

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

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20__ г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Инновационное развитие электрических сетей напряжением 500 кВ с центром питания Зейская ГЭС при вводе переключательного пункта Агорта

Исполнитель

студент группы 042-ом

подпись, дата

М.А. Гринь

Руководитель

профессор, докт. техн.
наук

подпись, дата

Н.В. Савина

Руководитель

научного содержания
программы магистратуры
профессор, докт. техн.
наук

подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Н. Козлов

Рецензент

подпись, дата

Н.А. Барзыкин

Благовещенск 2022

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

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Гриня Максима Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Инновационное развитие электрических сетей напряжением 500 кВ с центром питания
Зейская ГЭС при вводе переключательного пункта Агорта

(утверждено приказом от 07.02.2022 № 228-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта): 10.06.2022

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема
электрической сети Амурской области, контрольные замеры зимнего и летнего периода ПАО
«ФСК ЕС», схемы потокораспределения Амурской области.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке
вопросов): характеристика рассматриваемого энергорайона Амурской области, режимный
анализ сети, проектирование вариантов развития сети, выбор оборудования, технико-
экономический расчёт вариантов развития сети.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем,
программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 190 страниц, 22 рисунка, 49
таблиц, 6 приложений, 52 источника, 45 формул, 2 листа чертежей.

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

7. Дата выдачи задания: 15.03.2022

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна, Зав.
кафедрой Энергетики, профессор, доктор технических наук.

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 190 стр., 22 рисунок, 49 таблиц, 6 приложений, 52 источник, 45 формул.

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

В данной магистерской диссертации была поставлена задача «Проектирование развития электрической сети Амурской области в связи с подключением ПП Агорта с использованием инновационного оборудования». Для решения данной задачи были рассмотрены несколько вариантов решения.

Для этого определён эквивалент рассматриваемого участка сети. Осуществлён структурный анализ электрической сети рассматриваемого района. Произведены расчёты нормальных и послеаварийных режимов существующей сети, выполнен анализ этих режимов и определены слабые места электрической сети данного района. Расчёты режимов электрической сети проводились с использованием комплекса RastrWin. Осуществлён расчёт вероятностных характеристик и прогноз электрических нагрузок района проектирования. На основании результатов расчётов и анализа режимов разработаны варианты подключения ПП Агорта. Проведена техническая проработка предложенных вариантов. Выполнен выбор оптимального варианта подключения на основании расчёта экономической эффективности.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Анализ современного состояния схемно–режимной ситуации в электрических сетях Амурской области	10
1.1 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети	10
1.2 Экономическая характеристика Амурской области	12
1.3 Климатические характеристики и территориальные особенности Амурской	14
1.4 Структурный анализ электроэнергетической системы района	15
1.4.1 Характеристика источников питания	15
1.4.2 Структурный анализ ЛЭП	20
1.4.3 Структурный анализ ПС	23
1.5 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети	26
1.6 Выводы	63
2 Характеристика инновационного оборудования, применяемого подстанциях 500 кВ	64
2.1 Инновационные технологии, применяемые для проектирования подстанций	64
2.1.1 Применение КРУЭ при проектировании распределительных устройств	64
2.1.2 Применение цифровой подстанции (переключательный пункт)	65
2.2 Выводы	73
3 Проектирование развития электрической сети амурской области в связи с подключением ПП Агорта	74
3.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе	74
3.2 Техническая проработка вариантов развития электрической сети	78

3.2.1 Вариант развития электрической сети при подключении ПП Агорта к существующим сетям на напряжение 500 кВ к ВЛ ЗГЭС – Амурская №1	79
3.2.2 Вариант развития электрической сети при подключении ПП Агорта к Зейской ГЭС на напряжение 500 кВ	103
3.2.3 Вариант развития электрической сети при подключении ПП Агорта к существующим сетям на напряжение 500 кВ к ВЛ ЗГЭС – Амурская №1,2	117
3.3 Выводы	131
4 Выбор оптимального варианта развития сети	132
4.1 Капиталовложения	132
4.2 Расчет эксплуатационных издержек	134
4.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети	135
4.4 Ущерб от отказа или нарушения электроснабжения	136
4.5 Оценка экономической эффективности проекта	138
4.6 Выводы	143
Заключение	144
Библиографический список	145
Приложение А Граф рассматриваемого эквивалента сети	150
Приложение Б Расчёт в программе Mathcad	151
Приложение В Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима	166
Приложение Г Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1	172
Приложение Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2	179
Приложение Е Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3	185

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

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

ВВЕДЕНИЕ

В данной магистерской диссертации проводится разработка инновационного развития электрической сети напряжением 500 кВ с центром питания Зейская ГЭС при вводе ПП Агорта в Амурской области, с целью подключение новых социально–экономически значимых объектов, улучшить качество электроэнергии, решение проблемы с дефицитом электрической энергии в Западном энергорайоне Амурской области и повысить надёжность электроснабжения потребителей электрической сети.

