0	-0,93362	-0,80315	0	0	11,02715	0	
Тр-р	16	17	0	0 Владимировка-110 - Владимировка-10	7,95	139	5,3	4,5	0,096	0	0	-0,93678	-0,92416	0	0	11,78267	0	
Тр-р	19	22	0	0 Тамбовка-110 - Тамбовка-Н1	5	142,2	8,317	5,74	1	0	0	-4,15639	-3,59798	0	0	46,44982	0	
Тр-р	19	23	0	0 Тамбовка-110 - Тамбовка-Н2	1,5	56,9	13,23	10,58	1	0	0	-10,3029	-8,95091	0	0	115,3185	0	
Тр-р	22	20	0	0 Тамбовка-Н1 - Тамбовка-35	5	0	0	0	0,3347	0	0	0,100356	-0,22246	0	0	2,302674	0	
Тр-р	23	20	0	0 Тамбовка-Н2 - Тамбовка-35	1,5	0	0	0	0,3347	0	0	-3,02673	-0,67757	0	0	29,22547	0	
Тр-р	22	21	0	0 Тамбовка-Н1 - Тамбовка-10	5	82,7	0	0	0,0956	0	0	-0,403409	-2,53127	0	0	44,93512	0	
Тр-р	23	21	0	0 Тамбовка-Н2 - Тамбовка-10	1,5	35,7	0	0	0,096	0	0	-9,24505	-6,60121	0	0	107,0392	0	
Тр-р	24	27	0	0 Михайловка-110 - Михайловка-Н1	5	142,2	8,3	5,7	1	0	0	-5,53717	-3,66116	0	0	44,94502	0	
Тр-р	24	28	0	0 Михайловка-110 - Михайловка-Н2	14,7	220,4	3,811	3,327	1	0	0	-3,66157	-2,15911	0	0	28,78077	0	
Тр-р	27	25	0	0 Михайловка-Н1 - Михайловка-35	5	0	0	0	0,335	0	0	-4,34	-1,67375	0	0	33,80208	0	
Тр-р	28	25	0	0 Михайловка-Н2 - Михайловка-35	14,7	0	0	0	0,335	0	0	-2,55781	-0,88518	0	0	19,61963	0	
Тр-р	27	26	0	0 Михайловка-Н1 - Михайловка-10	5	82,7	0	0	0,096	0	0	-2,39569	-1,12819	0	0	19,24288	0	
Тр-р	28	26	0	0 Михайловка-Н2 - Михайловка-10	14,7	139	0	0	0,096	0	0	-1,43165	-0,72084	0	0	11,61877	0	
Тр-р	30	31	0	0 РГРЭС-220 - РГРЭС-Н-АТ	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	-122,879	-100,853	0	0	400,8676	0	
Тр-р	31	29	0	0 РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-123,146	-74,8734	0	0	405,5664	0	
Тр-р	31	32	0	0 РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-НН-АТ	3,2	131	0	0	0,047	0	0	1,30Е-14	-8,89Е-14	0	0	2,53Е-13	0	
Тр-р	29	35	0	0 РГРЭС-110 - Н1-РГРЭС	0,4	18,6	36,29	29,49	1	0	0	-10,7869	-5,80894	0	0	65,63692	0	
Тр-р	35	34	0	0 Н1-РГРЭС - Г7-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	35	37	0	0 Н1-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,3347	0	0	-10,5619	-5,17364	0	0	63,5713	0	
Тр-р	29	36	0	0 РГРЭС-110 - Н2-РГРЭС	0,4	18,6	36,3	29,5	1	0	0	-10,8016	-6,36235	0	0	67,16163	0	
Тр-р	36	33	0	0 Н2-РГРЭС - Г6-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	36	37	0	0 Н2-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,335	0	0	-10,5762	-5,7164	0	0	65,04153	0	
Тр-р	41	44	0	0 Хвойная-220 - Хвойная-Н1	1,8	160	8,6	1,03	1	0	0	-2,83606	-1,44458	0	0	7,893752	0	
Тр-р	41	45	0	0 Хвойная-220 - Хвойная-Н2	1,9	175	8,7	1,05	1	0	0	-2,60502	-1,36764	0	0	7,2971	0	
Тр-р	44	42	0	0 Хвойная-Н1 - Хвойная-110	1,8	0	0	0	0,526	0	0	-0,04793	0,465415	0	0	1,163833	0	
Тр-р	45	42	0	0 Хвойная-Н2 - Хвойная-110	1,9	0	0	0	0,526	0	0	0,00294	-0,15804	0	0	0,393185	0	
Тр-р	44	43	0	0 Хвойная-Н1 - Хвойная-35	3,6	130	0	0	0,1674	0	0	-2,65797	-1,57496	0	0	7,685186	0	
Тр-р	45	43	0	0 Хвойная-Н2 - Хвойная-35	3,8	135	0	0	0,167	0	0	-2,531	-0,56353	0	0	6,449983	0	
ЛЭП	8	9	0	0 БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-70,4973	-8,26605	0	600	331,1018	55,18363	
ЛЭП	8	9	0	0 БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-70,4973	-8,26605	0	600	331,1018	55,18363	
ЛЭП	9	14	0	0 Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,198	0	0	0	0	27,43936	-6,23493	0	500	132,1747	26,43495	
ЛЭП	9	14	0	0 Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,2	0	0	0	0	27,43936	-6,23491	0	500	132,1748	26,43495	
ЛЭП	8	14	0	0 БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-77,1362	-14,8514	0	600	366,4238	61,07063	
ЛЭП	8	14	0	0 БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-77,1362	-14,8514	0	600	366,4238	61,07063	
ЛЭП	14	15	0	0 Центральная-110 - Отп. Владимировка	1,0238	2,6102	-8,69	0	0	0	0	0	0	0	500	0	0	0
ЛЭП	15	16	0	0 Отп. Владимировка - Владимировка-110	0,04	0,063	-0,196	0	0	0	0	-2,19535	-1,82283	0	300	25,55321	8,517736	
ЛЭП	15	18	0	0 Отп. Владимировка - Волково-110	3,2449	8,2724	-27,54	0	0	0	0	0,955797	1,250594	0	500	14,09299	2,818599	
ЛЭП	18	19	0	0 Волково-110 - Тамбовка-110	4,3	11,19	-37,26	0	0	0	0	20,64312	12,9055	0	500	217,2974	43,45947	
ЛЭП	19	24	0	0 Тамбовка-110 - Михайловка-110	10,23	26,576	-88,48	0	0	0	0	42,33953	24,99972	0	500	415,4546	83,09093	
ЛЭП	24	29	0	0 Михайловка-110 - РГРЭС-110	11,03	28,66	-95,425	0	0	0	0	65,16652	38,17641	0	500	511,3659	102,2732	
ЛЭП	30	38	0	0 РГРЭС-220 - Завитая-220	4,272	19,09	-58,74	0	0	0	0	62,26938	47,65679	0	600	197,7348	32,9558	
ЛЭП	30	38	0	0 РГРЭС-220 - Завитая-220	4,29	19,176	-59,004	0	0	0	0	61,98813	47,46136	0	600	196,8721	32,81201	
ЛЭП	38	51	0	0 Завитая-220 - Варваровка-220	7,6	33,976	-104,544	0	0	0	0	5,108513	3,987969	0	600	15,99014	2,665023	
ЛЭП	51	11	0	0 Варваровка-220 - Благовещенская-220	10,752	48,04	-147,84	0	0	0	0	9,892311	0,182448	0	600	31,16357	5,193928	
ЛЭП	38	39	0	0 Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	3,811	17,03	-52,404	0	0	0	0	-29,4634	-8,72556	0	600	78,08739	13,01456	
ЛЭП	39	41	0	0 Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0148	0,06649	-0,2	0	0	0	0	-0,80434	-1,08197	0	600	3,365318	0,560886	
ЛЭП	38	40	0	0 Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	3,81	17,03	-52,4	0	0	0	0	-29,3657	-8,69425	0	600	77,83463	12,97244	
ЛЭП	40	41	0	0 Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0835	0,373	-1,148	0	0	0	0	-4,58616	-1,63227	0	600	12,12568	2,020946	
ЛЭП	42	46	0	0 Хвойная-110 - Озерная-110	8,954	15,67	-48,81	0	0	0	0	0	0	0	300	0	0	0
ЛЭП	46	47	0	0 Озерная-110 - Отп. Анновка	6,168	10,79	-33,62	0	0	0	0	2,408622	1,436652	0	300	28,16	9,386668	
ЛЭП	47	48	0	0 Отп. Анновка - Анновка-110	0,163	0,286	-0,89	0	0	0	0	-0,69397	-0,40761	0	300	8,02409	2,674697	
ЛЭП	47	49	0	0 Отп. Анновка - Полевая-110	4,599	8,0486	-25,07	0	0	0	0	1,011274	1,08055	0	300	14,72727	4,909089	
ЛЭП	49	50	0	0 Полевая-110 - Ивановка-110	8,052	14,091	-43,89	0	0	0	0	12,03078	7,093207	0	300	138,4444	46,14815	
ЛЭП	50	18	0	0 Ивановка-110 - Волково-110	5,53	9,692	-30,19	0	0	0	0	16,49686	9,895495	0	300	180,2005	60,06683	

Расчет исходного режима



Продолжение приложения А

Расчет исходного режима

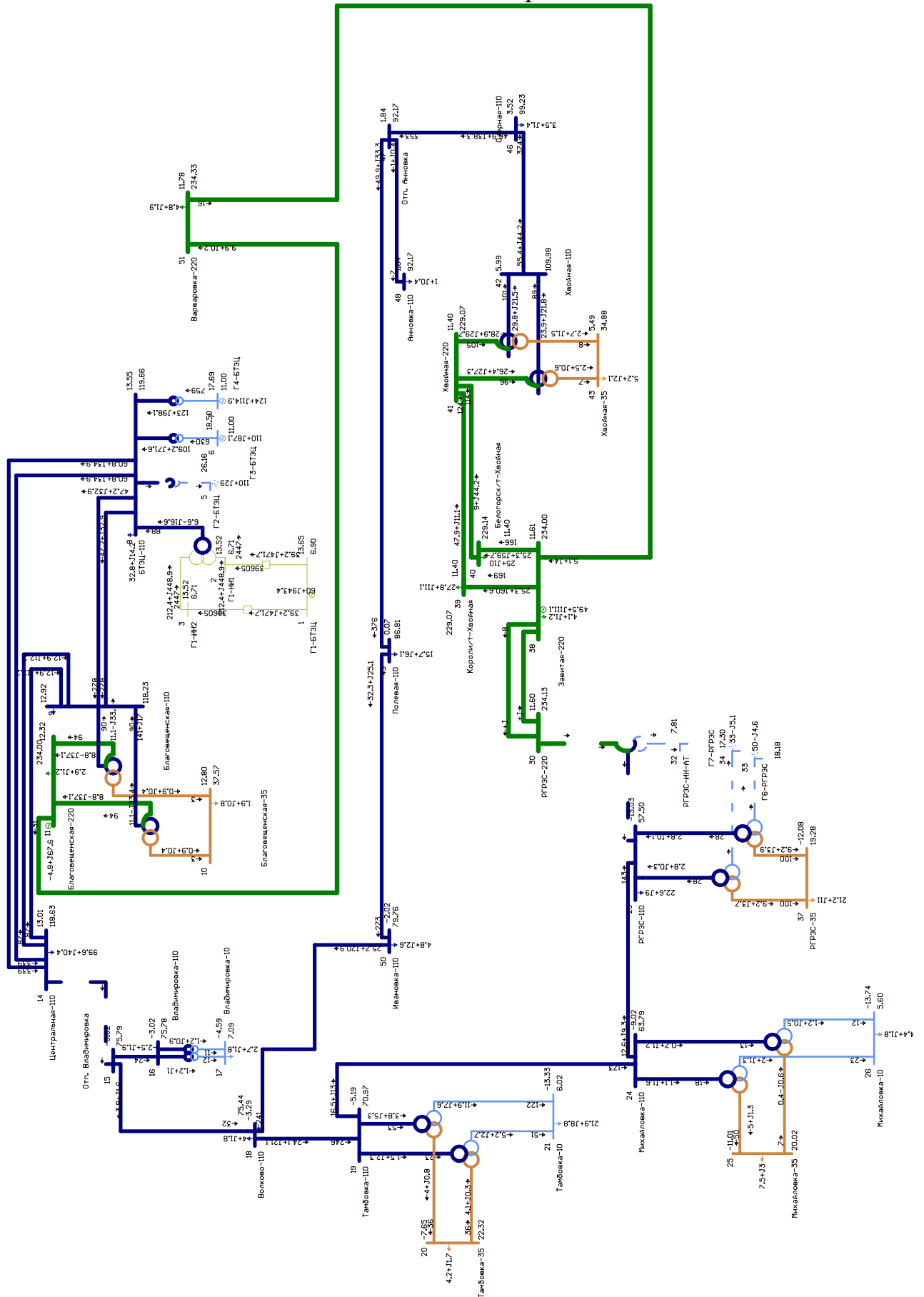
Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta	
Ген	1	Г1-БТЭЦ	6,3	0	0	0	0	0	60	943,4033	6,9	-20	20	0	6,9	9,52381	13,65069
Нагр	2	Г1-НН1	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,710517	6,516151	13,51619
Нагр	3	Г1-НН2	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,710517	6,516151	13,51619
Нагр	4	Г1-Н	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	117,1791	6,526434	14,07553
Ген	5	Г2-БТЭЦ	10,5	0	0	0	0	0	110	28,96325	11	-50	50	0	0	0	26,16302
Ген	6	Г3-БТЭЦ	10,5	0	0	0	0	0	110	87,0625	11	-50	50	0	11	4,761905	18,49888
Ген	7	Г4-БТЭЦ	10,5	0	0	0	0	0	124	114,9256	11	-50	50	0	11	4,761905	17,69402
Нагр	8	БТЭЦ-110	115	0	0	32,8	14,2	0	0	0	0	0	0	0	119,6629	4,054694	13,5485
Нагр	9	Благовещенская-110	115	0	0	141	17	0	0	0	0	0	0	0	118,232	2,810392	12,91687
Нагр	10	Благовещенская-35	38	0	0	1,9	0,76	0	0	0	0	0	0	0	37,56952	-1,13285	12,79557
База	11	Благовещенская-220	230	0	0	2,9	1,16	-4,84441	67,63396	234	0	0	0	0	234	1,73913	12,32341
Нагр	12	Благовещенская-Н1	230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	224,7993	-2,26118	12,93503
Нагр	13	Благовещенская-Н2	230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	224,7993	-2,26118	12,93503
Нагр	14	Центральная-110	115	0	0	99,6	40,4	0	0	0	0	0	0	0	118,6342	3,160175	13,00925
Нагр	15	Отп. Владимировка	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	75,78541	-34,0996	-3,02383
Нагр	16	Владимировка-110	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	75,7825	-34,1022	-3,02464
Нагр	17	Владимировка-10	10,5	0	0	2,7	1,8	0	0	0	0	0	0	0	7,091964	-32,4575	-4,58756
Нагр	18	Волково-110	115	0	0	4	1,8	0	0	0	0	0	0	0	75,44493	-34,3957	-3,28544
Нагр	19	Тамбовка-110	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	70,97456	-38,283	-5,1944
Нагр	20	Тамбовка-35	38	0	0	4,23	1,69	0	0	0	0	0	0	0	22,3211	-41,2603	-7,65461
Нагр	21	Тамбовка-10	10,5	0	0	21,88	8,76	0	0	0	0	0	0	0	6,022722	-42,6407	-13,3321
Нагр	22	Тамбовка-Н1	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	66,38037	-42,2779	-7,63655
Нагр	23	Тамбовка-Н2	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	66,78079	-41,9297	-7,66974
Нагр	24	Михайловка-110	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	63,78691	-44,5331	-9,01696
Нагр	25	Михайловка-35	38	0	0	7,47	2,988	0	0	0	0	0	0	0	20,02113	-47,3128	-11,0086
Нагр	26	Михайловка-10	10,5	0	0	4,41	1,764	0	0	0	0	0	0	0	5,595401	-46,7105	-13,7351
Нагр	27	Михайловка-Н1	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60,18045	-47,6692	-11,1098
Нагр	28	Михайловка-Н2	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	59,67009	-48,113	-11,1598
Нагр	29	РГРЭС-110	115	0	0	22,59	9,036	0	0	0	0	0	0	0	57,5	-50	-13,0318
Нагр	30	РГРЭС-220	230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	234,1319	1,796461	11,60364
Нагр	31	РГРЭС-Н-АТ	230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7,813764
Нагр	32	РГРЭС-НН-АТ	10,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7,813764
Ген	33	Г6-РГРЭС	10,5	0	0	0	0	0	50	-4,63167	11	-20	20	0	0	0	18,17811
Ген	34	Г7-РГРЭС	10,5	0	0	0	0	0	33	-5,12376	11	-10	10	0	0	0	17,29723
Нагр	35	Н1-РГРЭС	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	57,66246	-49,8587	-12,1094
Нагр	36	Н2-РГРЭС	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	57,61085	-49,9036	-12,1105
Нагр	37	РГРЭС-35	38	0	0	21,2	11	0	0	0	0	0	0	0	19,27816	-49,268	-12,0835
База	38	Завитая-220	230	0	0	4,1	1,2	49,51621	111,0881	234	0	0	0	0	234	1,73913	11,61086
Нагр	39	Короли/т-Хвойная	230	0	0	27,8	11,12	0	0	0	0	0	0	0	229,0727	-0,40316	11,40376
Нагр	40	Белогорск/т-Хвойная	230	0	0	25	10	0	0	0	0	0	0	0	229,1418	-0,37315	11,40009
Нагр	41	Хвойная-220	230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	229,0664	-0,40591	11,40046
Нагр	42	Хвойная-110	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	109,9832	-4,36246	5,988608
Нагр	43	Хвойная-35	38	0	0	5,2	2,1	0	0	0	0	0	0	0	34,88069	-8,2087	5,49167
Нагр	44	Хвойная-Н1	230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	209,3494	-8,97853	5,937897
Нагр	45	Хвойная-Н2	230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	209,3102	-8,99557	5,934276
Нагр	46	Озерная-110	115	0	0	3,52	1,408	0	0	0	0	0	0	0	99,22838	-13,7145	3,523114
Нагр	47	Отп. Анновка	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	92,17106	-19,8512	1,841099
Нагр	48	Анновка-110	115	0	0	1,01	0,4	0	0	0	0	0	0	0	92,1681	-19,8538	1,839661
Нагр	49	Полевая-110	115	0	0	15,7	6,1	0	0	0	0	0	0	0	86,80753	-24,5152	0,066927
Нагр	50	Ивановка-110	115	0	0	4,8	2,6	0	0	0	0	0	0	0	79,76153	-30,6422	-2,01544
Нагр	51	Варваровка-220	230	0	0	4,78	1,91	0	0	0	0	0	0	0	234,3304	1,882798	11,78328