Актуальность темы обусловлена экономическим развитием Амурской области в связи со строительством АГХК, увеличением требуемой мощности в Западном энергорайоне Амурской области.

Объект исследования – электрические сети 500 кВ Амурской области.

Предмет исследования – инновационные технологии применяемые в линии электропередачи и на переключательном пункте.

Целью данной магистерской диссертации является проектирование инновационной схемы электрических сетей 500 кВ с центром питания Зейская ГЭС при вводе ПП Агорта.

Для достижения указанной цели необходимо решить следующие задачи:

- 1) выявить основные климатические и территориальные особенности района проектирования;
- 2) произвести анализ схемно–режимной ситуации электрической сети, к которой планируется ввод ПП Агорта;
- 3) разработать мероприятия, направленные на повышение эффективности функционирования заданного района в нормальных и послеаварийных режимах;
- 4) выбрать основные характеристики технических устройств для реализации предложенных мероприятий,

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

б) произвести расчет токов КЗ и выбрать вводные выключатели для подключения ПП Агорта;

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

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

Практическая значимость работы заключается в том, что в результате мы получаем экономически выгодное и инновационное технически-схемное решение по осуществлению эффективного, а также надёжного электроснабжения социально–экономически значимых объектов, и Западного энергорайона Амурской области в котором присутствует проблема с дефицитом электрической энергии, при вводе ПП Агорта.

В данной работе проделано следующее: определён эквивалент рассматриваемого участка сети, дана экономическая и климатическая характеристики, а также рассмотрены территориальные особенности Амурской области, дана характеристика источников питания в рассматриваемом эквиваленте сети, выполнен структурный анализ ЛЭП и ПС, расчёт и анализ режимов существующей сети, приведена характеристика применяемого инновационного оборудования, разработаны варианты развития электрической сети и выполнена их техническая проработка, на основании расчёта

экономической эффективности был сделан выбор оптимального варианта развития сети, а так же сделаны необходимые выводы и подведены результаты.

За период обучения, были опубликованы две статьи:

1. Методы и критерии оценки эффективности использования электроэнергии;

2. Интеллектуализация переключательного пункта.

Участие принято в конференциях:

1. Международная научно-практическая конференция «Цифровизация: Россия и СНГ в контексте глобальной трансформации»;

2. Международный научно-исследовательский конкурс «RESEARCH SUCCESS 2021».

Применяемое лицензионное программное обеспечение: Microsoft Office Word 2016 г., Microsoft Office Visio 2016 г, Microsoft Office Excel 2016 г., MathCad Prime 4.0, Mathcad 15.0, Rastr Win 3.

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

1.1 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети

В качестве эквивалента выбран участок существующих сетей Амурской области на напряжение 220 кВ и 500 кВ.

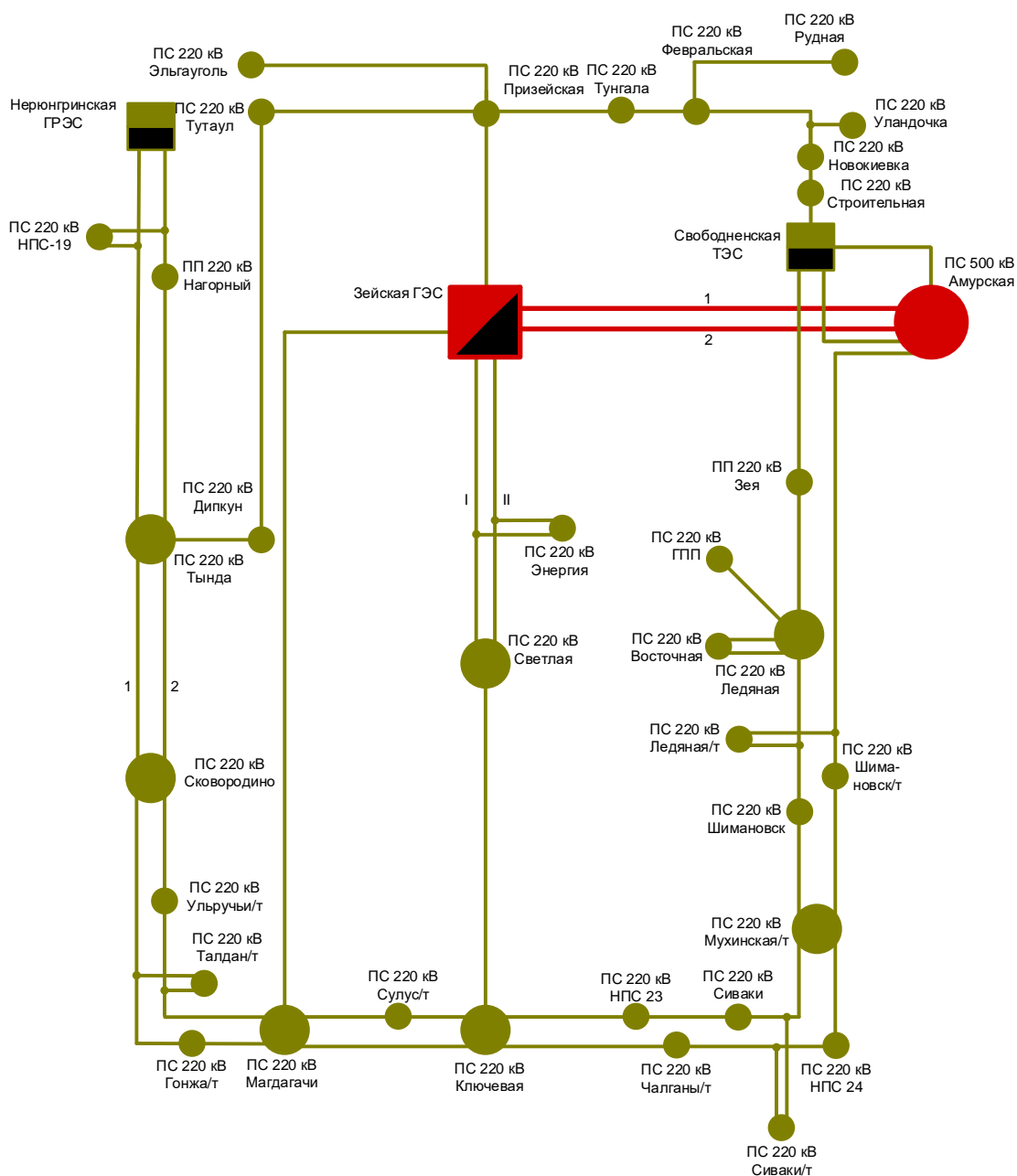


Рисунок 1 – Граф рассматриваемого участка сети

В качестве эквивалента рассматриваемого участка сети выбраны 3 объекта генерации, выбрана одна ПС с классом напряжения 500 кВ и 35

подстанций с высшим классом напряжения 220 кВ данные объекты представлены в таблице 1:

Таблица 1 – Выбранный эквивалент сети

№	Объекты генерации	Подстанции
1	2	3
1	Зейская ГЭС	ПС Амурская
2	Свободненская ТЭС	ПС Призейская
3	Нерюнгринская ГРЭС	ПС Тутаул
4		ПС Дипкун
5		ПС Тында
6		ПС Энергия
7		ПС Светлая
8		ПС Ключевая
9		ПС Сулус/т
10		ПС Магдагачи
11		ПС Гонжа/т
12		ПС Талдан/т
13		ПС Ульручы/т
14		ПС Сковородино
15		ПС Сковородино/т
16		ПС Эльгауголь
17		ПС Тунгала
18		ПС Февральская
19		ПС Рудная
20		ПС Уландочка
21		ПС Новокиевка
22		ПС Строительная
23		ПП Зея

Продолжение таблицы 1

1	2	3
24		ПС ГПП
25		ПС Восточная
26		ПС Ледяная
27		ПС Ледяная/т
28		ПС Шимановск
29		ПС Шимановск/т
30		ПС Мухинская/т
31		ПС НПС 24
32		ПС Сиваки
33		ПС Сиваки/т
34		ПС НПС 23
35		ПС Чалганы/т

1.2 Экономическая характеристика Амурской области

В данное время система промышленного производства имеет энергетическую и сырьевую направленность. Основной удельный вес занимают энергетика и золотодобыча.

Здесь присутствуют месторождения и наблюдаются признаки россыпного и рудного золота, серебра, титана, молибдена, вольфрама, меди, олова, полиметаллов, сурьмы, бурого и каменного угля, цеолитов, каолина, цементного сырья, апатита, графита, талька, полудрагоценных, облицовочных камней.

Приграничное расположение, присутствие ресурсного потенциала, открывают для области перспективные возможности. Согласно Комплексному плану социально-экономического развития Амурской области до 2025 года выделены шесть центров экономического развития: газопереработки, добычи полезных ископаемых, агропромышленного, энергетического, туристско-

рекреационного и космического, в рамках которых планируется реализация мероприятий капитального строительства, капитального ремонта, модернизации социальной, транспортной и жилищно–коммунальной инфраструктуры.

Основой точек экономического развития будут большие инвестиционные проекты:

развитие золотодобычи в Селемджинском районе, освоение Бамского золоторудного месторождения, наращивание добычи золота на Покровском и Маломырском рудниках, рост добычи угля в связи с наращиванием мощностей на разрезе «Ерковецкий» и началом освоения Огоджинского месторождения, освоение месторождения медно–никелевых руд «Кун–Манье», Дармаканского месторождения кварцевых песков, строительство автоклавного гидрометаллургического комплекса на Покровском месторождении;

строительство и модернизация предприятий агропромышленного комплекса.