Продолжение приложения А

Расчет исходного режима

	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы/Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Idоп_расч	l max	l загр.	
Выкл	1	2	0	0 Г1-БТЭЦ - Г1-НН1	0	0	0	0	0	0	0	-39,2116	-471,702	0	0	39605,27	0	
Выкл	1	3	0	0 Г1-БТЭЦ - Г1-НН2	0	0	0	0	0	0	0	-39,2116	-471,702	0	0	39605,27	0	
Тр-р	4	2	0	0 Г1-Н - Г1-НН1	0,3	0	0	0	0,057	0	0	212,3635	448,9046	0	0	2446,796	0	
Тр-р	4	3	0	0 Г1-Н - Г1-НН2	0,3	0	0	0	0,057	0	0	212,3635	448,9046	0	0	2446,796	0	
Тр-р	4	8	0	0 Г1-Н - БТЭЦ-110	1,2	17,4	36,29	23,44	1	0	0	-6,5534	16,62449	0	0	88,04463	0	
Тр-р	8	5	0	0 БТЭЦ-110 - Г2-БТЭЦ	0,37	12,3	46,95	27,32	0,086	0	0	0	0	0	0	0	0	
Тр-р	8	6	0	0 БТЭЦ-110 - Г3-БТЭЦ	0,37	12,3	47	27,3	0,086	0	0	109,1631	71,59383	0	0	629,859	0	
Тр-р	8	7	0	0 БТЭЦ-110 - Г4-БТЭЦ	0,3	9,2	54,64	34,15	0,086	0	0	123,0003	98,06747	0	0	758,9881	0	
Тр-р	11	12	0	0 Благовещенская-220 - Благовещенская-Н1	0,55	59,2	11,81	5,76	1	0	0	8,830507	-37,1499	0	0	94,21422	0	
Тр-р	11	13	0	0 Благовещенская-220 - Благовещенская-Н2	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	8,828317	-37,1494	0	0	94,21165	0	
Тр-р	12	9	0	0 Благовещенская-Н1 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-11,1136	33,36438	0	0	90,31825	0	
Тр-р	13	9	0	0 Благовещенская-Н2 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-11,1136	33,36438	0	0	90,31825	0	
Тр-р	12	10	0	0 Благовещенская-Н1 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,94728	-0,38217	0	0	2,623413	0	
Тр-р	13	10	0	0 Благовещенская-Н2 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,94728	-0,38217	0	0	2,623413	0	
Тр-р	16	17	0	0 Владимирова-110 - Владимирова-10	7,95	139	5,29	4,53	0,0956	0	0	-1,17609	-0,8513	0	0	11,06102	0	
Тр-р	16	17	0	0 Владимирова-110 - Владимирова-10	7,95	139	5,3	4,5	0,096	0	0	-1,18094	-1,01953	0	0	11,88599	0	
Тр-р	19	22	0	0 Тамбовка-110 - Тамбовка-Н1	5	142,2	8,317	5,74	1	0	0	-1,52052	-2,31258	0	0	22,51395	0	
Тр-р	19	23	0	0 Тамбовка-110 - Тамбовка-Н2	1,5	56,9	13,23	10,58	1	0	0	-3,78832	-5,27703	0	0	52,84266	0	
Тр-р	22	20	0	0 Тамбовка-Н1 - Тамбовка-35	5	0	0	0	0,3347	0	0	4,109015	0,279075	0	0	35,82092	0	
Тр-р	23	20	0	0 Тамбовка-Н2 - Тамбовка-35	1,5	0	0	0	0,3347	0	0	-4,04768	-0,78422	0	0	35,6448	0	
Тр-р	22	21	0	0 Тамбовка-Н1 - Тамбовка-10	5	82,7	0	0	0,0956	0	0	-5,17864	-2,65049	0	0	50,59842	0	
Тр-р	23	21	0	0 Тамбовка-Н2 - Тамбовка-10	1,5	35,7	0	0	0,096	0	0	-11,8999	-7,63757	0	0	122,2468	0	
Тр-р	24	27	0	0 Михайловка-110 - Михайловка-Н1	5	142,2	8,3	5,7	1	0	0	-1,06523	-1,63289	0	0	17,64657	0	
Тр-р	24	28	0	0 Михайловка-110 - Михайловка-Н2	14,7	220,4	3,811	3,327	1	0	0	-0,73631	-1,17084	0	0	12,51893	0	
Тр-р	27	25	0	0 Михайловка-Н1 - Михайловка-35	5	0	0	0	0,335	0	0	-5,00671	-1,2703	0	0	49,55459	0	
Тр-р	28	25	0	0 Михайловка-Н2 - Михайловка-35	14,7	0	0	0	0,335	0	0	0,382621	-0,64028	0	0	7,217051	0	
Тр-р	27	26	0	0 Михайловка-Н1 - Михайловка-10	5	82,7	0	0	0,096	0	0	-2,02144	-1,3013	0	0	23,06395	0	
Тр-р	28	26	0	0 Михайловка-Н2 - Михайловка-10	14,7	139	0	0	0,096	0	0	-1,17662	-0,49525	0	0	12,35201	0	
Тр-р	30	31	0	0 РГРЭС-220 - РГРЭС-Н-АТ	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	0	0	0	0	0	0	
Тр-р	31	29	0	0 РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	0	0	0	0	0	0	
Тр-р	31	32	0	0 РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-НН-АТ	3,2	131	0	0	0,047	0	0	0	0	0	0	0	0	
Тр-р	29	35	0	0 РГРЭС-110 - Н1-РГРЭС	0,4	18,6	36,29	29,49	1	0	0	2,781129	0,297229	0	0	28,08399	0	
Тр-р	35	34	0	0 Н1-РГРЭС - Г7-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	0	0	0	0	0	0	
Тр-р	35	37	0	0 Н1-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,3347	0	0	-9,2456	-3,74489	0	0	99,87785	0	
Тр-р	29	36	0	0 РГРЭС-110 - Н2-РГРЭС	0,4	18,6	36,3	29,5	1	0	0	2,771689	0,137935	0	0	27,86462	0	
Тр-р	36	33	0	0 Н2-РГРЭС - Г6-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	0	0	0	0	0	0	
Тр-р	36	37	0	0 Н2-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,335	0	0	-9,23356	-3,89709	0	0	100,4387	0	
Тр-р	41	44	0	0 Хвойная-220 - Хвойная-Н1	1,8	160	8,6	1,03	1	0	0	-28,9151	-29,7159	0	0	104,5034	0	
Тр-р	41	45	0	0 Хвойная-220 - Хвойная-Н2	1,9	175	8,7	1,05	1	0	0	-26,4448	-27,2758	0	0	95,75377	0	
Тр-р	44	42	0	0 Хвойная-Н1 - Хвойная-110	1,8	0	0	0	0,526	0	0	-29,7713	-21,5239	0	0	101,3145	0	
Тр-р	45	42	0	0 Хвойная-Н2 - Хвойная-110	1,9	0	0	0	0,526	0	0	-23,8844	-21,8429	0	0	89,2774	0	
Тр-р	44	43	0	0 Хвойная-Н1 - Хвойная-35	3,6	130	0	0	0,1674	0	0	-2,65532	-1,5181	0	0	8,435257	0	
Тр-р	45	43	0	0 Хвойная-Н2 - Хвойная-35	3,8	135	0	0	0,167	0	0	-2,51923	-0,6268	0	0	7,160769	0	
ЛЭП	8	9	0	0 БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-47,2296	-32,9021	0	600	278,1891	46,36486	
ЛЭП	8	9	0	0 БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-47,2296	-32,9021	0	600	278,1891	46,36486	
ЛЭП	9	14	0	0 Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,198	0	0	0	0	12,943	12,19351	0	500	86,8335	17,3667	
ЛЭП	9	14	0	0 Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,2	0	0	0	0	12,943	12,19352	0	500	86,83355	17,36671	
ЛЭП	8	14	0	0 БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-60,7811	-34,9417	0	600	338,527	56,42116	
ЛЭП	8	14	0	0 БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-60,7811	-34,9417	0	600	338,527	56,42116	
ЛЭП	14	15	0	0 Центральная-110 - Отп. Владимирова	1,0238	2,6102	-8,69	0	0	0	0	0	0	0	0	500	0	0
ЛЭП	15	16	0	0 Отп. Владимирова - Владимирова-110	0,04	0,063	-0,196	0	0	0	0	-2,50234	-1,91106	0	300	23,99218	7,997395	
ЛЭП	15	18	0	0 Отп. Владимирова - Волково-110	3,2449	8,2724	-27,54	0	0	0	0	-3,79783	-1,55767	0	500	31,74493	6,348986	
ЛЭП	18	19	0	0 Волково-110 - Тамбовка-110	4,3	11,19	-37,26	0	0	0	0	-24,07	-21,0501	0	500	245,7206	49,14413	
ЛЭП	19	24	0	0 Тамбовка-110 - Михайловка-110	10,23	26,576	-88,48	0	0	0	0	-16,4537	-13,0181	0	500	172,741	34,5482	
ЛЭП	24	29	0	0 Михайловка-110 - РГРЭС-110	11,03	28,66	-95,425	0	0	0	0	-12,5997	-9,26322	0	500	143,4611	28,69221	
ЛЭП	30	38	0	0 РГРЭС-220 - Завитая-220	4,272	19,09	-58,74	0	0	0	0	-4,99Е-05	-0,00723	0	600	7,955844	1,325974	
ЛЭП	30	38	0	0 РГРЭС-220 - Завитая-220	4,29	19,176	-59,004	0	0	0	0	4,99Е-05	0,007233	0	600	7,955847	1,325974	
ЛЭП	38	51	0	0 Завитая-220 - Варваровка-220	7,6	33,976	-104,544	0	0	0	0	5,108513	3,987969	0	600	15,99014	2,665023	
ЛЭП	51	11	0	0 Варваровка-220 - Благовещенская-220	10,752	48,04	-147,84	0	0	0	0	9,892311	0,182448	0	600	31,16357	5,193928	
ЛЭП	38	39	0	0 Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	3,811	17,03	-52,404	0	0	0	0	-25,267	-60,6346	0	600	168,5569	28,09281	
ЛЭП	39	41	0	0 Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0148	0,06649	-0,2	0	0	0	0	-47,9003	-11,0654	0	600	123,9122	20,65203	
ЛЭП	38	40	0	0 Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	3,81	17,03	-52,4	0	0	0	0	-25,2573	-59,6905	0	600	166,3864	27,73106	
ЛЭП	40	41	0	0 Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0835	0,373	-1,148	0	0	0	0	-8,99305	-44,2404	0	600	113,8975	18,98292	
ЛЭП	42	46	0	0 Хвойная-110 - Озерная-110	8,954	15,67	-48,81	0	0	0	0	-55,3792	-44,19	0	300	373,7171	124,5724	
ЛЭП	46	47	0	0 Озерная-110 - Отп. Анновка	0,168	10,79	-33,62	0	0	0	0	-46,8726	-38,3068	0	300	353,3728	117,7909	
ЛЭП	47	48	0	0 Отп. Анновка - Анновка-110	0,163	0,286	-0,89	0	0	0	0	-0,97325	-0,39604	0	300	6,599731	2,19991	
ЛЭП	47	49	0	0 Отп. Анновка - Полевая-110	4,599	8,0486	-25,07	0	0	0	0	-49,8656	-33,2989	0	300	376,2977	125,4326	
ЛЭП	49	50	0	0 Полевая-110 - Ивановка-110	8,052	14,091	-43,89	0	0	0	0	-32,2977	-25,1102	0	300	273,3631	91,12104	
ЛЭП	50	18	0	0 Ивановка-110 - Волково-110	5,53	9,692	-30,19	0	0	0	0	-25,7381	-20,895	0	300	240,8122	80,27074	

Расчет исходного режима



Приложения Б

Расчет вариантов режима

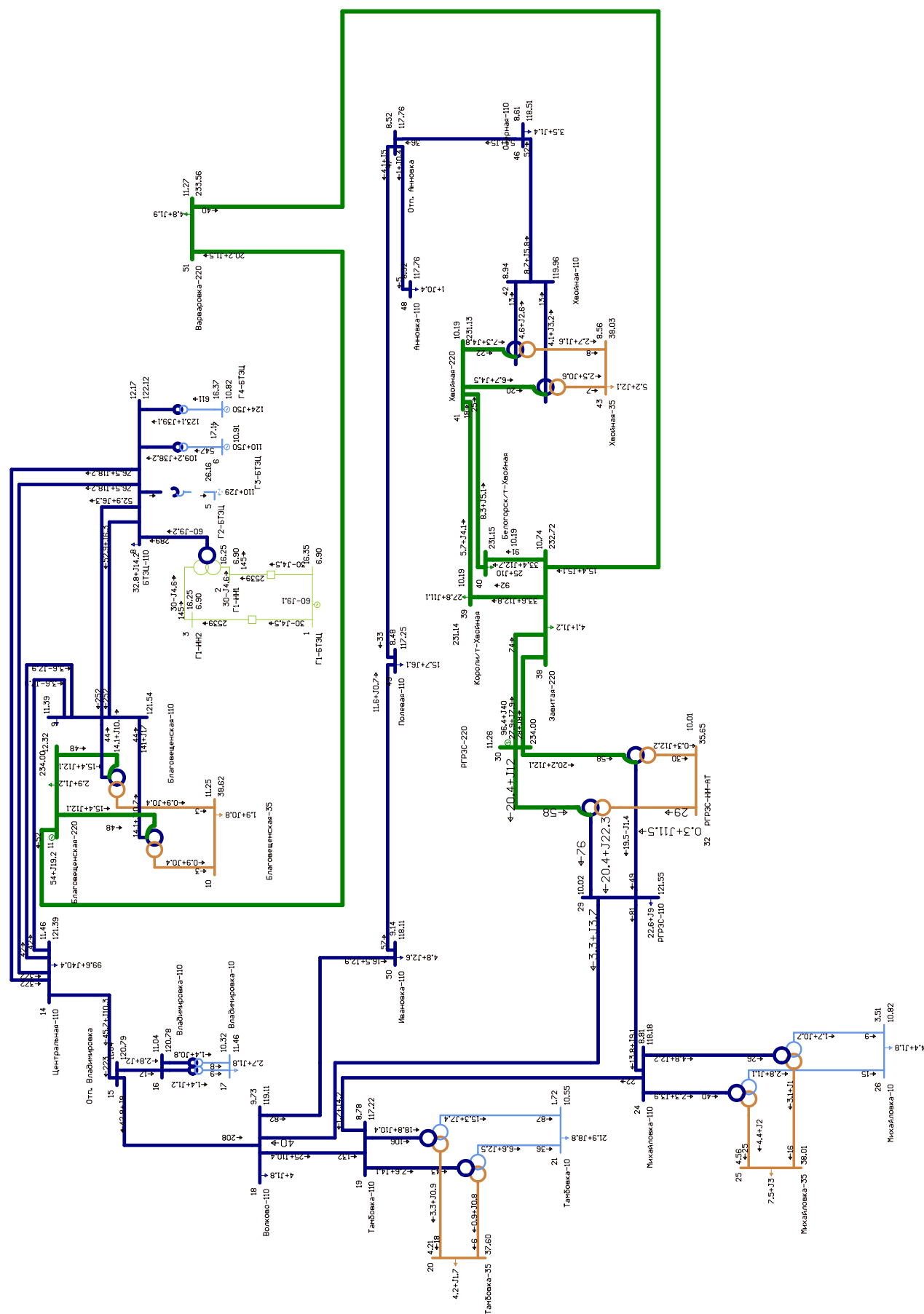
Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta	
Ген	1	Г1-БТЭЦ	6,3	0	1	0	0	0	60	-9,05824	6,9	-20	20	0	6,9	9,52381	16,34628
Нагр	2	Г1-НН1	6,3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,90183	9,552858	16,24623
Нагр	3	Г1-НН2	6,3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,90183	9,552858	16,24623
Нагр	4	Г1-Н	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	121,0104	10,00946	16,24085
Ген	5	Г2-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	0	110	28,96325	11	-50	50	0	0	0	26,16302
Ген+	6	Г3-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	0	110	50	11	-50	50	0	10,90814	3,88702	17,11174
Ген+	7	Г4-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	0	124	50	11	-50	50	0	10,81606	3,010111	16,37143
Нагр	8	БТЭЦ-110	115	0	1	32,8	14,2	0	0	0	0	0	0	0	122,1216	6,192663	12,17031
Нагр	9	Благовещенская-110	115	0	1	141	17	0	0	0	0	0	0	0	121,5386	5,68571	11,38983
Нагр	10	Благовещенская-35	38	0	1	1,9	0,76	0	0	0	0	0	0	0	38,62319	1,639965	11,252
База	11	Благовещенская-220	230	0	1	2,9	1,16	54,01015	19,15338	234	0	0	0	0	234	1,73913	12,32341
Нагр	12	Благовещенская-Н1	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	231,0912	0,474456	11,38433
Нагр	13	Благовещенская-Н2	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	231,0912	0,474456	11,38433
Нагр	14	Центральная-110	115	0	1	99,6	40,4	0	0	0	0	0	0	0	121,3895	5,556113	11,46237
Нагр	15	Отп. Владимировка	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120,7852	5,03063	11,03705
Нагр	16	Владимировка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120,7832	5,028904	11,03667
Нагр	17	Владимировка-10	10,5	0	1	2,7	1,8	0	0	0	0	0	0	0	11,46127	9,154939	10,32106
Нагр	18	Волково-110	115	0	1	4	1,8	0	0	0	0	0	0	0	119,1066	3,570968	9,734048
Нагр	19	Тамбовка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	117,2201	1,930488	8,775182
Нагр	20	Тамбовка-35	38	0	1	4,23	1,69	0	0	0	0	0	0	0	37,59938	-1,05427	4,214292
Нагр	21	Тамбовка-10	10,5	0	1	21,88	8,76	0	0	0	0	0	0	0	10,5519	0,494256	1,723513
Нагр	22	Тамбовка-Н1	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	112,3772	-2,28068	4,195959
Нагр	23	Тамбовка-Н2	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	112,3821	-2,27641	4,208287
Нагр	24	Михайловка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	118,183	2,767827	8,81173
Нагр	25	Михайловка-35	38	0	1	7,47	2,988	0	0	0	0	0	0	0	38,01015	0,026704	4,555965
Нагр	26	Михайловка-10	10,5	0	1	4,41	1,764	0	0	0	0	0	0	0	10,82377	3,083485	3,514451
Нагр	27	Михайловка-Н1	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	113,6579	-1,16707	4,511745
Нагр	28	Михайловка-Н2	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	113,8585	-0,99258	4,490945
Нагр	29	РГРЭС-110	115	0	1	22,59	9,036	0	0	0	0	0	0	0	121,5487	5,69449	10,01881
База	30	РГРЭС-220	220	0	1	0	0	96,40068	39,97693	234	0	0	0	0	234	6,363636	11,25927
Нагр	31	РГРЭС-Н1-АТ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	231,1217	5,0553	10,01951
Нагр	32	РГРЭС-НН-АТ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35,6479	1,851154	10,01323
Нагр	38	Завитая-220	230	0	1	4,1	1,2	0	0	0	0	0	0	0	232,718	1,181747	10,74035
Нагр	39	Короли/т-Хвойная	230	0	1	27,8	11,12	0	0	0	0	0	0	0	231,1363	0,49403	10,18885
Нагр	40	Белогорск/т-Хвойная	230	0	1	25	10	0	0	0	0	0	0	0	231,1461	0,498289	10,19139
Нагр	41	Хвойная-220	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	231,1347	0,493357	10,18851
Нагр	42	Хвойная-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	119,9628	4,31547	8,938379
Нагр	43	Хвойная-35	38	0	1	5,2	2,1	0	0	0	0	0	0	0	38,02918	0,0768	8,55638
Нагр	44	Хвойная-Н1	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	228,1024	-0,82502	8,933223
Нагр	45	Хвойная-Н2	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	228,1004	-0,82591	8,93162
Нагр	46	Озерная-110	115	0	1	3,52	1,408	0	0	0	0	0	0	0	118,5069	3,049458	8,611248
Нагр	47	Отп. Анновка	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	117,7644	2,403821	8,516775
Нагр	48	Анновка-110	115	0	1	1,01	0,4	0	0	0	0	0	0	0	117,762	2,401774	8,515847
Нагр	49	Полевая-110	115	0	1	15,7	6,1	0	0	0	0	0	0	0	117,2489	1,95557	8,479604
Нагр	50	Ивановка-110	115	0	1	4,8	2,6	0	0	0	0	0	0	0	118,1087	2,703177	9,142592
Нагр	51	Варваровка-220	230	0	1	4,78	1,91	0	0	0	0	0	0	0	233,5594	1,547569	11,2749
Нагр	52	РГРЭС-Н2-АТ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	231,1234	5,05611	10,00731