завершение строительства Нижне–Бурейской ГЭС;

Циолковский — формирование туристско–рекреационного кластера «АМУР»;

реализация масштабных инвестиционных проектов — строительство магистрального газопровода «Сила Сибири» и Амурского газоперерабатывающего завода;

строительство объектов космодрома «Восточный», реконструкция участков федеральной автодороги «Лена», строительство подъездов к населённым пунктам Амурской области от автомобильной дороги «Амур», строительство и реконструкция участков автодорог регионального и местного значения, пограничного мостового перехода через реку Амур (Хэйлуңцзян) в районе городов Благовещенск (РФ) и Хэйхэ (КНР).

За период до 2025 года в области будет создано свыше 20 тысяч новых рабочих мест, доля обрабатывающего сегмента экономики увеличится с 3 до 30 процентов.

На территории Амурской области находится космодром Восточный.

В октябре 2015 в 14 км от города Свободный (в 2,5 километра от Юхты Дмитриевского сельсовета и в 7,4 километра от села Черниговка) начато строительство крупнейшего в России и одного из самых больших в мире Амурского газоперерабатывающего завода мощностью до 49 миллиардов кубометров в год, в состав которого войдёт крупнейший в мире комплекс по производству гелия мощностью до 60 миллионов кубометров в год. Стоимость строительства составит 790,6 миллиардов рублей. На пике строительства будет задействовано до 15 тысяч человек, на самом заводе будет создано около 3 тысяч рабочих мест. Запуск завода состоялся 9 июня 2021 года.

В непосредственной близости от Амурского газоперерабатывающего завода (АГПЗ) в августе 2020 года компания СИБУР начала строительство Амурского газохимического комплекса (АГХК) для производства полиэтилена и полипропилена из сырья АГПЗ. Предполагается, что АГХК станет одним из самых больших в мире предприятий по производству базовых полимеров. Плановый срок ввода в эксплуатацию — 2025 год.

Промышленность:

Амурский газоперерабатывающий завод второй по объёму переработки природного газа (42 млрд м³ в год) и крупнейший в мире по производству гелия (до 60 млн м³ в год).

Свободненский вагоноремонтный завод

Шимановский машиностроительный завод

680 Авиационный ремонтный завод

Бурейский крановый завод

Завод Амурский металлист

Судостроительный завод

1.3 Климатические характеристики и территориальные особенности Амурской области

Амурская область расположена на юго–востоке Российской Федерации, в умеренном географическом поясе, и входит в состав Дальневосточного

федерального округа. В Амурской области нет прямого выхода к морям. Её северо–восток располагается всего в 150 км от Охотского моря, а её средние районы – 500–600 км. Большая часть области находится в бассейне Верхнего и Среднего Приамурья, что определяет его название. Регион входит в 9–й часовой пояс с Республикой Саха (Якутия), где разница с московским временем составляет 6 часов. Климат Амурской области переходной от резко континентального на северо–западе к муссонному на юго–востоке. Формирование этого климата обусловлено взаимодействием солнечной радиации, циркуляции воздушных масс и следующих географических факторов: широтное положение, удаленность территории от моря, влияние подстилающей поверхности в виде рельефа, растительность, водоемы.

Таблица 2 – Сводная таблица климатических параметров

№	Характеристика	Значение
1	Преобладающее направление ветра	З, СЗ
2	Нормативная скорость ветра (один раз в 25 лет) на высоте 10 м	32 м/с
3	Скорость ветра при гололеде (один раз в 25 лет)	16 м/с
4	Нормативная толщина стенки гололеда (один раз в 25 лет)	15 мм
5	Температура воздуха при гололеде	– 5 °С
6	Абсолютный минимум температуры воздуха	– 45,4 °С
7	Абсолютный максимум температуры воздуха	+ 40 °С
8	Глубина промерзания грунта	2,85 м
9	Среднегодовая продолжительность гроз	40 часов
10	Среднегодовое количество осадков	900–1000 мм
11	Район по гололеду	3
12	Ветровой район	3

1.4 Структурный анализ электроэнергетической системы района

Структурный анализ электроэнергетической системы района включает в себя следующие задачи:

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

1.4.1 Характеристика источников питания

Свободненская ТЭС

Свободненская ТЭС введена в работу в 2021 году, обеспечивает дополнительные условия для развития промышленного потенциала самого восточного региона России. Электростанция будет снабжать паром Амурский ГПЗ, он станет крупнейшим в стране, а также вторым по мощности в мире предприятием по переработке природного газа.

Проектная установленная мощность энергообъекта – 160 МВт, две паровые турбины мощностью по 80 МВт каждая и три котлоагрегата паропроизводительностью 320 т/ч. В проекте также предусмотрена возможность расширения станции с увеличением мощности до 320 МВт.

Нерюнгринская ГРЭС

Основным источником питания является Нерюнгринская ГРЭС 220/110/35/10 кВ. Это тепловая электростанция, расположенная в пгт. Серебряный бор Нерюнгринского района республики Саха Якутия, входит в состав АО ДГК с 2005 года. Установленная мощность НГРЭС составляет: электрическая – 570 МВт, тепловая – 1220 Гкал/ч. Годовая выработка электроэнергии – 3030 млн.кВт*ч, тепловая – 1864 тыс.Гкал.

На НГРЭС установлено:

- 3 котлоагрегата ТПЕ–214 СЗХЛ;
- 1 турбина 1хЛ–210–130–3;
- 2 турбины 2хТ–180/210–130–3;
- 3 генератора 3хТГВ–200–2МУЗ;
- 2 автотрансформатора АДЦТН–125000/220/110/35кВ;
- 3двухобмоточный трансформатор ТДЦ–250000/220/10 кВ;

Распределительное устройство 220 кВ выполнено по типовой схеме «13Н – Две рабочие и обходная системы шин», содержит 3 трансформаторные ячейки и 4 линейных.

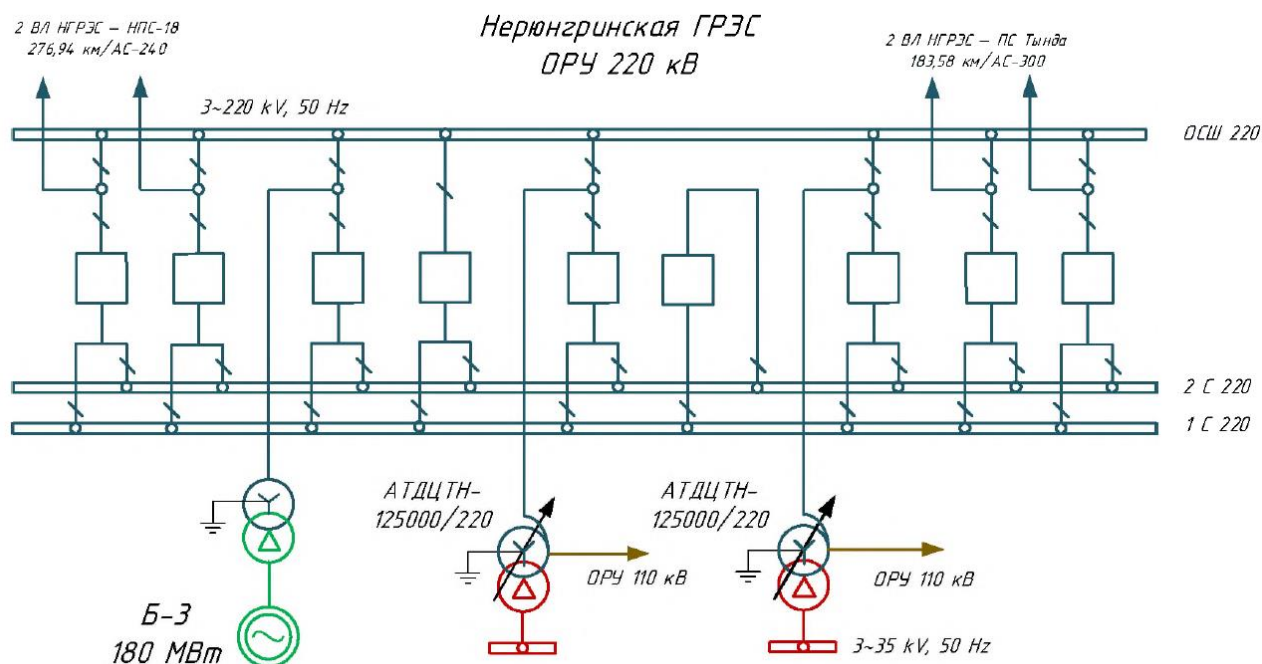


Рисунок 2 – Схема ОРУ–220 кВ Нерюнгринской ГРЭС

Зейская ГЭС

Зейская ГЭС находится в городе Зея Амурской области. Установленная мощность данной станции – 1330 МВт. Строительство ГЭС началось в 1964 году, закончилось в 1980 году.

На Зейской ГЭС установлены генераторы марки – 6 × СВ–1130/220–44ХЛ4. Мощность генераторов – 4 × 225, 2 × 215 МВт. Генераторное напряжение – 15,75 кВ [14].

Главная электрическая схема ГЭС построена следующим образом: два гидрогенератора (№1 и №2) соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа ТЦ–250000/220 и ТНЕРЕ–265000/242 и выдают мощность на напряжении 220 кВ, и четыре гидрогенератора (г№3 – г№6) соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа ТЦ–250000/500 и ТНЕРЕ–265000/525 для выдачи мощности на напряжении 500 кВ. Последние попарно объединены в укрупненные блоки (3ГТ–4ГТ и 5ГТ–6ГТ).