Продолжение приложения Б

Расчет вариантов режима

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы/Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Idоп_расч	I_max	I_загр.
Выкл	1	2	0	0 Г1-БТЭЦ - Г1-НН1	0	0	0	0	0	0	0	-30	4,529122	0	0	2538,664	0
Выкл	1	3	0	0 Г1-БТЭЦ - Г1-НН2	0	0	0	0	0	0	0	-30	4,529122	0	0	2538,664	0
Тр-р	4	2	0	0 Г1-Н - Г1-НН1	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,98124	-4,58322	0	0	144,7046	0
Тр-р	4	3	0	0 Г1-Н - Г1-НН2	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,98124	-4,58322	0	0	144,7046	0
Тр-р	4	8	0	0 Г1-Н - БТЭЦ-110	1,2	17,4	36,29	23,44	1	0	0	-59,9624	9,165436	0	0	289,4082	0
Тр-р	8	5	0	0 БТЭЦ-110 - Г2-БТЭЦ	0,37	12,3	46,95	27,32	0,086	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	8	6	0	0 БТЭЦ-110 - Г3-БТЭЦ	0,37	12,3	47	27,3	0,086	0	0	109,2371	38,15574	0	0	547,0345	0
Тр-р	8	7	0	0 БТЭЦ-110 - Г4-БТЭЦ	0,3	9,2	54,64	34,15	0,086	0	0	123,0921	39,07409	0	0	610,5552	0
Тр-р	11	12	0	0 Благовещенская-220 - Благовещенская-Н1	0,55	59,2	11,81	5,76	1	0	0	-15,3926	-12,1267	0	0	48,34849	0
Тр-р	11	13	0	0 Благовещенская-220 - Благовещенская-Н2	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	-15,3948	-12,1262	0	0	48,35189	0
Тр-р	12	9	0	0 Благовещенская-Н1 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-14,1237	-10,6739	0	0	44,22955	0
Тр-р	13	9	0	0 Благовещенская-Н2 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-14,1237	-10,6739	0	0	44,22955	0
Тр-р	12	10	0	0 Благовещенская-Н1 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,94995	-0,38256	0	0	2,558554	0
Тр-р	13	10	0	0 Благовещенская-Н2 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,94995	-0,38256	0	0	2,558554	0
Тр-р	16	17	0	0 Владимировка-110 - Владимировка-10	7,95	139	5,29	4,53	0,0956	0	0	-1,40775	-0,7867	0	0	7,708575	0
Тр-р	16	17	0	0 Владимировка-110 - Владимировка-10	7,95	139	5,3	4,5	0,096	0	0	-1,42665	-1,21977	0	0	8,972216	0
Тр-р	19	22	0	0 Тамбовка-110 - Тамбовка-Н1	5	142,2	8,317	5,74	1	0	0	-7,61616	-4,13707	0	0	42,68926	0
Тр-р	19	23	0	0 Тамбовка-110 - Тамбовка-Н2	1,5	56,9	13,23	10,58	1	0	0	-18,8487	-10,3905	0	0	106,008	0
Тр-р	22	20	0	0 Тамбовка-Н1 - Тамбовка-35	5	0	0	0	0,3347	0	0	-0,89184	-0,80787	0	0	6,182303	0
Тр-р	23	20	0	0 Тамбовка-Н2 - Тамбовка-35	1,5	0	0	0	0,3347	0	0	-3,34005	-0,88201	0	0	17,74733	0
Тр-р	22	21	0	0 Тамбовка-Н1 - Тамбовка-10	5	82,7	0	0	0,0956	0	0	-6,61886	-2,45951	0	0	36,27693	0
Тр-р	23	21	0	0 Тамбовка-Н2 - Тамбовка-10	1,5	35,7	0	0	0,096	0	0	-15,3137	-7,44644	0	0	87,48053	0
Тр-р	24	27	0	0 Михайловка-110 - Михайловка-Н1	5	142,2	8,3	5,7	1	0	0	-7,29486	-3,8898	0	0	40,3849	0
Тр-р	24	28	0	0 Михайловка-110 - Михайловка-Н2	14,7	220,4	3,811	3,327	1	0	0	-4,79138	-2,22915	0	0	25,81617	0
Тр-р	27	25	0	0 Михайловка-Н1 - Михайловка-35	5	0	0	0	0,335	0	0	-4,42763	-1,99061	0	0	24,65967	0
Тр-р	28	25	0	0 Михайловка-Н2 - Михайловка-35	14,7	0	0	0	0,335	0	0	-3,06318	-0,9973	0	0	16,3352	0
Тр-р	27	26	0	0 Михайловка-Н1 - Михайловка-10	5	82,7	0	0	0,096	0	0	-2,76395	-1,10744	0	0	15,12514	0
Тр-р	28	26	0	0 Михайловка-Н2 - Михайловка-10	14,7	139	0	0	0,096	0	0	-1,65309	-0,74862	0	0	9,201939	0
Тр-р	30	31	0	0 РГРЭС-220 - РГРЭС-Н1-АТ	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	-20,1893	-12,0526	0	0	58,01439	0
Тр-р	31	29	0	0 РГРЭС-Н1-АТ - РГРЭС-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-19,525	1,364475	0	0	48,89312	0
Тр-р	31	32	0	0 РГРЭС-Н1-АТ - РГРЭС-НН-АТ	3,2	131	0	0	0,159	0	0	-0,34143	-12,2023	0	0	30,49374	0
Тр-р	41	44	0	0 Хвойная-220 - Хвойная-Н1	1,8	160	8,6	1,03	1	0	0	-7,32302	-4,83716	0	0	21,92246	0
Тр-р	41	45	0	0 Хвойная-220 - Хвойная-Н2	1,9	175	8,7	1,05	1	0	0	-6,70798	-4,47268	0	0	20,13896	0
Тр-р	44	42	0	0 Хвойная-Н1 - Хвойная-110	1,8	0	0	0	0,526	0	0	-4,60067	-2,60041	0	0	13,37617	0
Тр-р	45	42	0	0 Хвойная-Н2 - Хвойная-110	1,9	0	0	0	0,526	0	0	-4,11358	-3,22972	0	0	13,2377	0
Тр-р	44	43	0	0 Хвойная-Н1 - Хвойная-35	3,6	130	0	0	0,1674	0	0	-2,66493	-1,56122	0	0	7,817488	0
Тр-р	45	43	0	0 Хвойная-Н2 - Хвойная-35	3,8	135	0	0	0,167	0	0	-2,53619	-0,58017	0	0	6,58523	0
ЛЭП	8	9	0	0 БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-52,9011	-6,27904	0	600	251,9505	41,99175
ЛЭП	8	9	0	0 БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-52,9011	-6,27904	0	600	251,9505	41,99175
ЛЭП	9	14	0	0 Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,198	0	0	0	0	3,628624	-7,91545	0	500	41,95088	8,390175
ЛЭП	9	14	0	0 Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,2	0	0	0	0	3,628624	-7,91544	0	500	41,95094	8,390188
ЛЭП	8	14	0	0 БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-76,5412	-18,2235	0	600	372,1001	62,01668
ЛЭП	8	14	0	0 БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-76,5412	-18,2235	0	600	372,1001	62,01668
ЛЭП	14	15	0	0 Центральная-110 - Отп. Владимировка	1,0238	2,6102	-8,69	0	0	0	0	-45,7434	-10,2525	0	500	223,0928	44,61857
ЛЭП	15	16	0	0 Отп. Владимировка - Владимировка-110	0,04	0,063	-0,196	0	0	0	0	-2,83456	-2,0037	0	300	16,60035	5,533449
ЛЭП	15	18	0	0 Отп. Владимировка - Волково-110	3,2449	8,2724	-27,54	0	0	0	0	-42,7576	-7,98625	0	500	208,2521	41,65042
ЛЭП	18	19	0	0 Волково-110 - Тамбовка-110	4,3	11,19	-37,26	0	0	0	0	-24,9752	-10,3937	0	500	132,1064	26,42127
ЛЭП	19	24	0	0 Тамбовка-110 - Михайловка-110	10,23	26,576	-88,48	0	0	0	0	1,713506	4,195474	0	500	22,3212	4,46424
ЛЭП	24	29	0	0 Михайловка-110 - РГРЭС-110	11,03	28,66	-95,425	0	0	0	0	13,81153	9,11844	0	500	80,8507	16,17014
ЛЭП	30	38	0	0 РГРЭС-220 - Завитая-220	4,272	19,09	-58,74	0	0	0	0	-27,9766	-7,96235	0	600	74,29193	12,38199
ЛЭП	30	38	0	0 РГРЭС-220 - Завитая-220	4,29	19,176	-59,004	0	0	0	0	-27,8509	-7,91405	0	600	73,97283	12,3288
ЛЭП	38	51	0	0 Завитая-220 - Варваровка-220	7,6	33,976	-104,544	0	0	0	0	15,42661	5,073669	0	600	40,28867	6,714779
ЛЭП	51	11	0	0 Варваровка-220 - Благовещенская-220	10,752	48,04	-147,84	0	0	0	0	20,24072	1,453754	0	600	52,46711	8,744518
ЛЭП	38	39	0	0 Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	3,811	17,03	-52,404	0	0	0	0	-33,5894	-12,8255	0	600	91,90649	15,31775
ЛЭП	39	41	0	0 Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0148	0,06649	-0,2	0	0	0	0	-5,69571	-4,10573	0	600	17,55388	2,925647
ЛЭП	38	40	0	0 Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	3,81	17,03	-52,4	0	0	0	0	-33,4285	-12,7283	0	600	91,44301	15,2405
ЛЭП	40	41	0	0 Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0835	0,373	-1,148	0	0	0	0	-8,33585	-5,13276	0	600	24,53226	4,088711
ЛЭП	42	46	0	0 Хвойная-110 - Озерная-110	8,954	15,67	-48,81	0	0	0	0	-8,71246	-5,83104	0	300	52,39106	17,46369
ЛЭП	46	47	0	0 Озерная-110 - Отп. Анновка	6,168	10,79	-33,62	0	0	0	0	-5,1216	-4,99266	0	300	36,48213	12,16071
ЛЭП	47	48	0	0 Отп. Анновка - Анновка-110	0,163	0,286	-0,89	0	0	0	0	-1,00999	-0,38768	0	300	5,325816	1,775272
ЛЭП	47	49	0	0 Отп. Анновка - Полевая-110	4,599	8,0486	-25,07	0	0	0	0	-4,08817	-5,03299	0	300	33,12626	11,04209
ЛЭП	49	50	0	0 Полевая-110 - Ивановка-110	8,052	14,091	-43,89	0	0	0	0	11,62575	0,74643	0	300	57,36472	19,12157
ЛЭП	50	18	0	0 Ивановка-110 - Волково-110	5,53	9,692	-30,19	0	0	0	0	16,50459	2,877492	0	300	81,89634	27,29878
Тр-р	30	52	0	0 РГРЭС-220 - РГРЭС-Н2-АТ	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	-20,3839	-12,048	0	0	58,4215	0
Тр-р	52	29	0	0 РГРЭС-Н2-АТ - РГРЭС-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-20,3856	-22,3366	0	0	75,5415	0
Тр-р	52	32	0	0 РГРЭС-Н2-АТ - РГРЭС-НН-АТ	3,2	131	0	0	0,15	0	0	0,324556	11,51163	0	0	28,76767	0
ЛЭП	29	18	0	0 РГРЭС-110 - Волково-110	13,1	44,55	-277	0	0	0	0	-3,29093	-3,65291	0	610	39,77478	6,520456