На ГЭС смонтировано два открытых распределительных устройства ОРУ–500 и ОРУ–220 кВ. На ОРУ–500 кВ применена схема 17 – Полуторная, с тремя выключателями на два присоединения. ОРУ–220 кВ выполнено по схеме

12 – Одиночная рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин, с секционной связью через два обходных выключателя. Связь двух распределительных устройств осуществляется через группу автотрансформаторов типа АОДЦТН–167000/500/220–75–У1, имеющих резервную фазу [14].

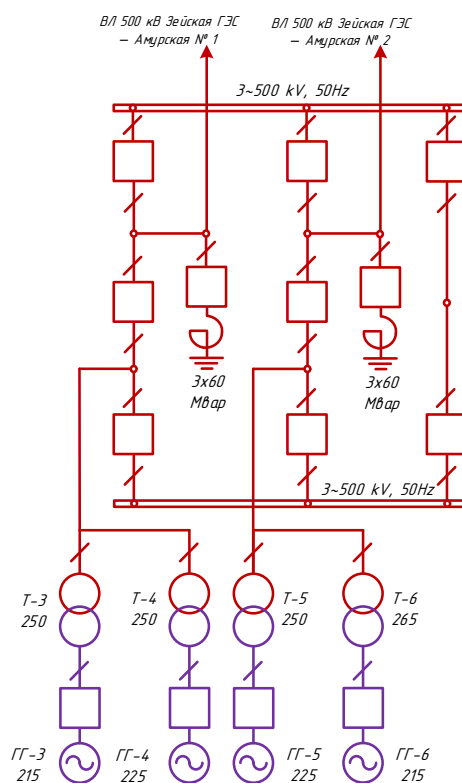


Рисунок 3 – Схема ОРУ 500 кВ Зейской ГЭС

Зейская ГЭС питает ПС 500 кВ «Амурская» по двум линиями 500 кВ Л–501 и Л–502. По четырем линиям 220 кВ связь с энергосистемой дальнего востока осуществляется через ПС Призейская Л–208, ПС Светлая Л–200, Л–201, ПС Магдагачи Л–203. С ПС 220 кВ Энергия связь осуществляется отпайками от Л–200 и Л–201.

Таблица 3 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
АОДЦТН–167000/500/220/35	3	11	35	21,5	325	125	1503	0,4
ТЦ–250000/500/15,75	3	13			600	250	1125	0,45
ТНРЕР–265000/242/15,75	1	13			600	250	1125	0,45

Таблица 4 – Генераторы

Марка	Кол-во	$P_{НОМ}$, МВт	$U_{НОМ}$, кВ	Номинальная частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
СВ-1130/220-44 ХЛ4	4	225	15,75	136	230
СВ-1130/220-44 ХЛ4	2	215	15,75	136	230

РУ СН ЗГЭС:

$U_{НОМ}$: 220 кВ

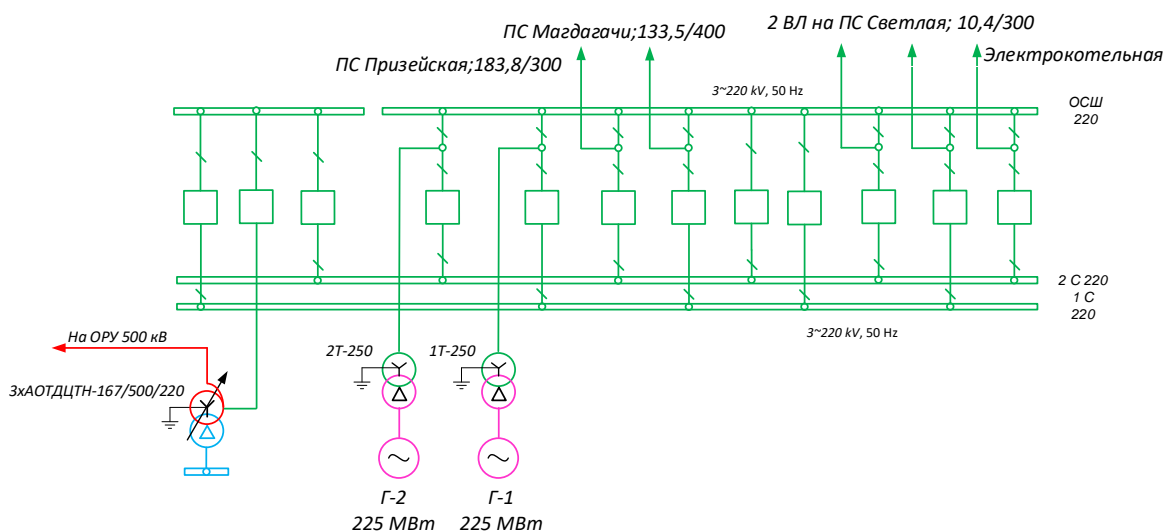


Рисунок 4 – Схема ОРУ 220 кВ Зейской ГЭС

Количество ячеек: 5 линейных, 3 трансформаторные, 2 на присоединение автотрансформаторов, 2 обходные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на каждую секцию шин, 1 – на обходную шину, 1 – на развилку присоединения АТ.

Выключатели: установлены по 1 на каждую отходящую линию, по 1 на каждый трансформатор и по 1 на каждый генератор, 2 на развилку подключения АТ к секциям шин.

Таблица 5 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U_K , %			ΔP_K , кВт	ΔP_X , кВт	ΔQ_X , кВАр	I_X , %
		В-С	В-Н	С-Н				
ТЦ-250000/220/15,75	1	11			650	240	1125	0,45
ТНЕРЕ-265000/242/15,75 (АВВ, Швейцария)	1	11			650	240	1125	0,45

Таблица 6 – Генераторы

Марка	Кол-во	P _{НОМ} , МВт	U _{НОМ} , кВ	Ном. частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
СВ-1130/220-44 ХЛ4	4	225	15,75	136	230
СВ-1130/220-44 ХЛ4	2	215	15,75	136	230

1.4.2 Структурный анализ ЛЭП

Таблица 7– Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

Наименование линии	U _{НОМ} , кВ	Сечение линии	Длина линии, км	Тип линии
1	2	3	4	5
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская №1	500	3хАС-330	360.8	ВЛ
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская №2		3хАС-330	360.8	ВЛ
ВЛ 220 кВ ЗГЭС – Призейская	220	АС-300	183.81	ВЛ
ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул		АС-300	98.715	ВЛ
ВЛ 220 кВ Тутаул – Дипкун		АС-300	54.284	ВЛ
ВЛ 220 кВ Тында – Дипкун		АС-300	147.556	ВЛ
ВЛ 220 кВ ЗГЭС – Светлая с отп. на ПС Энергия 2 цепи		АС-300	10.4	ВЛ
ВЛ 220 кВ Светлая – Ключевая		АС-300	110.2	ВЛ
ВЛ 220 кВ Ключевая – Магдагачи		АС-300	54.6	ВЛ
ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т		АС-240	20.61	ВЛ
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Сулус/т		АС-240	33.616	ВЛ
ВЛ 220 кВ ЗГЭС – Магдагачи		АС-400	133.5	ВЛ
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т		АС-300	35.973	ВЛ
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручы/т с отп. на ПС Талдан/т		АС-240	124.15	ВЛ
ВЛ 220 кВ Сковородино – Ульручы/т		220	АС-300	29.627

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5
ВЛ 220 кВ Сквородино – Гонжа/т с отп. на ПС Талдан/т	220	АС–300	114.887	ВЛ
ВЛ 220 кВ Сквородино – Сквородино/т 2 цепи		АС–300	5.3	ВЛ
ВЛ 220 кВ Тында – Сквородино 2 цепи		АС–300	155.2	ВЛ
ВЛ 220 кВ НГРЭС – Тында с отп. на ПС НПС 19 2 цепи		АС–300	180	ВЛ
ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала		АС–300	146.7	ВЛ
ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала		АС–300	166.6	ВЛ
ВЛ 220 кВ Февральская – Рудная		АС–300	174	ВЛ
ВЛ 220 кВ Февральская – Уландочка		АС–240	89	ВЛ
ВЛ 220 кВ Уландочка – Новокиевка		АС–240	96.6	ВЛ
ВЛ 220 кВ Новокиевка – Строительная		АС–240	17	ВЛ
ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Строительная		АС–240	10	ВЛ
ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Амурская №1		АС–240	55	ВЛ
ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – ПП Зея		АС–300	11	ВЛ
ВЛ 220 кВ ПП Зея – Ледяная		АС–300	7	ВЛ
ВЛ 220 кВ Ледяная – Восточная		АС–300	2	ВЛ
ВЛ 220 кВ Ледяная – Восточная		АС–300	2	ВЛ
ВЛ 220 кВ Ледяная – ГПП	АС–300	19.5	ВЛ	
ВЛ 220 кВ Амурская – Ледяная/т	АС–240	47.3	ВЛ	
ВЛ 220 кВ Ледяная – Ледяная/т	220	АС–300	3	ВЛ