Расчет вариантов режима



Продолжение приложения Б

Расчет вариантов режима

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta	
Ген	1	Г1-БТЭЦ	6,3	0	1	0	0	0	60	-3,8408	6,9	-20	20	0	6,9	9,52381	15,82417
Нагр	2	Г1-НН1	6,3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,900782	9,536223	15,72411
Нагр	3	Г1-НН2	6,3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,900782	9,536223	15,72411
Нагр	4	Г1-Н	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120,992	9,992738	15,72179
Ген	5	Г2-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	0	110	28,96325	11	-50	50	0	0	0	26,16302
Ген+	6	Г3-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	0	110	50	11	-50	50	0	10,84428	3,278864	16,64986
Ген+	7	Г4-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	0	124	50	11	-50	50	0	10,75258	2,405491	15,89995
Нагр	8	БТЭЦ-110	115	0	1	32,8	14,2	0	0	0	0	0	0	0	121,351	5,52262	11,64917
Нагр	9	Благовещенская-110	115	0	1	141	17	0	0	0	0	0	0	0	120,816	5,057423	10,88981
Нагр	10	Благовещенская-35	38	0	1	1,9	0,76	0	0	0	0	0	0	0	38,39595	1,041974	10,7478
База	11	Благовещенская-220	230	0	1	2,9	1,16	68,95303	29,34451	234	0	0	0	0	234	1,73913	12,32341
Нагр	12	Благовещенская-Н1	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	229,7343	-0,1155	10,88168
Нагр	13	Благовещенская-Н2	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	229,7343	-0,1155	10,88168
Нагр	14	Центральная-110	115	0	1	99,6	40,4	0	0	0	0	0	0	0	120,5256	4,804843	10,91801
Нагр	15	Отп. Владимировка	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	119,4568	3,875517	10,38216
Нагр	16	Владимировка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	119,4548	3,873774	10,38176
Нагр	17	Владимировка-10	10,5	0	1	2,7	1,8	0	0	0	0	0	0	0	11,33275	7,930968	9,650125
Нагр	18	Волково-110	115	0	1	4	1,8	0	0	0	0	0	0	0	116,3344	1,160321	8,695729
Нагр	19	Тамбовка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	112,8155	-1,89952	7,184797
Нагр	20	Тамбовка-35	38	0	1	4,23	1,69	0	0	0	0	0	0	0	36,02986	-5,18459	2,239503
Нагр	21	Тамбовка-10	10,5	0	1	21,88	8,76	0	0	0	0	0	0	0	10,09136	-3,89185	-0,47746
Нагр	22	Тамбовка-Н1	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	107,6894	-6,35708	2,220465
Нагр	23	Тамбовка-Н2	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	107,6948	-6,35234	2,23269
Нагр	24	Михайловка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110,2828	-4,10195	5,977361
Нагр	25	Михайловка-35	38	0	1	7,47	2,988	0	0	0	0	0	0	0	35,21572	-7,32707	1,055601
Нагр	26	Михайловка-10	10,5	0	1	4,41	1,764	0	0	0	0	0	0	0	10,01713	-4,59876	-0,15812
Нагр	27	Михайловка-Н1	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	105,3317	-8,4072	1,004125
Нагр	28	Михайловка-Н2	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	105,5483	-8,21889	0,979901
Нагр	29	РГРЭС-110	115	0	1	22,59	9,036	0	0	0	0	0	0	0	121,7369	5,858187	10,19554
База	30	РГРЭС-220	220	0	1	0	0	82,8634	31,15969	234	0	0	0	0	234	6,363636	11,25927
Нагр	31	РГРЭС-Н1-АТ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	231,4737	5,215296	10,19692
Нагр	32	РГРЭС-НН-АТ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35,70219	2,00627	10,19064
Нагр	38	Завитая-220	230	0	1	4,1	1,2	0	0	0	0	0	0	0	233,0323	1,31837	10,8071
Нагр	39	Короли/т-Хвойная	230	0	1	27,8	11,12	0	0	0	0	0	0	0	231,7596	0,765027	10,32462
Нагр	40	Белогорск/т-Хвойная	230	0	1	25	10	0	0	0	0	0	0	0	231,764	0,766963	10,32596
Нагр	41	Хвойная-220	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	231,7592	0,764868	10,32455
Нагр	42	Хвойная-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	121,483	5,63735	9,861306
Нагр	43	Хвойная-35	38	0	1	5,2	2,1	0	0	0	0	0	0	0	38,50789	1,336563	9,494505
Нагр	44	Хвойная-Н1	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	230,9565	0,415888	9,862184
Нагр	45	Хвойная-Н2	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	230,9558	0,415567	9,860379
Нагр	46	Озерная-110	115	0	1	3,52	1,408	0	0	0	0	0	0	0	111,3539	-3,17056	6,554953
Нагр	47	Отп. Анновка	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	111,6654	-2,89967	6,69583
Нагр	48	Анновка-110	115	0	1	1,01	0,4	0	0	0	0	0	0	0	111,6629	-2,90183	6,694798
Нагр	49	Полевая-110	115	0	1	15,7	6,1	0	0	0	0	0	0	0	111,9415	-2,65954	6,837142
Нагр	50	Ивановка-110	115	0	1	4,8	2,6	0	0	0	0	0	0	0	114,2866	-0,62036	7,865097
Нагр	51	Варваровка-220	230	0	1	4,78	1,91	0	0	0	0	0	0	0	233,7459	1,628662	11,31355
Нагр	52	РГРЭС-Н2-АТ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	231,4754	5,216108	10,18471

Продолжение приложения Б

Расчет вариантов режима

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы/Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Idоп_расч	I_max	I_загр.
Выкл	1	2	0	0 Г1-БТЭЦ - Г1-НН1	0	0	0	0	0	0	0	-30	1,920401	0	0	2515,356	0
Выкл	1	3	0	0 Г1-БТЭЦ - Г1-НН2	0	0	0	0	0	0	0	-30	1,920401	0	0	2515,356	0
Тр-р	4	2	0	0 Г1-Н - Г1-НН1	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,98169	-1,97414	0	0	143,3766	0
Тр-р	4	3	0	0 Г1-Н - Г1-НН2	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,98169	-1,97414	0	0	143,3766	0
Тр-р	4	8	0	0 Г1-Н - БТЭЦ-110	1,2	17,4	36,29	23,44	1	0	0	-59,9632	3,946035	0	0	286,7518	0
Тр-р	8	5	0	0 БТЭЦ-110 - Г2-БТЭЦ	0,37	12,3	46,95	27,32	0,086	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	8	6	0	0 БТЭЦ-110 - Г3-БТЭЦ	0,37	12,3	47	27,3	0,086	0	0	109,2063	38,09197	0	0	550,2695	0
Тр-р	8	7	0	0 БТЭЦ-110 - Г4-БТЭЦ	0,3	9,2	54,64	34,15	0,086	0	0	123,0412	39,15665	0	0	614,3199	0
Тр-р	11	12	0	0 Благовещенская-220 - Благовещенская-Н1	0,55	59,2	11,81	5,76	1	0	0	-23,3201	-17,5813	0	0	72,05752	0
Тр-р	11	13	0	0 Благовещенская-220 - Благовещенская-Н2	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	-23,3223	-17,5807	0	0	72,06103	0
Тр-р	12	9	0	0 Благовещенская-Н1 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-22,0468	-15,5906	0	0	67,86022	0
Тр-р	13	9	0	0 Благовещенская-Н2 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-22,0468	-15,5906	0	0	67,86022	0
Тр-р	12	10	0	0 Благовещенская-Н1 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,94982	-0,38257	0	0	2,573361	0
Тр-р	13	10	0	0 Благовещенская-Н2 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,94982	-0,38257	0	0	2,573361	0
Тр-р	16	17	0	0 Владимирова-110 - Владимирова-10	7,95	139	5,29	4,53	0,0956	0	0	-0,94982	-0,38257	0	0	7,797052	0
Тр-р	16	17	0	0 Владимирова-110 - Владимирова-10	7,95	139	5,3	4,5	0,096	0	0	-1,42475	-1,21382	0	0	9,046317	0
Тр-р	19	22	0	0 Тамбовка-110 - Тамбовка-Н1	5	142,2	8,317	5,74	1	0	0	-7,61128	-4,2282	0	0	44,55857	0
Тр-р	19	23	0	0 Тамбовка-110 - Тамбовка-Н2	1,5	56,9	13,23	10,58	1	0	0	-18,8426	-10,6251	0	0	110,704	0
Тр-р	22	20	0	0 Тамбовка-Н1 - Тамбовка-35	5	0	0	0	0,3347	0	0	-0,88626	-0,77037	0	0	6,295581	0
Тр-р	23	20	0	0 Тамбовка-Н2 - Тамбовка-35	1,5	0	0	0	0,3347	0	0	-3,34538	-0,91903	0	0	18,599	0
Тр-р	22	21	0	0 Тамбовка-Н1 - Тамбовка-10	5	82,7	0	0	0,0956	0	0	-6,62281	-2,52718	0	0	38,00381	0
Тр-р	23	21	0	0 Тамбовка-Н2 - Тамбовка-10	1,5	35,7	0	0	0,096	0	0	-15,3083	-7,48396	0	0	91,34998	0
Тр-р	24	27	0	0 Михайловка-110 - Михайловка-Н1	5	142,2	8,3	5,7	1	0	0	-7,28794	-3,99443	0	0	43,50858	0
Тр-р	24	28	0	0 Михайловка-110 - Михайловка-Н2	14,7	220,4	3,811	3,327	1	0	0	-4,79142	-2,9926	0	0	27,82256	0
Тр-р	27	25	0	0 Михайловка-Н1 - Михайловка-35	5	0	0	0	0,335	0	0	-4,42861	-1,98959	0	0	26,61154	0
Тр-р	28	25	0	0 Михайловка-Н2 - Михайловка-35	14,7	0	0	0	0,335	0	0	-3,06473	-0,99724	0	0	17,62925	0
Тр-р	27	26	0	0 Михайловка-Н1 - Михайловка-10	5	82,7	0	0	0,096	0	0	-2,76322	-1,11688	0	0	16,33638	0
Тр-р	28	26	0	0 Михайловка-Н2 - Михайловка-10	14,7	139	0	0	0,096	0	0	-1,65343	-0,75438	0	0	9,941164	0
Тр-р	30	31	0	0 РГРЭС-220 - РГРЭС-Н1-АТ	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	-17,3739	-10,6308	0	0	50,25476	0
Тр-р	31	29	0	0 РГРЭС-Н1-АТ - РГРЭС-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-16,7099	2,67857	0	0	42,21052	0
Тр-р	31	32	0	0 РГРЭС-Н1-АТ - РГРЭС-НН-АТ	3,2	131	0	0	0,159	0	0	-0,34247	-12,2395	0	0	30,54018	0
Тр-р	41	44	0	0 Хвойная-220 - Хвойная-Н1	1,8	160	8,6	1,03	1	0	0	-2,7678	-1,60494	0	0	7,970383	0
Тр-р	41	45	0	0 Хвойная-220 - Хвойная-Н2	1,9	175	8,7	1,05	1	0	0	-2,54561	-1,51427	0	0	7,378713	0
Тр-р	44	42	0	0 Хвойная-Н1 - Хвойная-110	1,8	0	0	0	0,526	0	0	-0,04611	0,454205	0	0	1,141267	0
Тр-р	45	42	0	0 Хвойная-Н2 - Хвойная-110	1,9	0	0	0	0,526	0	0	0,046097	-0,4542	0	0	1,141267	0
Тр-р	44	43	0	0 Хвойная-Н1 - Хвойная-35	3,6	130	0	0	0,1674	0	0	-2,66607	-1,57141	0	0	7,736247	0
Тр-р	45	43	0	0 Хвойная-Н2 - Хвойная-35	3,8	135	0	0	0,167	0	0	-2,53505	-0,56901	0	0	6,49488	0
ЛЭП	8	9	0	0 БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-50,6454	-5,17621	0	600	242,2922	40,38203
ЛЭП	8	9	0	0 БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-50,6454	-5,17621	0	600	242,2922	40,38203
ЛЭП	9	14	0	0 Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,198	0	0	0	0	-2,06958	-11,8228	0	500	57,98864	11,59773
ЛЭП	9	14	0	0 Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,2	0	0	0	0	-2,06958	-11,8228	0	500	57,98871	11,59774
ЛЭП	8	14	0	0 БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-78,7751	-21,9931	0	600	389,2631	64,87719
ЛЭП	8	14	0	0 БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-78,7751	-21,9931	0	600	389,2631	64,87719
ЛЭП	14	15	0	0 Центральная-110 - Отп. Владимирова	1,0238	2,6102	-8,69	0	0	0	0	-61,565	-25,3786	0	500	319,2149	63,84298
ЛЭП	15	16	0	0 Отп. Владимирова - Владимирова-110	0,04	0,063	-0,196	0	0	0	0	-2,83147	-2,00148	0	300	16,76638	5,588794
ЛЭП	15	18	0	0 Отп. Владимирова - Волково-110	3,2449	8,2724	-27,54	0	0	0	0	-58,4222	-22,7045	0	500	303,5937	60,71874
ЛЭП	18	19	0	0 Волково-110 - Тамбовка-110	4,3	11,19	-37,26	0	0	0	0	-39,3321	-21,6241	0	500	223,9246	44,78493
ЛЭП	19	24	0	0 Тамбовка-110 - Михайловка-110	10,23	26,576	-88,48	0	0	0	0	-12,2313	-5,58436	0	500	71,31386	14,26277
ЛЭП	24	29	0	0 Михайловка-110 - РГРЭС-110	11,03	28,66	-95,425	0	0	0	0	0	0	0	500	0	0
ЛЭП	30	38	0	0 РГРЭС-220 - Завитая-220	4,272	19,09	-58,74	0	0	0	0	-24,0143	-4,96921	0	600	62,56326	10,42721
ЛЭП	30	38	0	0 РГРЭС-220 - Завитая-220	4,29	19,176	-59,004	0	0	0	0	-23,9065	-4,93405	0	600	62,29494	10,38249
ЛЭП	38	51	0	0 Завитая-220 - Варваровка-220	7,6	33,976	-104,544	0	0	0	0	14,52517	4,421739	0	600	37,61745	6,269575
ЛЭП	51	11	0	0 Варваровка-220 - Благовещенская-220	10,752	48,04	-147,84	0	0	0	0	19,33505	0,770736	0	600	50,8925	8,482083
ЛЭП	38	39	0	0 Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	3,811	17,03	-52,404	0	0	0	0	-29,1663	-9,57768	0	600	78,50863	13,08477
ЛЭП	39	41	0	0 Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0148	0,06649	-0,2	0	0	0	0	-1,29812	-0,9832	0	600	4,072905	0,678818
ЛЭП	38	40	0	0 Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	3,81	17,03	-52,4	0	0	0	0	-29,0831	-9,53659	0	600	78,27895	13,04649
ЛЭП	40	41	0	0 Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0835	0,373	-1,148	0	0	0	0	-4,01532	-2,06376	0	600	11,3175	1,88625
ЛЭП	42	46	0	0 Хвойная-110 - Озерная-110	8,954	15,67	-48,81	0	0	0	0	0	0	0	300	0	0
ЛЭП	46	47	0	0 Озерная-110 - Отп. Анновка	6,168	10,79	-33,62	0	0	0	0	3,519247	1,408089	0	300	19,65302	6,551008
ЛЭП	47	48	0	0 Отп. Анновка - Анновка-110	0,163	0,286	-0,89	0	0	0	0	-1,0098	-0,38896	0	300	5,615827	1,871942
ЛЭП	47	49	0	0 Отп. Анновка - Полевая-110	4,599	8,0486	-25,07	0	0	0	0	4,535932	1,391025	0	300	24,53042	8,176806
ЛЭП	49	50	0	0 Полевая-110 - Ивановка-110	8,052	14,091	-43,89	0	0	0	0	20,24092	7,19225	0	300	110,7893	36,92977
ЛЭП	50	18	0	0 Ивановка-110 - Волково-110	5,53	9,692	-30,19	0	0	0	0	25,33434	9,744992	0	300	137,1251	45,70837
Тр-р	30	52	0	0 РГРЭС-220 - РГРЭС-Н2-АТ	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	-17,5688	-10,6256	0	0	50,65897	0
Тр-р	52	29	0	0 РГРЭС-Н2-АТ - РГРЭС-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-17,5728	-21,0953	0	0	68,48047	0
Тр-р	52	32	0	0 РГРЭС-Н2-АТ - РГРЭС-НН-АТ	3,2	131	0	0	0,15	0	0	0,325545	11,54672	0	0	28,81149	0
ЛЭП	29	18	0	0 РГРЭС-110 - Волково-110	13,1	44,55	-277	0	0	0	0	-11,6833	-9,3838	0	610	84,14439	13,79416

Расчет вариантов режима



Продолжение приложения Б

Расчет вариантов режима

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta	
Ген	1	Г1-БТЭЦ	6,3	0	1	0	0	0	60	-6,15485	6,9	-20	20	0	6,9	9,52381	16,14012
Нагр	2	Г1-НН1	6,3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,901247	9,543601	16,04006
Нагр	3	Г1-НН2	6,3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,901247	9,543601	16,04006
Нагр	4	Г1-Н	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	121,0002	10,00016	16,03639
Ген	5	Г2-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	110	28,96325	11	-50	50	0	0	0	0	26,16302
Ген+	6	Г3-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	110	50	11	-50	50	0	0	10,87256	3,548189	16,93907
Ген+	7	Г4-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	124	50	11	-50	50	0	0	10,78069	2,673238	16,19343
Нагр	8	БТЭЦ-110	115	0	1	32,8	14,2	0	0	0	0	0	0	0	121,6928	5,819798	11,96469
Нагр	9	Благовещенская-110	115	0	1	141	17	0	0	0	0	0	0	0	121,1331	5,333163	11,19004
Нагр	10	Благовещенская-35	38	0	1	1,9	0,76	0	0	0	0	0	0	0	38,49523	1,303241	11,04984
База	11	Благовещенская-220	230	0	1	2,9	1,16	49,95521	23,68398	234	0	0	0	0	234	1,73913	12,32341
Нагр	12	Благовещенская-Н1	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	230,3272	0,142254	11,18304
Нагр	13	Благовещенская-Н2	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	230,3272	0,142254	11,18304
Нагр	14	Центральная-110	115	0	1	99,6	40,4	0	0	0	0	0	0	0	120,911	5,140033	11,24765
Нагр	15	Отп. Владимировка	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120,0657	4,404915	10,78749
Нагр	16	Владимировка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120,0637	4,40318	10,7871
Нагр	17	Владимировка-10	10,5	0	1	2,7	1,8	0	0	0	0	0	0	0	11,39166	8,491957	10,06287
Нагр	18	Волково-110	115	0	1	4	1,8	0	0	0	0	0	0	0	117,6317	2,288429	9,360444
Нагр	19	Тамбовка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,309	0,268692	8,066211
Нагр	20	Тамбовка-35	38	0	1	4,23	1,69	0	0	0	0	0	0	0	36,9198	2,84264	3,344303
Нагр	21	Тамбовка-10	10,5	0	1	21,88	8,76	0	0	0	0	0	0	0	10,35262	-1,40359	0,759145
Нагр	22	Тамбовка-Н1	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110,3474	-4,04571	3,325675
Нагр	23	Тамбовка-Н2	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110,3526	-4,04125	3,337961
Нагр	24	Михайловка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,4026	0,350078	7,353005
Нагр	25	Михайловка-35	38	0	1	7,47	2,988	0	0	0	0	0	0	0	37,02984	-2,55306	2,879242
Нагр	26	Михайловка-10	10,5	0	1	4,41	1,764	0	0	0	0	0	0	0	10,5409	0,389517	1,78166
Нагр	27	Михайловка-Н1	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110,7367	-3,70719	2,832658
Нагр	28	Михайловка-Н2	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110,9427	-3,52809	2,810743
Нагр	29	РГРЭС-110	115	0	1	22,59	9,036	0	0	0	0	0	0	0	117,9017	2,523235	7,82931
Нагр	30	РГРЭС-220	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	232,2807	0,99159	11,15507
Нагр	31	РГРЭС-Н-АТ	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	224,2581	-2,49649	7,813764
Нагр	32	РГРЭС-НН-АТ	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,54013	0,38219	7,813764
Ген	33	Г6-РГРЭС	10,5	0	1	0	0	0	50	-4,63167	11	-20	20	0	0	0	18,17811
Ген	34	Г7-РГРЭС	10,5	0	1	0	0	0	33	-5,12376	11	-10	10	0	0	0	17,29723
Нагр	35	Н1-РГРЭС	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	117,0315	1,766498	7,019607
Нагр	36	Н2-РГРЭС	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	116,9268	1,675476	7,018497
Нагр	37	РГРЭС-35	38	0	1	21,2	11	0	0	0	0	0	0	0	39,15831	3,048196	7,028266
База	38	Завитая-220	230	0	1	4,1	1,2	122,4237	51,81355	234	0	0	0	0	234	1,73913	11,61086
Нагр	39	Короли/т-Хвойная	230	0	1	27,8	11,12	0	0	0	0	0	0	0	232,3295	1,012828	11,02909
Нагр	40	Белогорск/т-Хвойная	230	0	1	25	10	0	0	0	0	0	0	0	232,341	1,017806	11,03223
Нагр	41	Хвойная-220	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	232,3276	1,011995	11,02861
Нагр	42	Хвойная-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120,2919	4,601686	9,399528
Нагр	43	Хвойная-35	38	0	1	5,2	2,1	0	0	0	0	0	0	0	38,13705	0,360651	9,018294
Нагр	44	Хвойная-Н1	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	228,746	-0,54523	9,392997
Нагр	45	Хвойная-Н2	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	228,7433	-0,54639	9,391436
Нагр	46	Озерная-110	115	0	1	3,52	1,408	0	0	0	0	0	0	0	118,3413	2,905488	8,848438
Нагр	47	Отп. Анновка	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	117,2621	1,967017	8,594887
Нагр	48	Анновка-110	115	0	1	1,01	0,4	0	0	0	0	0	0	0	117,2597	1,964961	8,593951
Нагр	49	Полевая-110	115	0	1	15,7	6,1	0	0	0	0	0	0	0	116,497	1,301756	8,437101
Нагр	50	Ивановка-110	115	0	1	4,8	2,6	0	0	0	0	0	0	0	116,9285	1,676959	8,899779
Нагр	51	Варваровка-220	230	0	1	4,78	1,91	0	0	0	0	0	0	0	234,3304	1,882798	11,78328

Продолжение приложения Б

Расчет вариантов режима

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы/Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Idоп_расч	I_max	I_загр.
Выкл	1	2	0	0 Г1-БТЭЦ - Г1-НН1	0	0	0	0	0	0	0	-30	3,077424	0	0	2523,391	0
Выкл	1	3	0	0 Г1-БТЭЦ - Г1-НН2	0	0	0	0	0	0	0	-30	3,077424	0	0	2523,391	0
Тр-р	4	2	0	0 Г1-Н - Г1-НН1	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,98152	-3,1312	0	0	143,8344	0
Тр-р	4	3	0	0 Г1-Н - Г1-НН2	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,98152	-3,1312	0	0	143,8344	0
Тр-р	4	8	0	0 Г1-Н - БТЭЦ-110	1,2	17,4	36,29	23,44	1	0	0	-59,9629	6,260753	0	0	287,6674	0
Тр-р	8	5	0	0 БТЭЦ-110 - Г2-БТЭЦ	0,37	12,3	46,95	27,32	0,086	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	8	6	0	0 БТЭЦ-110 - Г3-БТЭЦ	0,37	12,3	47	27,3	0,086	0	0	109,2218	38,11568	0	0	548,8306	0
Тр-р	8	7	0	0 БТЭЦ-110 - Г4-БТЭЦ	0,3	9,2	54,64	34,15	0,086	0	0	123,0658	39,11388	0	0	612,6445	0
Тр-р	11	12	0	0 Благовещенская-220 - Благовещенская-Н1	0,55	59,2	11,81	5,76	1	0	0	-18,5693	-15,1749	0	0	59,16902	0
Тр-р	11	13	0	0 Благовещенская-220 - Благовещенская-Н2	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	-18,5715	-15,1744	0	0	59,17235	0
Тр-р	12	9	0	0 Благовещенская-Н1 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-17,2987	-13,4994	0	0	55,00244	0
Тр-р	13	9	0	0 Благовещенская-Н2 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-17,2987	-13,4994	0	0	55,00244	0
Тр-р	12	10	0	0 Благовещенская-Н1 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,94988	-0,38257	0	0	2,566887	0
Тр-р	13	10	0	0 Благовещенская-Н2 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,94988	-0,38257	0	0	2,566887	0
Тр-р	16	17	0	0 Владимировка-110 - Владимировка-10	7,95	139	5,29	4,53	0,0956	0	0	-1,40702	-0,78866	0	0	7,756292	0
Тр-р	16	17	0	0 Владимировка-110 - Владимировка-10	7,95	139	5,3	4,5	0,096	0	0	-1,42563	-1,21654	0	0	9,012143	0
Тр-р	19	22	0	0 Тамбовка-110 - Тамбовка-Н1	5	142,2	8,317	5,74	1	0	0	-7,61418	-4,17494	0	0	43,47889	0
Тр-р	19	23	0	0 Тамбовка-110 - Тамбовка-Н2	1,5	56,9	13,23	10,58	1	0	0	-18,8465	-10,4881	0	0	107,992	0
Тр-р	22	20	0	0 Тамбовка-Н1 - Тамбовка-35	5	0	0	0	0,3347	0	0	-0,88941	-0,79148	0	0	6,229298	0
Тр-р	23	20	0	0 Тамбовка-Н2 - Тамбовка-35	1,5	0	0	0	0,3347	0	0	-3,34242	-0,89825	0	0	18,10757	0
Тр-р	22	21	0	0 Тамбовка-Н1 - Тамбовка-10	5	82,7	0	0	0,0956	0	0	-6,6208	-2,48852	0	0	37,00689	0
Тр-р	23	21	0	0 Тамбовка-Н2 - Тамбовка-10	1,5	35,7	0	0	0,096	0	0	-15,3119	-7,46139	0	0	89,11492	0
Тр-р	24	27	0	0 Михайловка-110 - Михайловка-Н1	5	142,2	8,3	5,7	1	0	0	-7,29278	-3,92291	0	0	41,42887	0
Тр-р	24	28	0	0 Михайловка-110 - Михайловка-Н2	14,7	220,4	3,811	3,327	1	0	0	-4,79153	-2,2518	0	0	26,48685	0
Тр-р	27	25	0	0 Михайловка-Н1 - Михайловка-35	5	0	0	0	0,335	0	0	-4,42807	-1,99044	0	0	25,3119	0
Тр-р	28	25	0	0 Михайловка-Н2 - Михайловка-35	14,7	0	0	0	0,335	0	0	-3,06377	-0,99736	0	0	16,76752	0
Тр-р	27	26	0	0 Михайловка-Н1 - Михайловка-10	5	82,7	0	0	0,096	0	0	-2,76393	-1,11054	0	0	15,53008	0
Тр-р	28	26	0	0 Михайловка-Н2 - Михайловка-10	14,7	139	0	0	0,096	0	0	-1,65333	-0,75051	0	0	9,448983	0
Тр-р	30	31	0	0 РГРЭС-220 - РГРЭС-Н-АТ	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	-51,8994	-33,131	0	0	153,0436	0
Тр-р	31	29	0	0 РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-51,5487	-28,4141	0	0	151,5373	0
Тр-р	31	32	0	0 РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-НН-АТ	3,2	131	0	0	0,047	0	0	1,15Е-14	-4,77Е-14	0	0	1,26Е-13	0
Тр-р	29	35	0	0 РГРЭС-110 - Н1-РГРЭС	0,4	18,6	36,29	29,49	1	0	0	-11,0086	-5,86694	0	0	61,08543	0
Тр-р	35	34	0	0 Н1-РГРЭС - Г7-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	35	37	0	0 Н1-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,3347	0	0	-10,5946	-5,17366	0	0	58,16539	0
Тр-р	29	36	0	0 РГРЭС-110 - Н2-РГРЭС	0,4	18,6	36,3	29,5	1	0	0	-11,028	-6,53031	0	0	62,76048	0
Тр-р	36	33	0	0 Н2-РГРЭС - Г6-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	36	37	0	0 Н2-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,335	0	0	-10,6137	-5,82625	0	0	59,78393	0
Тр-р	41	44	0	0 Хвойная-220 - Хвойная-Н1	1,8	160	8,6	1,03	1	0	0	-9,59494	-5,6929	0	0	27,72517	0
Тр-р	41	45	0	0 Хвойная-220 - Хвойная-Н2	1,9	175	8,7	1,05	1	0	0	-8,78473	-5,25725	0	0	25,44135	0
Тр-р	44	42	0	0 Хвойная-Н1 - Хвойная-110	1,8	0	0	0	0,526	0	0	-6,87053	-3,31258	0	0	19,25144	0
Тр-р	45	42	0	0 Хвойная-Н2 - Хвойная-110	1,9	0	0	0	0,526	0	0	-6,1884	-3,88854	0	0	18,44723	0
Тр-р	44	43	0	0 Хвойная-Н1 - Хвойная-35	3,6	130	0	0	0,1674	0	0	-2,6649	-1,5643	0	0	7,799349	0
Тр-р	45	43	0	0 Хвойная-Н2 - Хвойная-35	3,8	135	0	0	0,167	0	0	-2,53619	-0,57687	0	0	6,564875	0
ЛЭП	8	9	0	0 БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-52,0314	-5,68385	0	600	248,4103	41,40171
ЛЭП	8	9	0	0 БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-52,0314	-5,68385	0	600	248,4103	41,40171
ЛЭП	9	14	0	0 Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,198	0	0	0	0	1,308001	-10,1854	0	500	49,58206	9,916412
ЛЭП	9	14	0	0 Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,2	0	0	0	0	1,308001	-10,1853	0	500	49,58213	9,916425
ЛЭП	8	14	0	0 БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-77,4004	-20,3012	0	600	379,769	63,29483
ЛЭП	8	14	0	0 БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-77,4004	-20,3012	0	600	379,769	63,29483
ЛЭП	14	15	0	0 Центральная-110 - Отп. Владимировка	1,0238	2,6102	-8,69	0	0	0	0	-52,085	-18,8469	0	500	264,6912	52,93824
ЛЭП	15	16	0	0 Отп. Владимировка - Владимировка-110	0,04	0,063	-0,196	0	0	0	0	-2,83289	-2,00249	0	300	16,68983	5,563278
ЛЭП	15	18	0	0 Отп. Владимировка - Волково-110	3,2449	8,2724	-27,54	0	0	0	0	-49,0383	-16,4219	0	500	249,2621	49,85241
ЛЭП	18	19	0	0 Волково-110 - Тамбовка-110	4,3	11,19	-37,26	0	0	0	0	-32,1348	-12,1196	0	500	169,4402	33,88804
ЛЭП	19	24	0	0 Тамбовка-110 - Михайловка-110	10,23	26,576	-88,48	0	0	0	0	-5,30515	2,997651	0	500	30,50996	6,101993
ЛЭП	24	29	0	0 Михайловка-110 - РГРЭС-110	11,03	28,66	-95,425	0	0	0	0	6,805121	8,063041	0	500	52,78553	10,55711
ЛЭП	30	38	0	0 РГРЭС-220 - Завитая-220	4,272	19,09	-58,74	0	0	0	0	26,00865	16,59467	0	600	76,68434	12,78072
ЛЭП	30	38	0	0 РГРЭС-220 - Завитая-220	4,29	19,176	-59,004	0	0	0	0	25,89144	16,53629	0	600	76,36069	12,72678
ЛЭП	38	51	0	0 Завитая-220 - Варваровка-220	7,6	33,976	-104,544	0	0	0	0	5,108513	3,987969	0	600	15,99014	2,665023
ЛЭП	51	11	0	0 Варваровка-220 - Благовещенская-220	10,752	48,04	-147,84	0	0	0	0	9,892311	0,182448	0	600	31,16357	5,193928
ЛЭП	38	39	0	0 Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	3,811	17,03	-52,404	0	0	0	0	-35,7946	-13,673	0	600	97,24867	16,20811
ЛЭП	39	41	0	0 Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0148	0,06649	-0,2	0	0	0	0	-7,88956	-4,93258	0	600	23,13662	3,856103
ЛЭП	38	40	0	0 Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	3,81	17,03	-52,4	0	0	0	0	-35,595	-13,5608	0	600	96,68546	16,11424
ЛЭП	40	41	0	0 Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0835	0,373	-1,148	0	0	0	0	-10,4912	-5,94578	0	600	30,04173	5,006954
ЛЭП	42	46	0	0 Хвойная-110 - Озерная-110	8,954	15,67	-48,81	0	0	0	0	-13,0554	-7,20304	0	300	73,23441	24,41147
ЛЭП	46	47	0	0 Озерная-110 - Отп. Анновка	6,168	10,79	-33,62	0	0	0	0	-9,3949	-6,24344	0	300	56,32666	18,77555
ЛЭП	47	48	0	0 Отп. Анновка - Анновка-110	0,163	0,286	-0,89	0	0	0	0	-1,00997	-0,38779	0	300	5,348531	1,782844
ЛЭП	47	49	0	0 Отп. Анновка - Полевая-110	4,599	8,0486	-25,07	0	0	0	0	-8,32774	-6,22179	0	300	52,21041	17,40347
ЛЭП	49	50	0	0 Полевая-110 - Ивановка-110	8,052	14,091	-43,89	0	0	0	0	7,407837	-0,39945	0	300	37,03129	12,34376
ЛЭП	50	18	0	0 Ивановка-110 - Волково-110	5,53	9,692	-30,19	0	0	0	0	12,23974	1,660429	0	300	60,98895	20,32965

Расчет вариантов режима



Продолжение приложения Б

Расчет вариантов режима

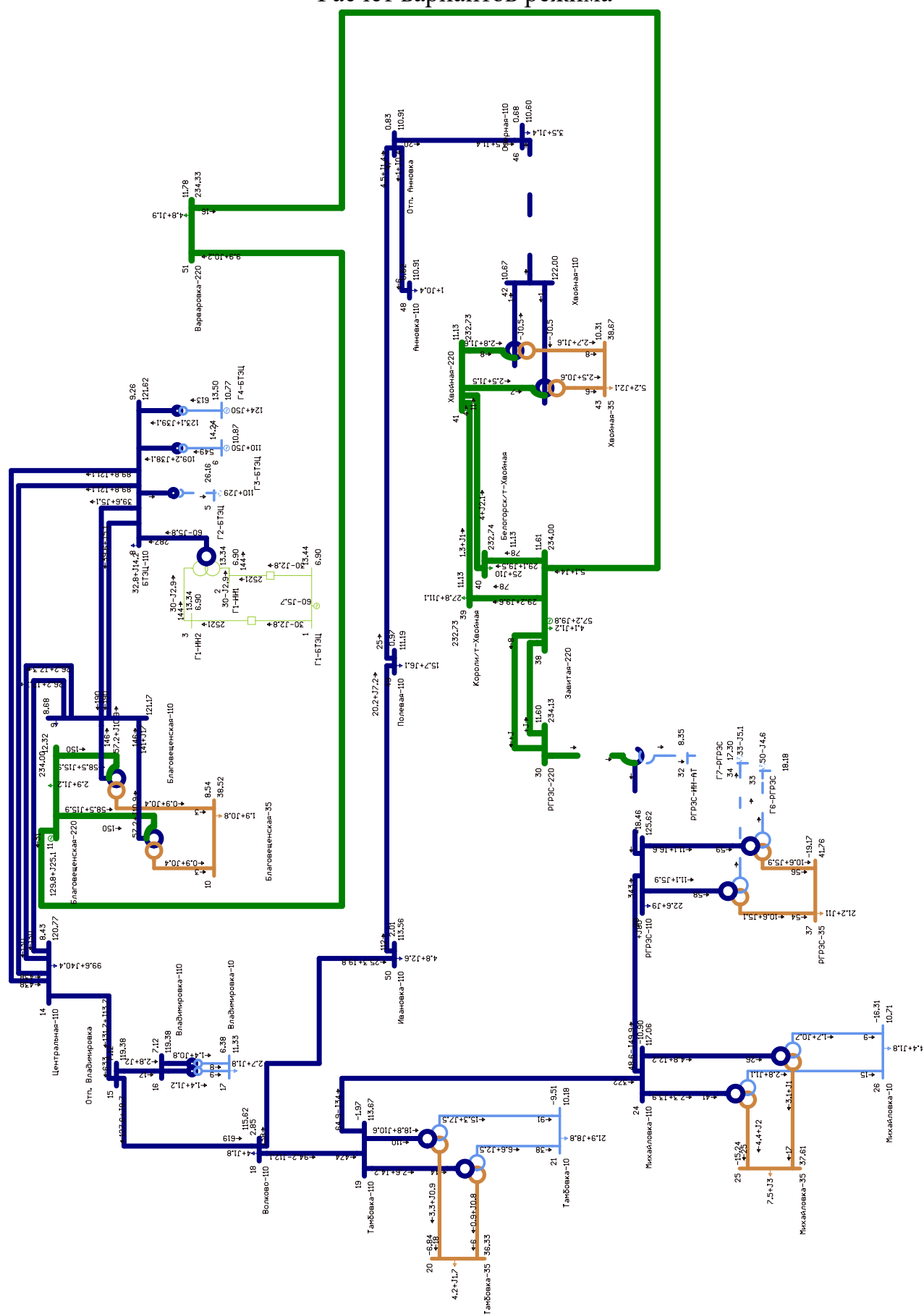
Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta
Ген	1	Г1-БТЭЦ	6,3	0	1	0	0	60	-5,67854	6,9	-20	20	0	6,9	9,52381	13,43969
Нагр	2	Г1-НН1	6,3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	6,901151	9,542082	13,33963
Нагр	3	Г1-НН2	6,3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	6,901151	9,542082	13,33963
Нагр	4	Г1-Н	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	120,9985	9,998629	13,33624
Ген	5	Г2-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	110	28,96325	11	-50	50	0	0	0	26,16302
Ген+	6	Г3-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	110	50	11	-50	50	0	10,86666	3,491974	14,2441
Ген+	7	Г4-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	124	50	11	-50	50	0	10,77477	2,616843	13,49758
Нагр	8	БТЭЦ-110	115	0	1	32,8	14,2	0	0	0	0	0	0	121,6224	5,75863	9,264346
Нагр	9	Благовещенская-110	115	0	1	141	17	0	0	0	0	0	0	121,1685	5,363916	8,677309
Нагр	10	Благовещенская-35	38	0	1	1,9	0,76	0	0	0	0	0	0	38,5204	1,369468	8,538654
База	11	Благовещенская-220	230	0	1	2,9	1,16	129,7777	25,09318	234	0	0	0	234	1,73913	12,32341
Нагр	12	Благовещенская-Н1	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	230,4775	0,207589	8,671678
Нагр	13	Благовещенская-Н2	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	230,4775	0,207589	8,671678
Нагр	14	Центральная-110	115	0	1	99,6	40,4	0	0	0	0	0	0	120,7677	5,01539	8,425239
Нагр	15	Отп. Владимировка	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	119,3848	3,812854	7,115555
Нагр	16	Владимировка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	119,3828	3,81111	7,11516
Нагр	17	Владимировка-10	10,5	0	1	2,7	1,8	0	0	0	0	0	0	11,32578	7,864565	6,382641
Нагр	18	Волково-110	115	0	1	4	1,8	0	0	0	0	0	0	115,6197	0,538847	2,850436
Нагр	19	Тамбовка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	113,6678	-1,15845	-1,97384
Нагр	20	Тамбовка-35	38	0	1	4,23	1,69	0	0	0	0	0	0	36,33482	-4,38205	-6,83962
Нагр	21	Тамбовка-10	10,5	0	1	21,88	8,76	0	0	0	0	0	0	10,18096	-3,03847	-9,50941
Нагр	22	Тамбовка-Н1	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	108,6002	-5,56503	-6,85851
Нагр	23	Тамбовка-Н2	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	108,6056	-5,56039	-6,84626
Нагр	24	Михайловка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	117,0569	1,788582	-10,9026
Нагр	25	Михайловка-35	38	0	1	7,47	2,988	0	0	0	0	0	0	37,61392	-1,016	-15,2425
Нагр	26	Михайловка-10	10,5	0	1	4,41	1,764	0	0	0	0	0	0	10,70946	1,994897	-16,3055
Нагр	27	Михайловка-Н1	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	112,4771	-2,19381	-15,2876
Нагр	28	Михайловка-Н2	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	112,6799	-2,01751	-15,3088
Нагр	29	РГРЭС-110	115	0	1	22,59	9,036	0	80	0	0	0	0	125,6232	9,237579	-18,4624
Нагр	30	РГРЭС-220	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	234,1319	1,796461	11,60364
Нагр	31	РГРЭС-Н-АТ	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,346015
Нагр	32	РГРЭС-НН-АТ	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,346015
Ген	33	Г6-РГРЭС	10,5	0	1	0	0	50	-4,63167	11	-20	20	0	0	0	18,17811
Ген	34	Г7-РГРЭС	10,5	0	1	0	0	33	-5,12376	11	-10	10	0	0	0	17,29723
Нагр	35	Н1-РГРЭС	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	124,8155	8,535181	-19,1747
Нагр	36	Н2-РГРЭС	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	124,7038	8,438101	-19,1758
Нагр	37	РГРЭС-35	38	0	1	21,2	11	0	0	0	0	0	0	41,76437	9,906248	-19,1671
База	38	Завитая-220	230	0	1	4,1	1,2	57,24107	9,831206	234	0	0	0	234	1,73913	11,61086
Нагр	39	Короли/т-Хвойная	230	0	1	27,8	11,12	0	0	0	0	0	0	232,7333	1,188402	11,13235
Нагр	40	Белогорск/т-Хвойная	230	0	1	25	10	0	0	0	0	0	0	232,7378	1,190331	11,13367
Нагр	41	Хвойная-220	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	232,733	1,188243	11,13227
Нагр	42	Хвойная-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	121,997	6,084369	10,67291
Нагр	43	Хвойная-35	38	0	1	5,2	2,1	0	0	0	0	0	0	38,67177	1,767825	10,30921
Нагр	44	Хвойная-Н1	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	231,9339	0,84081	10,67379
Нагр	45	Хвойная-Н2	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	231,9331	0,840492	10,67199
Нагр	46	Озерная-110	115	0	1	3,52	1,408	0	0	0	0	0	0	110,601	-3,82523	0,683297
Нагр	47	Отп. Анновка	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	110,9149	-3,55228	0,825988
Нагр	48	Анновка-110	115	0	1	1,01	0,4	0	0	0	0	0	0	110,9124	-3,55445	0,824942
Нагр	49	Полевая-110	115	0	1	15,7	6,1	0	0	0	0	0	0	111,1935	-3,31003	0,969023
Нагр	50	Ивановка-110	115	0	1	4,8	2,6	0	0	0	0	0	0	113,5562	-1,2555	2,009891
Нагр	51	Варваровка-220	230	0	1	4,78	1,91	0	0	0	0	0	0	234,3304	1,882798	11,78328

Продолжение приложения Б

Расчет вариантов режима

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы/Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Idоп_расч	I_max	I_загр.
Выкл	1	2	0	0 Г1-БТЭЦ - Г1-НН1	0	0	0	0	0	0	0	0	2,839272	0	0	0	2521,435
Выкл	1	3	0	0 Г1-БТЭЦ - Г1-НН2	0	0	0	0	0	0	0	0	-30	2,839272	0	0	2521,435
Тр-р	4	2	0	0 Г1-Н - Г1-НН1	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,98158	-2,89314	0	0	0	143,7231
Тр-р	4	3	0	0 Г1-Н - Г1-НН2	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,98158	-2,89314	0	0	0	143,7231
Тр-р	4	8	0	0 Г1-Н - БТЭЦ-110	1,2	17,4	36,29	23,44	1	0	0	-59,9631	5,784286	0	0	0	287,4448
Тр-р	8	5	0	0 БТЭЦ-110 - Г2-БТЭЦ	0,37	12,3	46,95	27,32	0,086	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	8	6	0	0 БТЭЦ-110 - Г3-БТЭЦ	0,37	12,3	47	27,3	0,086	0	0	109,2169	38,10161	0	0	0	549,1041
Тр-р	8	7	0	0 БТЭЦ-110 - Г4-БТЭЦ	0,3	9,2	54,64	34,15	0,086	0	0	123,0579	39,10226	0	0	0	612,9466
Тр-р	11	12	0	0 Благовещенская-220 - Благовещенская-Н1	0,55	59,2	11,81	5,76	1	0	0	-58,4805	-15,8795	0	0	0	149,5143
Тр-р	11	13	0	0 Благовещенская-220 - Благовещенская-Н2	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	-58,4827	-15,879	0	0	0	149,5191
Тр-р	12	9	0	0 Благовещенская-Н1 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-57,1791	-10,8706	0	0	0	145,8003
Тр-р	13	9	0	0 Благовещенская-Н2 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-57,1791	-10,8706	0	0	0	145,8003
Тр-р	12	10	0	0 Благовещенская-Н1 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,94984	-0,38256	0	0	0	2,565106
Тр-р	13	10	0	0 Благовещенская-Н2 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,94984	-0,38256	0	0	0	2,565106
Тр-р	16	17	0	0 Владимирова-110 - Владимирова-10	7,95	139	5,29	4,53	0,0956	0	0	-1,4063	-0,7905	0	0	0	7,801858
Тр-р	16	17	0	0 Владимирова-110 - Владимирова-10	7,95	139	5,3	4,5	0,096	0	0	-1,42463	-1,2135	0	0	0	9,050347
Тр-р	19	22	0	0 Тамбовка-110 - Тамбовка-Н1	5	142,2	8,317	5,74	1	0	0	-7,61023	-4,20852	0	0	0	44,17141
Тр-р	19	23	0	0 Тамбовка-110 - Тамбовка-Н2	1,5	56,9	13,23	10,58	1	0	0	-18,8388	-10,5746	0	0	0	109,7317
Тр-р	22	20	0	0 Тамбовка-Н1 - Тамбовка-35	5	0	0	0	0,3347	0	0	-0,88726	-0,77747	0	0	0	6,271605
Тр-р	23	20	0	0 Тамбовка-Н2 - Тамбовка-35	1,5	0	0	0	0,3347	0	0	-3,34403	-0,91153	0	0	0	18,42556
Тр-р	22	21	0	0 Тамбовка-Н1 - Тамбовка-10	5	82,7	0	0	0,0956	0	0	-6,61999	-2,51341	0	0	0	37,645
Тр-р	23	21	0	0 Тамбовка-Н2 - Тамбовка-10	1,5	35,7	0	0	0,096	0	0	-15,3046	-7,47473	0	0	0	90,54479
Тр-р	24	27	0	0 Михайловка-110 - Михайловка-Н1	5	142,2	8,3	5,7	1	0	0	-7,29053	-3,90114	0	0	0	40,78282
Тр-р	24	28	0	0 Михайловка-110 - Михайловка-Н2	14,7	220,4	3,811	3,327	1	0	0	-4,78913	-2,2374	0	0	0	26,07169
Тр-р	27	25	0	0 Михайловка-Н1 - Михайловка-35	5	0	0	0	0,335	0	0	-4,42698	-1,98943	0	0	0	24,913
Тр-р	28	25	0	0 Михайловка-Н2 - Михайловка-35	14,7	0	0	0	0,335	0	0	-3,06286	-0,9967	0	0	0	16,50354
Тр-р	27	26	0	0 Михайловка-Н1 - Михайловка-10	5	82,7	0	0	0,096	0	0	-2,76234	-1,10846	0	0	0	15,27824
Тр-р	28	26	0	0 Михайловка-Н2 - Михайловка-10	14,7	139	0	0	0,096	0	0	-1,65226	-0,74926	0	0	0	9,295647
Тр-р	30	31	0	0 РГРЭС-220 - РГРЭС-Н-АТ	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	31	29	0	0 РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	31	32	0	0 РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-НН-АТ	3,2	131	0	0	0,047	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	29	35	0	0 РГРЭС-110 - Н1-РГРЭС	0,4	18,6	36,29	29,49	1	0	0	-11,0581	-5,86558	0	0	0	57,52893
Тр-р	35	34	0	0 Н1-РГРЭС - Г7-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	35	37	0	0 Н1-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,3347	0	0	-10,5908	-5,126	0	0	0	54,42543
Тр-р	29	36	0	0 РГРЭС-110 - Н2-РГРЭС	0,4	18,6	36,3	29,5	1	0	0	-11,0814	-6,6194	0	0	0	59,32335
Тр-р	36	33	0	0 Н2-РГРЭС - Г6-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	36	37	0	0 Н2-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,335	0	0	-10,6137	-5,86901	0	0	0	56,15116
Тр-р	41	44	0	0 Хвойная-220 - Хвойная-Н1	1,8	160	8,6	1,03	1	0	0	-2,76821	-1,60845	0	0	0	7,942288
Тр-р	41	45	0	0 Хвойная-220 - Хвойная-Н2	1,9	175	8,7	1,05	1	0	0	-2,54613	-1,51785	0	0	0	7,353476
Тр-р	44	42	0	0 Хвойная-Н1 - Хвойная-110	1,8	0	0	0	0,526	0	0	-0,0459	0,458283	0	0	0	1,146504
Тр-р	45	42	0	0 Хвойная-Н2 - Хвойная-110	1,9	0	0	0	0,526	0	0	0,045881	-0,45828	0	0	0	1,146504
Тр-р	44	43	0	0 Хвойная-Н1 - Хвойная-35	3,6	130	0	0	0,1674	0	0	-2,66624	-1,57533	0	0	0	7,708954
Тр-р	45	43	0	0 Хвойная-Н2 - Хвойная-35	3,8	135	0	0	0,167	0	0	-2,53488	-0,56478	0	0	0	6,464786
ЛЭП	8	9	0	0 БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-39,6053	-5,09806	0	600	189,6663	31,61104
ЛЭП	8	9	0	0 БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-39,6053	-5,09806	0	600	189,6663	31,61104
ЛЭП	9	14	0	0 Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,198	0	0	0	0	-26,1857	-7,2892	0	500	129,6873	25,93745
ЛЭП	9	14	0	0 Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,2	0	0	0	0	-26,1857	-7,28919	0	500	129,6873	25,93746
ЛЭП	8	14	0	0 БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-89,8205	-21,117	0	600	438,1305	73,02176
ЛЭП	8	14	0	0 БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-89,8205	-21,117	0	600	438,1305	73,02176
ЛЭП	14	15	0	0 Центральная-110 - Отп. Владимирова	1,0238	2,6102	-8,69	0	0	0	0	-131,658	-13,7236	0	500	632,8786	126,5757
ЛЭП	15	16	0	0 Отп. Владимирова - Владимирова-110	0,04	0,063	-0,196	0	0	0	0	-2,83129	-2,00136	0	300	16,77545	5,591816
ЛЭП	15	18	0	0 Отп. Владимирова - Волково-110	3,2449	8,2724	-27,54	0	0	0	0	-127,591	-8,71346	0	500	618,5326	123,7065
ЛЭП	18	19	0	0 Волково-110 - Тамбовка-110	4,3	11,19	-37,26	0	0	0	0	-94,2097	12,12262	0	500	474,3177	94,86355
ЛЭП	19	24	0	0 Тамбовка-110 - Михайловка-110	10,23	26,576	-88,48	0	0	0	0	-64,8519	33,96376	0	500	371,8401	74,36801
ЛЭП	24	29	0	0 Михайловка-110 - РГРЭС-110	11,03	28,66	-95,425	0	0	0	0	-48,561	49,87083	0	500	343,3217	68,66435
ЛЭП	30	38	0	0 РГРЭС-220 - Завитая-220	4,272	19,09	-58,74	0	0	0	0	-4,99Е-05	-0,00723	0	600	7,955844	1,325974
ЛЭП	30	38	0	0 РГРЭС-220 - Завитая-220	4,29	19,176	-59,004	0	0	0	0	-4,99Е-05	0,007233	0	600	7,955847	1,325974
ЛЭП	38	51	0	0 Завитая-220 - Варваровка-220	7,6	33,976	-104,544	0	0	0	0	5,108513	3,987969	0	600	15,99014	2,665023
ЛЭП	51	11	0	0 Варваровка-220 - Благовещенская-220	10,752	48,04	-147,84	0	0	0	0	9,982311	0,182448	0	600	31,16357	5,193928
ЛЭП	38	39	0	0 Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	3,811	17,03	-52,404	0	0	0	0	-29,1662	-9,55466	0	600	78,18434	13,03072
ЛЭП	39	41	0	0 Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0148	0,06649	-0,2	0	0	0	0	-1,29859	-0,98647	0	600	4,061862	0,676977
ЛЭП	38	40	0	0 Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	3,81	17,03	-52,4	0	0	0	0	-29,083	-9,51352	0	600	77,95554	12,99259
ЛЭП	40	41	0	0 Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0835	0,373	-1,148	0	0	0	0	-4,01578	-2,06696	0	600	11,27548	1,879246
ЛЭП	42	46	0	0 Хвойная-110 - Озерная-110	8,954	15,67	-48,81	0	0	0	0	0	0	0	300	0	0
ЛЭП	46	47	0	0 Озерная-110 - Отп. Анновка	6,168	10,79	-33,62	0	0	0	0	3,518798	1,408144	0	300	19,78474	6,594912
ЛЭП	47	48	0	0 Отп. Анновка - Анновка-110	0,163	0,286	-0,89	0	0	0	0	-1,00967	-0,38912	0	300	5,653238	1,884413
ЛЭП	47	49	0	0 Отп. Анновка - Полевая-110	4,599	8,0486	-25,07	0	0	0	0	4,535483	1,397013	0	300	24,70332	8,234441
ЛЭП	49	50	0	0 Полевая-110 - Ивановка-110	8,052	14,091	-43,89	0	0	0	0	20,23871	7,202832	0	300	111,5423	37,18075
ЛЭП	50	18	0	0 Ивановка-110 - Волково-110	5,53	9,692	-30,19	0	0	0	0	25,33584	9,769868	0	300	138,0597	46,0199

Расчет вариантов режима



Продолжение приложения Б

Расчет вариантов режима

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta
Ген	1	Г1-БТЭЦ	6,3	0	1	0	0	60	-12,6279	6,9	-20	20	0	6,9	9,52381	13,67771
Нагр	2	Г1-НН1	6,3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	6,902547	9,564239	13,57767
Нагр	3	Г1-НН2	6,3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	6,902547	9,564239	13,57767
Нагр	4	Г1-Н	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	121,023	10,02091	13,5702
Ген	5	Г2-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	110	28,96325	11	-50	50	0	0	0	26,16302
Ген+	6	Г3-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	110	50	11	-50	50	0	10,95215	4,306234	14,40216
Ген+	7	Г4-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	124	50	11	-50	50	0	10,85854	3,414648	13,67004
Нагр	8	БТЭЦ-110	115	0	1	32,8	14,2	0	0	0	0	0	0	122,6487	6,651085	9,501082
Нагр	9	Благовещенская-110	115	0	1	141	17	0	0	0	0	0	0	122,1516	6,218775	8,916003
Нагр	10	Благовещенская-35	38	0	1	1,9	0,76	0	0	0	0	0	0	38,83203	2,189545	8,783034
База	11	Благовещенская-220	230	0	1	2,9	1,16	122,8222	9,998524	234	0	0	0	234	1,73913	12,32341
Нагр	12	Благовещенская-Н1	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	232,3383	1,016658	8,913963
Нагр	13	Благовещенская-Н2	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	232,3383	1,016658	8,913963
Нагр	14	Центральная-110	115	0	1	99,6	40,4	0	0	0	0	0	0	121,9058	6,005044	8,673377
Нагр	15	Отп. Владимирова	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	121,4583	5,615946	7,991226
Нагр	16	Владимирова-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	121,4564	5,614229	7,990844
Нагр	17	Владимирова-10	10,5	0	1	2,7	1,8	0	0	0	0	0	0	11,52638	9,775034	7,283149
Нагр	18	Волково-110	115	0	1	4	1,8	0	0	0	0	0	0	120,344	4,646967	5,870687
Нагр	19	Тамбовка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	119,978	4,32872	3,654937
Нагр	20	Тамбовка-35	38	0	1	4,23	1,69	0	0	0	0	0	0	38,57664	1,517466	-0,6879
Нагр	21	Тамбовка-10	10,5	0	1	21,88	8,76	0	0	0	0	0	0	10,83813	3,22027	-3,05168
Нагр	22	Тамбовка-Н1	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,2962	0,257548	-0,70583
Нагр	23	Тамбовка-Н2	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,3008	0,261532	-0,69344
Нагр	24	Михайловка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	122,14	6,208684	-0,40859
Нагр	25	Михайловка-35	38	0	1	7,47	2,988	0	0	0	0	0	0	39,40009	3,684452	-4,38104
Нагр	26	Михайловка-10	10,5	0	1	4,41	1,764	0	0	0	0	0	0	11,22465	6,901445	-5,35012
Нагр	27	Михайловка-Н1	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	117,8001	2,434859	-4,4222
Нагр	28	Михайловка-Н2	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	117,9937	2,603192	-4,44156
Нагр	29	РГРЭС-110	115	0	1	22,59	9,036	0	80	0	0	0	0	130,4563	13,44027	-7,3925
Нагр	30	РГРЭС-220	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	234,1319	1,796461	11,60364
Нагр	31	РГРЭС-Н-АТ	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,346015
Нагр	32	РГРЭС-НН-АТ	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,346015
Ген	33	Г6-РГРЭС	10,5	0	1	0	0	50	-4,63167	11	-20	20	0	0	0	18,17811
Ген	34	Г7-РГРЭС	10,5	0	1	0	0	33	-5,12376	11	-10	10	0	0	0	17,29723
Нагр	35	Н1-РГРЭС	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	129,6837	12,76843	-8,05273
Нагр	36	Н2-РГРЭС	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	129,5677	12,66756	-8,05384
Нагр	37	РГРЭС-35	38	0	1	21,2	11	0	0	0	0	0	0	43,3942	14,19526	-8,04578
База	38	Завитая-220	230	0	1	4,1	1,2	57,24107	9,831206	234	0	0	0	234	1,73913	11,61086
Нагр	39	Короли/т-Хвойная	230	0	1	27,8	11,12	0	0	0	0	0	0	232,7333	1,188402	11,13235
Нагр	40	Белогорск/т-Хвойная	230	0	1	25	10	0	0	0	0	0	0	232,7378	1,190331	11,13367
Нагр	41	Хвойная-220	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	232,733	1,188243	11,13227
Нагр	42	Хвойная-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	121,997	6,084369	10,67291
Нагр	43	Хвойная-35	38	0	1	5,2	2,1	0	0	0	0	0	0	38,67177	1,767825	10,30921
Нагр	44	Хвойная-Н1	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	231,9339	0,84081	10,67379
Нагр	45	Хвойная-Н2	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	231,9331	0,840492	10,67199
Нагр	46	Озерная-110	115	0	1	3,52	1,408	0	0	0	0	0	0	115,5698	0,49545	3,869889
Нагр	47	Отп. Анновка	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,8684	0,755155	4,001164
Нагр	48	Анновка-110	115	0	1	1,01	0,4	0	0	0	0	0	0	115,866	0,753074	4,000205
Нагр	49	Полевая-110	115	0	1	15,7	6,1	0	0	0	0	0	0	116,1314	0,983796	4,133351
Нагр	50	Ивановка-110	115	0	1	4,8	2,6	0	0	0	0	0	0	118,3811	2,940121	5,092806
Нагр	51	Варваровка-220	230	0	1	4,78	1,91	0	0	0	0	0	0	234,3304	1,882798	11,78328

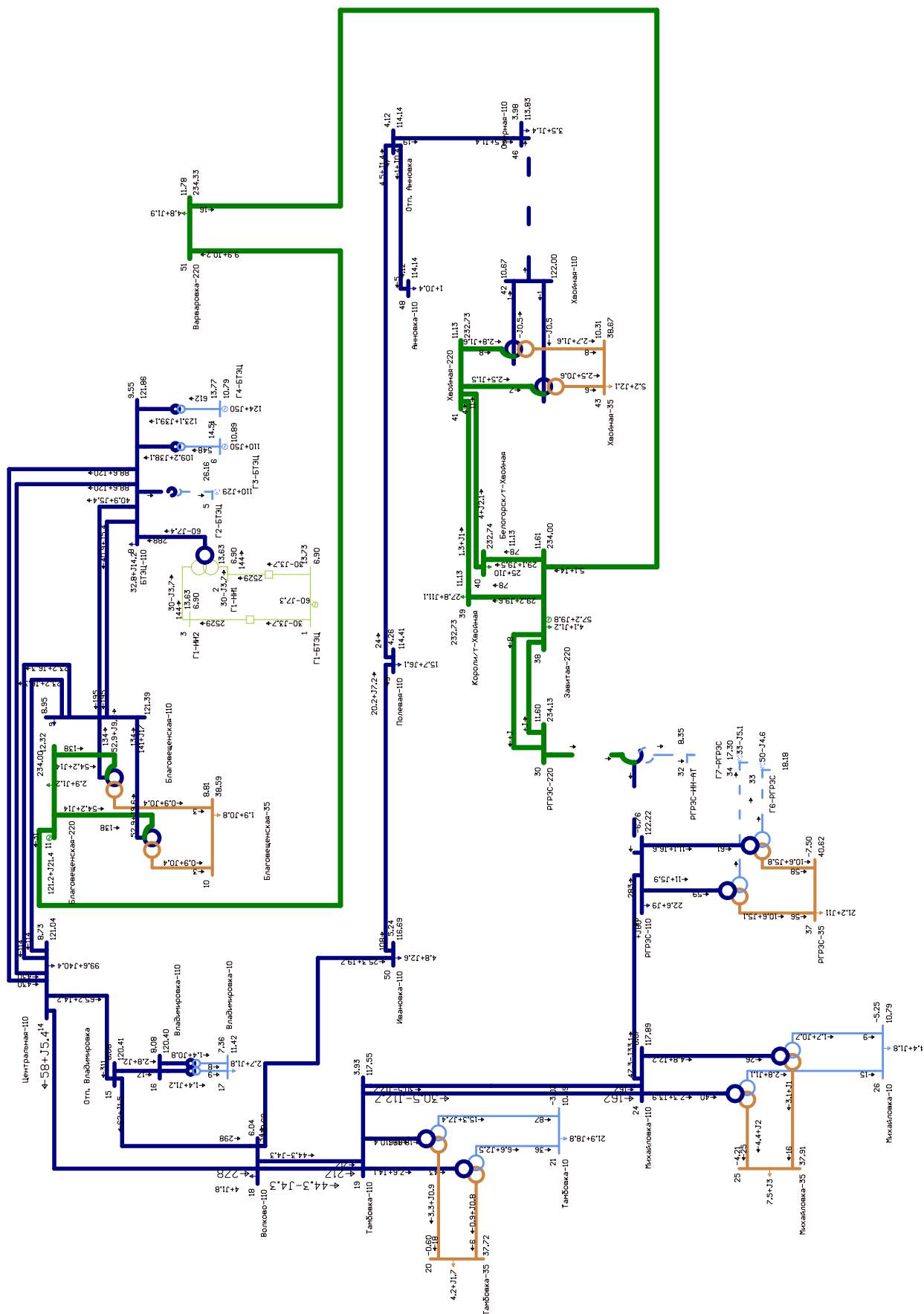
Продолжение приложения Б

Расчет вариантов режима

	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы/Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Idоп_расч	l_max	l_загр.	
Выкл	1	2	0	0 Г1-БТЭЦ - Г1-НН1	0	0	0	0	0	0	0	-30	6,313929	0	0	2565,211	0	
Выкл	1	3	0	0 Г1-БТЭЦ - Г1-НН2	0	0	0	0	0	0	0	-30	6,313929	0	0	2565,211	0	
Тр-р	4	2	0	0 Г1-Н - Г1-НН1	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,98076	-6,36868	0	0	146,2171	0	
Тр-р	4	3	0	0 Г1-Н - Г1-НН2	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,98076	-6,36868	0	0	146,2171	0	
Тр-р	4	8	0	0 Г1-Н - БТЭЦ-110	1,2	17,4	36,29	23,44	1	0	0	-59,9615	12,7373	0	0	292,4341	0	
Тр-р	8	5	0	0 БТЭЦ-110 - Г2-БТЭЦ	0,37	12,3	46,95	27,32	0,086	0	0	0	0	0	0	0	0	
Тр-р	8	6	0	0 БТЭЦ-110 - Г3-БТЭЦ	0,37	12,3	47	27,3	0,086	0	0	109,2529	38,23573	0	0	544,8775	0	
Тр-р	8	7	0	0 БТЭЦ-110 - Г4-БТЭЦ	0,3	9,2	54,64	34,15	0,086	0	0	123,1489	38,86233	0	0	607,8846	0	
Тр-р	11	12	0	0 Благовещенская-220 - Благовещенская-Н1	0,55	59,2	11,81	5,76	1	0	0	-55,0028	-8,33221	0	0	137,2572	0	
Тр-р	11	13	0	0 Благовещенская-220 - Благовещенская-Н2	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	-55,005	-8,33167	0	0	137,2624	0	
Тр-р	12	9	0	0 Благовещенская-Н1 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-53,7067	-4,0038	0	0	133,8291	0	
Тр-р	13	9	0	0 Благовещенская-Н2 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-53,7067	-4,0038	0	0	133,8291	0	
Тр-р	12	10	0	0 Благовещенская-Н1 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,95006	-0,38254	0	0	2,545044	0	
Тр-р	13	10	0	0 Благовещенская-Н2 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,95006	-0,38254	0	0	2,545044	0	
Тр-р	16	17	0	0 Владимировка-110 - Владимировка-10	7,95	139	5,29	4,53	0,0956	0	0	-1,40848	-0,78487	0	0	7,664631	0	
Тр-р	16	17	0	0 Владимировка-110 - Владимировка-10	7,95	139	5,3	4,5	0,096	0	0	-1,42765	-1,22282	0	0	8,935547	0	
Тр-р	19	22	0	0 Тамбовка-110 - Тамбовка-Н1	5	142,2	8,317	5,74	1	0	0	-7,6188	-4,08656	0	0	14,60369	0	
Тр-р	19	23	0	0 Тамбовка-110 - Тамбовка-Н2	1,5	56,9	13,23	10,58	1	0	0	-18,8513	-10,2597	0	0	103,2798	0	
Тр-р	22	20	0	0 Тамбовка-Н1 - Тамбовка-35	5	0	0	0	0,3347	0	0	-0,89537	-0,83184	0	0	6,119952	0	
Тр-р	23	20	0	0 Тамбовка-Н2 - Тамбовка-35	1,5	0	0	0	0,3347	0	0	-3,33652	-0,85814	0	0	17,25082	0	
Тр-р	22	21	0	0 Тамбовка-Н1 - Тамбовка-10	5	82,7	0	0	0,0956	0	0	-6,61561	-2,4185	0	0	35,27222	0	
Тр-р	23	21	0	0 Тамбовка-Н2 - Тамбовка-10	1,5	35,7	0	0	0,096	0	0	-15,3155	-7,42821	0	0	85,23417	0	
Тр-р	24	27	0	0 Михайловка-110 - Михайловка-Н1	5	142,2	8,3	5,7	1	0	0	-7,29799	-3,84603	0	0	38,99456	0	
Тр-р	24	28	0	0 Михайловка-110 - Михайловка-Н2	14,7	220,4	3,811	3,327	1	0	0	-4,79143	-2,20029	0	0	24,9228	0	
Тр-р	27	25	0	0 Михайловка-Н1 - Михайловка-35	5	0	0	0	0,335	0	0	-4,42702	-1,99077	0	0	23,79015	0	
Тр-р	28	25	0	0 Михайловка-Н2 - Михайловка-35	14,7	0	0	0	0,335	0	0	-3,06239	-0,9972	0	0	15,75889	0	
Тр-р	27	26	0	0 Михайловка-Н1 - Михайловка-10	5	82,7	0	0	0,096	0	0	-2,76388	-1,10344	0	0	14,58571	0	
Тр-р	28	26	0	0 Михайловка-Н2 - Михайловка-10	14,7	139	0	0	0,096	0	0	-1,65274	-0,74617	0	0	8,872936	0	
Тр-р	30	31	0	0 РГРЭС-220 - РГРЭС-Н-АТ	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	0	0	0	0	0	0	
Тр-р	31	29	0	0 РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	0	0	0	0	0	0	
Тр-р	31	32	0	0 РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-НН-АТ	3,2	131	0	0	0,047	0	0	0	0	0	0	0	0	
Тр-р	29	35	0	0 РГРЭС-110 - Н1-РГРЭС	0,4	18,6	36,29	29,49	1	0	0	-11,0958	-5,86914	0	0	55,5522	0	
Тр-р	35	34	0	0 Н1-РГРЭС - Г7-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	0	0	0	0	0	0	
Тр-р	35	37	0	0 Н1-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,3347	0	0	-10,5906	-5,0987	0	0	52,32904	0	
Тр-р	29	36	0	0 РГРЭС-110 - Н2-РГРЭС	0,4	18,6	36,3	29,5	1	0	0	-11,1216	-6,68249	0	0	57,4217	0	
Тр-р	36	33	0	0 Н2-РГРЭС - Г6-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	0	0	0	0	0	0	
Тр-р	36	37	0	0 Н2-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,335	0	0	-10,6161	-5,90123	0	0	54,12242	0	
Тр-р	41	44	0	0 Хвойная-220 - Хвойная-Н1	1,8	160	8,6	1,03	1	0	0	-2,76821	-1,60845	0	0	7,942288	0	
Тр-р	41	45	0	0 Хвойная-220 - Хвойная-Н2	1,9	175	8,7	1,05	1	0	0	-2,54613	-1,51785	0	0	7,353476	0	
Тр-р	44	42	0	0 Хвойная-Н1 - Хвойная-110	1,8	0	0	0	0,526	0	0	-0,0459	0,458283	0	0	1,146504	0	
Тр-р	45	42	0	0 Хвойная-Н2 - Хвойная-110	1,9	0	0	0	0,526	0	0	0,045881	-0,45828	0	0	1,146504	0	
Тр-р	44	43	0	0 Хвойная-Н1 - Хвойная-35	3,6	130	0	0	0,1674	0	0	-2,66624	-1,57533	0	0	7,708954	0	
Тр-р	45	43	0	0 Хвойная-Н2 - Хвойная-35	3,8	135	0	0	0,167	0	0	-2,53488	-0,56478	0	0	6,464786	0	
ЛЭП	8	9	0	0 БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-40,4077	-6,38289	0	600	192,7024	32,11707	
ЛЭП	8	9	0	0 БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-40,4077	-6,38289	0	600	192,7024	32,11707	
ЛЭП	9	14	0	0 Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,198	0	0	0	0	-23,4894	-1,63221	0	500	111,3358	22,26715	
ЛЭП	9	14	0	0 Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,2	0	0	0	0	-23,4894	-1,63219	0	500	111,3358	22,26715	
ЛЭП	8	14	0	0 БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-89,0506	-16,2161	0	600	426,1804	71,03007	
ЛЭП	8	14	0	0 БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-89,0506	-16,2161	0	600	426,1804	71,03007	
ЛЭП	14	15	0	0 Центральная-110 - Отп. Владимировка	1,0238	2,6102	-8,69	0	0	0	0	-65,7705	4,561638	0	500	312,2399	62,44799	
ЛЭП	15	16	0	0 Отп. Владимировка - Владимировка-110	0,04	0,063	-0,196	0	0	0	0	-2,83617	-2,00485	0	300	16,51787	5,505956	
ЛЭП	15	18	0	0 Отп. Владимировка - Волково-110	3,2449	8,2724	-27,54	0	0	0	0	-62,635	7,201147	0	500	299,6955	59,9391	
ЛЭП	18	19	0	0 Волково-110 - Тамбовка-110	4,3	11,19	-37,26	0	0	0	0	-45,1091	12,70319	0	500	224,8281	44,96561	
ЛЭП	18	19	0	0 Волково-110 - Тамбовка-110	4,3	11,19	-37,26	0	0	0	0	-45,1091	12,70319	0	500	224,8281	44,96561	
ЛЭП	19	24	0	0 Тамбовка-110 - Михайловка-110	10,23	26,576	-88,48	0	0	0	0	-31,2239	21,02999	0	500	181,1557	36,23114	
ЛЭП	19	24	0	0 Тамбовка-110 - Михайловка-110	10,23	26,576	-88,48	0	0	0	0	-31,2239	21,02999	0	500	181,1557	36,23114	
ЛЭП	24	29	0	0 Михайловка-110 - РГРЭС-110	11,03	28,66	-95,425	0	0	0	0	-48,3815	50,64826	0	500	331,09	66,21801	
ЛЭП	30	38	0	0 РГРЭС-220 - Завитая-220	4,272	19,09	-58,74	0	0	0	0	-4,99Е-05	-0,00723	0	600	7,955844	1,325974	
ЛЭП	30	38	0	0 РГРЭС-220 - Завитая-220	4,29	19,176	-59,004	0	0	0	0	-4,99Е-05	0,007233	0	600	7,955847	1,325974	
ЛЭП	38	51	0	0 Завитая-220 - Варваровка-220	7,6	33,976	-104,544	0	0	0	0	5,108513	3,987969	0	600	15,99014	2,665023	
ЛЭП	51	11	0	0 Варваровка-220 - Благовещенская-220	10,752	48,04	-147,84	0	0	0	0	9,982311	0,182448	0	600	31,16357	5,193928	
ЛЭП	38	39	0	0 Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	3,811	17,03	-52,404	0	0	0	0	-29,1662	-9,55466	0	600	78,18434	13,03072	
ЛЭП	39	41	0	0 Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0148	0,06649	-0,2	0	0	0	0	-1,29859	-0,98647	0	600	4,061862	0,676977	
ЛЭП	38	40	0	0 Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	3,81	17,03	-52,4	0	0	0	0	-29,083	-9,51352	0	600	77,95554	12,99259	
ЛЭП	40	41	0	0 Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0835	0,373	-1,148	0	0	0	0	-4,01578	-2,06696	0	600	11,27548	1,879246	
ЛЭП	42	46	0	0 Хвойная-110 - Озерная-110	8,954	15,67	-48,81	0	0	0	0	0	0	0	0	300	0	0
ЛЭП	46	47	0	0 Озерная-110 - Отп. Анновка	6,168	10,79	-33,62	0	0	0	0	3,519975	1,408003	0	300	18,93931	6,313105	
ЛЭП	47	48	0	0 Отп. Анновка - Анновка-110</														

Продолжение приложения Б

Расчет вариантов режима



Приложения В

Расчет экономической эффективности

*Сравнить варианты по дисконтированным затратам. Определить оптимальный.

Укрупнённые стоимостные показатели взяты из СТО
5694700729.240.124-2012.

Расчёт приведённых затрат.

$$Z := E \cdot K + И$$

$$E := 0.1$$

Капиталовложения на сооружение сети:

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

Капиталовложения в строительство ВЛ:

$$K_{вл} := C_0 \cdot l$$

Капиталовложения в строительство ВЛ:

$$K_{вл} := C_0 \cdot l$$

$C_{240.2} := 3210$	тыс.руб/км	$C_{185.2} := 3040$	тыс.руб/км	$C_{150.2} := 2860$	тыс.руб/км	C_1
$C_{240} := 2000$	тыс.руб/км	$C_{185} := 1970$	тыс.руб/км	$C_{150} := 1900$	тыс.руб/км	C_1

Вариант №1.

$$K_{вл1} := C_{240} \cdot l_{11} = 220000 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{инф} := 12.1$$

Итоговая стоимость ВЛ:

$$I_{11} := l_{11} = 110$$

$$K_{отз1} := (70 \cdot 7 \cdot I_{11}) + 95 \cdot I_{11} = 6.435 \times 10^4$$

$$K_{\Sigma вл1} := (K_{вл1} + K_{отз1}) \cdot K_{инф} = 3440635 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{вл2} := C_{185} \cdot l_{12} = 216700$$

Итоговая стоимость ВЛ:

$$I_{12} := l_{12} = 110$$

$$K_{отз2} := (70 \cdot 7 \cdot I_{12}) + 95 \cdot I_{12} = 6.435 \times 10^4$$

$$K_{\Sigma вл2} := (K_{вл2} + K_{отз2}) \cdot K_{инф} = 3400705 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложения В

Расчет экономической эффективности

Капиталовложения в строительство ПС:

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

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

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

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

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

$$K_{\text{пост}} := 47500 \quad \text{тыс.руб} \quad K_{\text{отвезем}} := 59 \cdot 7 = 413 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ру1}} := 289000 = 2.89 \times 10^5$$

$$K_{\text{тр10}} := 4100 \quad \text{тыс.руб} \quad K_{\text{тр6.3}} := 3600 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр16}} := 5900 \quad \text{тыс.руб} \quad K_{\text{ВЫК110}} := 12500 \quad K_{\text{ВЫК220}} := 12500$$

$$K_{\text{тр25}} := 7100 \quad \text{тыс.руб} \quad K_{\text{тр63}} := 9200 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр40}} := 12000 \quad \text{тыс.руб}$$

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

$$K_{\text{тр1}} := (K_{\text{тр125}}) \cdot 2 = 4.68 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр2}} := (K_{\text{тр125}}) \cdot 1 = 2.34 \times 10^4$$

$$K_{\text{ку1}} := 6800$$

$$K_{\text{ору1}} := K_{\text{ру1}} + K_{\text{ВЫК110}} = 3.015 \times 10^5$$

$$K_{\text{ору2}} := K_{\text{ру1}} + 5K_{\text{ВЫК110}} = 3.515 \times 10^5$$

$$K_{\text{пс1}} := K_{\text{пост}} + K_{\text{ору1}} + K_{\text{тр1}} = 3.958 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс2}} := K_{\text{пост}} + K_{\text{ору2}} + K_{\text{тр2}} + 2K_{\text{ку1}} = 4.36 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Итоговые капиталовложения на сооружение ПС:

$$K_{\Sigma \text{пс1}} := K_{\text{пс1}} \cdot K_{\text{инф}} = 4.789 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\Sigma \text{пс2}} := K_{\text{пс2}} \cdot K_{\text{инф}} = 5.276 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения на сооружение сети:

Продолжение приложения В
Расчет экономической эффективности

Вариант №1.

$$K_1 := (K_{\Sigma \text{вл}1} + K_{\Sigma \text{пс}1}) = 8229815 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$K_2 := (K_{\Sigma \text{вл}2} + K_{\Sigma \text{пс}2}) = 8.676 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

$$И := И_{\text{э}} + И_{\text{ам}} + И_{\Delta W}$$

Эксплуатационные издержки:

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

Вариант №1.

$$И_{\text{э}1} := \alpha_{\text{э.вл}} \cdot K_{\Sigma \text{вл}1} + \alpha_{\text{э.пс}} \cdot K_{\Sigma \text{пс}1} = 2.635 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$И_{\text{э}2} := \alpha_{\text{э.вл}} \cdot K_{\Sigma \text{вл}2} + \alpha_{\text{э.пс}} \cdot K_{\Sigma \text{пс}2} = 2.876 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Амортизационные издержки:

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

Вариант №1.

$$И_{\text{ам}1} := \frac{K_{\Sigma \text{вл}1}}{T_{\text{сл.вл}}} + \frac{K_{\Sigma \text{пс}1}}{T_{\text{сл.пс}}} = 4.688 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$И_{\text{ам}2} := \frac{K_{\Sigma \text{вл}2}}{T_{\text{сл.вл}}} + \frac{K_{\Sigma \text{пс}2}}{T_{\text{сл.пс}}} = 4.905 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

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

Потери электроэнергии:

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

Потери в ВЛ:

Вариант №1.

$$T := 5500 \quad \text{ч}$$

Продолжение приложения В
Расчет экономической эффективности

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{\text{вл1}} := 5500$$

Вариант №2.

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{\text{вл2}} := 5600$$

Потери электрической энергии в трансформаторах:

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Sigma W_{\text{тр}} := 1620$$

Суммарные потери в сети:

Вариант №1.

$$\Sigma W_1 := (\Sigma W_{\text{вл1}} + \Sigma W_{\text{тр}}) = 7.12 \times 10^3$$

Вариант №2.

$$\Sigma W_2 := (\Sigma W_{\text{вл2}} + \Sigma W_{\text{тр}}) = 7.22 \times 10^3$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 := 2.84 \text{ руб/кВт*ч}$$

Вариант №1.

$$I_{\Delta W1} := (\Sigma W_1 \cdot C_0) = 20220.8 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{\Delta W2} := (\Sigma W_2 \cdot C_0) = 2.05 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

Вариант №1.

$$I_1 := I_{\Sigma 1} + I_{\Sigma 2} + I_{\Delta W1} = 7.526 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_2 := I_{\Sigma 2} + I_{\Sigma 3} + I_{\Delta W2} = 7.986 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложения В
Расчет экономической эффективности

Приведённые затраты:

Вариант №1.

$$З_1 := E \cdot K_1 + И_1 = 1575580.412 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$З_2 := E \cdot K_2 + И_2 = 1.6662139 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$З_2 - З_1 = 9.063 \times 10^4$$

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

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

Годовая прибыль:

$$O := W_{\text{год}} \cdot T_3 \quad T_3 := 2 \quad \text{руб/кВт*ч}$$

Переданная электроэнергия за год:

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

$$S_{\text{ном1}} := 125000 \quad \text{кВт} \quad n := 2 \quad k_{\text{лном}} := 0.5$$

$$S_{p1} := n \cdot S_{\text{ном1}} \cdot k_{\text{лном}} = 1.25 \times 10^5 \quad \text{кВА}$$

$$\cos\phi_1 := 1$$

$$P_{p1} := S_{p1} \cdot \cos\phi_1 = 1.25 \times 10^5 \quad \text{кВт}$$

$$P_p := P_{p1} = 1.25 \times 10^5 \quad \text{кВт}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 1.095 \times 10^9 \quad \text{кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_3) \cdot 10^{-3} = 2.19 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$И := И_2 - И_{\text{ам2}} = 3.081 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\Pi_{\text{год}} := O - И = 1.882 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложения В
Расчет экономической эффективности

Налог на прибыль:

$$H := \Pi_{\text{год}} \cdot 0.24 = 4.517 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

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

Капиталовложения в первый год:

$$K_{t1} := 0.4 \cdot K_1 = 3.292 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{t2} := 0.6 \cdot K_1 = 4.938 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Первый год:

$$E_n := 0.08$$

$$\Delta_1 := -И - K_{t1} = -3.6 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_1 := \frac{\Delta_1}{(1 + E_n)^1} = -3.333 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_{1.} := \text{чдд}_1 = -3.333 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Второй год:

$$\Delta_2 := -И - K_{t2} = -5.246 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_2 := \frac{\Delta_2}{(1 + E_n)^2} = -4.498 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_{2.} := \text{чдд}_{1.} + \text{чдд}_2 = -7.831 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Третий год:

$$\Delta_3 := О - И - Н = 1.43 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_3 := \frac{\Delta_3}{(1 + E_n)^3} = 1.135 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложения В
Расчет экономической эффективности

$$\text{ЧДД}_3 := \text{ЧДД}_2 + \text{ЧДД}_3 = -6.696 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{Э} := \text{Э}_3 = 1.43 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^4} = 1.051 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \text{ЧДД}_3 + \text{ЧДД}_4 = -5.644 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_5 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^5} = 9.734 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_5 := \text{ЧДД}_4 + \text{ЧДД}_5 = -4.671 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_6 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^6} = 9.013 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_6 := \text{ЧДД}_5 + \text{ЧДД}_6 = -3.77 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_7 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^7} = 8.345 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_7 := \text{ЧДД}_6 + \text{ЧДД}_7 = -2.935 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_8 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^8} = 7.727 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_8 := \text{ЧДД}_7 + \text{ЧДД}_8 = -2.162 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_9 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^9} = 7.155 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_9 := \text{ЧДД}_8 + \text{ЧДД}_9 = -1.447 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_{10} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{10}} = 6.625 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{10} := \text{ЧДД}_9 + \text{ЧДД}_{10} = -7.843 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{11} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{11}} = 6.134 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{11} := \text{ЧДД}_{10} + \text{ЧДД}_{11} = -1.709 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{12} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{12}} = 5.68 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{12} := \text{ЧДД}_{11} + \text{ЧДД}_{12} = 3.97 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{13} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{13}} = 5.259 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{13} := \text{ЧДД}_{12} + \text{ЧДД}_{13} = 9.229 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{14} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{14}} = 4.869 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{14} := \text{ЧДД}_{13} + \text{ЧДД}_{14} = 1.41 \times 10^6$$

Продолжение приложения В

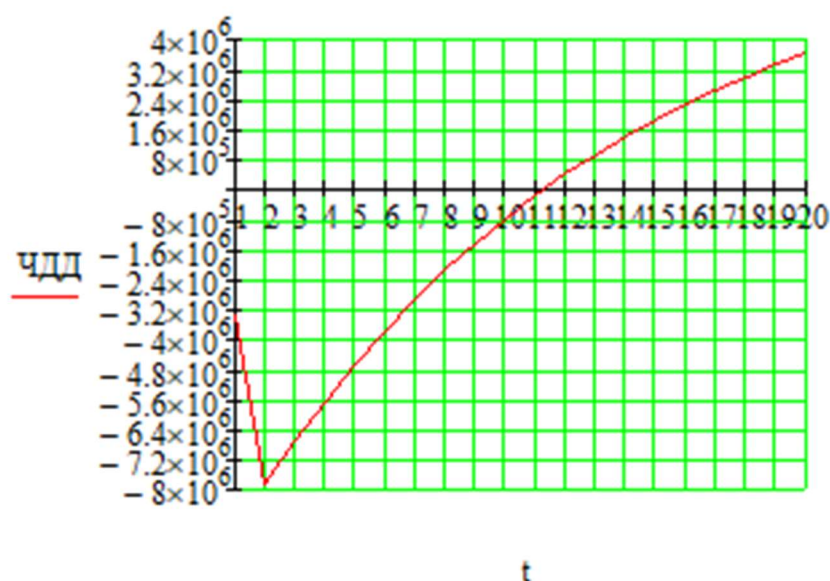
Расчет экономической эффективности

$\text{ЧДД}_{15} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{15}} = 4.509 \times 10^5$	тыс.руб $\text{ЧДД}_{15.} := \text{ЧДД}_{14.} + \text{ЧДД}_{15} = 1.861 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{16} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{16}} = 4.175 \times 10^5$	тыс.руб $\text{ЧДД}_{16.} := \text{ЧДД}_{15.} + \text{ЧДД}_{16} = 2.278 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{17} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{17}} = 3.866 \times 10^5$	тыс.руб $\text{ЧДД}_{17.} := \text{ЧДД}_{16.} + \text{ЧДД}_{17} = 2.665 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{18} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{18}} = 3.579 \times 10^5$	тыс.руб $\text{ЧДД}_{18.} := \text{ЧДД}_{17.} + \text{ЧДД}_{18} = 3.023 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{19} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{19}} = 3.314 \times 10^5$	тыс.руб $\text{ЧДД}_{19.} := \text{ЧДД}_{18.} + \text{ЧДД}_{19} = 3.354 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{20} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{20}} = 3.069 \times 10^5$	тыс.руб $\text{ЧДД}_{20.} := \text{ЧДД}_{19.} + \text{ЧДД}_{20} = 3.661 \times 10^6$

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

Продолжение приложения В

Расчет экономической эффективности



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_1} + 1 = 1.445$$

$\text{ИДД} > 1$, следовательно, проект экономически эффективен.

*Определить простой и дисконтированный сроки окупаемости.

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

Чистый доход:

$$\text{ЧД}_1 := \text{Э}_1 = -3.6 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_1 := \text{ЧД}_1 = -3.6 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_2 := \text{Э}_2 = -5.246 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_2 := \text{ЧД}_1 + \text{ЧД}_2 = -8.846 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_3 := \text{Э} = 1.43 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_3 := \text{ЧД}_2 + \text{ЧД}_3 = -7.416 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_4 := \text{Э} = 1.43 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

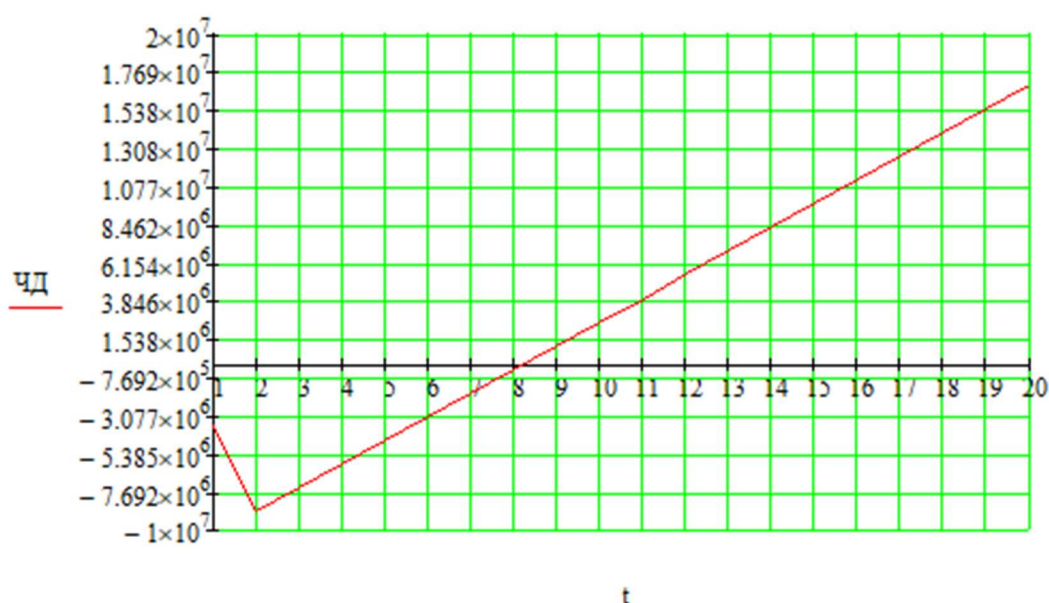
$$\text{ЧД}_4 := \text{ЧД}_3 + \text{ЧД}_4 = -5.985 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_5 := \text{Э} = 1.43 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_5 := \text{ЧД}_4 + \text{ЧД}_5 = -4.555 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_6 := \text{Э} = 1.43 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложения В
Расчет экономической эффективности



Простой срок окупаемости составит 11 лет.

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

Дисконтированный срок окупаемости составит 8 лет.

*Рассчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

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

$$R_1 := \frac{\Xi_1}{K_1} \cdot 100 = -43.744 \quad \%$$

$$R_2 := \frac{\Xi_2}{K_1} \cdot 100 = -63.744 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\Xi_3}{K_1} \cdot 100 = 17.379 \quad \%$$

Выводы: Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 8230000 миллионов руб. составит 11 лет. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций $ИДД > 1$ ($ИДД = 1.445$). Рентабельность проекта составит 17.379 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).