1	2	3	4	5
ВЛ 220 кВ Ледяная/т – Шимановск/т	220	АС–240	38.9	ВЛ
ВЛ 220 кВ Ледяная/т – Шимановск		АС–300	36.4	ВЛ
ВЛ 220 кВ Шимановск – Мухинская/т		АС–300	52.7	ВЛ
ВЛ 220 кВ Шимановск/т – Мухинская/т		АС–240	54.8	ВЛ
ВЛ 220 кВ Мухинская/т – НПС 24		АС–240	14.1	ВЛ
ВЛ 220 кВ Мухинская/т – Сиваки/т		АС–300	54.1	ВЛ
ВЛ 220 кВ НПС 24 – Сиваки/т		АС–240	4.3	ВЛ
ВЛ 220 кВ Сиваки – Сиваки/т		АС–300	4.5	ВЛ
ВЛ 220 кВ Сиваки – НПС 23		АС–300	58.9	ВЛ
ВЛ 220 кВ Сиваки/т – Чалганы/т		АС–240	50.5	ВЛ
ВЛ 220 кВ Ключевая – НПС 23		АС–300	23.9	ВЛ
ВЛ 220 кВ Ключевая – Чалганы/т		АС–240	24.1	ВЛ

Таблица 8 – Характеристика сечений

U _{ном} , кВ	Сечение	Суммарная протяженность, км
500	3хАС–330	721.6
220	АС–400	133.5
	АС–300	1942.83
	АС–240	734.96

Таблица 9 – Распределение ЛЭП по классам номинального напряжения

U _{ном} , кВ	Суммарная протяженность, км
500	721.6
220	2811.29

1.4.3 Структурный анализ ПС

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

Таблица 10 – ПС по способу присоединения к сети

Наименование ПС	Способ присоединения к сети	Схема РУ ВН
1	2	3
ПС Призейская	Транзитная	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Тутаул	Транзитная	Мостик (5АН)
ПС Дипкун	Транзитная	Мостик (5АН)
ПС Тында	Узловая	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
ПС Энергия	Отпаечная	Два блока линия–трансформатор (4Н)
ПС Светлая	Узловая	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
ПС Ключевая	Транзитная	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Сулус/т	Транзитная	Мостик (5АН)
ПС Магдагачи	Транзитная	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Гонжа/т	Транзитная	Мостик (5АН)
ПС Талдан/т	Отпаечная	Два блока линия–трансформатор (4Н)
ПС Ульручы/т	Транзитная	Мостик (5АН)
ПС Скородино	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Скородино/т	Тупиковая	Два блока линия– трансформатор (4Н)

Продолжение таблицы 10

1	2	3
ПС Февральская	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Рудная	Тупиковая	Два блока линия– трансформатор (4Н)
ПС Уландочка	Транзитная	Мостик (5АН)
ПС Новокиевка	Транзитная	Мостик (5АН)
ПС Строительная	Транзитная	Мостик (5АН)
ПП Зезя	Транзитная	Мостик (5АН)
ПС Ледяная	Узловая	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
ПС Восточная	Тупиковая	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС ГПП	Тупиковая	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Сиваки	Тупиковая	Мостик (5АН)
ПС Сиваки/т	Отпаечная	Два блока линия– трансформатор (4Н)
ПС Шимановск	Тупиковая	Мостик (5АН)
ПС Шимановск/т	Тупиковая	Мостик (5АН)
ПС Ледяная/т	Отпаечная	Два блока линия– трансформатор (4Н)
ПС Чалганы/т	Тупиковая	Мостик (5АН)
ПС Мухинская/т	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС НПС 23	Тупиковая	Четырехугольник (7)

Таблица 11 – Количество и марки, установленных на ПС трансформаторов

Наименование ПС	Количество и марки трансформаторов
1	2
ПС Призейская	2 х ТДТН–25000/220/35/10
ПС Тутаул	2 х ТДТН–25000/220/35/10
ПС Дипкун	2 х ТДТН–25000/220/35/10

1	2
ПС Тында	2 х АДЦТН–63000/220/110/10.5 2 х ТДТН–25000/110/35/10
ПС Энергия	2 х ТДТН–25000/220/35/10
ПС Светлая	2 х АДЦТН–63000/220/110/10.5 2 х ТДТН–25000/220/35/10
ПС Ключевая	3 х ТДТН–25000/220/35/10
ПС Сулус/т	2 х ТДНТЖ–40000/220/27,5/10
ПС Магдагачи	2 х ТРДН–40000/220/35 ТДТН–25000/220/35/10
ПС Гонжа/т	2 х ТДНТЖ–40000/220/27,5/10
ПС Талдан/т	2 х ТДНТЖ–40000/220/27,5/10
ПС Ульручьи/т	2 х ТДНТЖ–40000/220/27,5/10
ПС Сковородино	2 х АДЦТН–63000/220/110/10.5 2 х ТДТН–25000/110/35/10
ПС Сковородино/т	2 х ТДНТЖ–40000/220/27,5/10
ПС Тунгала	2 х ТДТН– 25000/220/35/10
ПС Февральская	2 х АДЦТН– 63000/220/110/10.5
ПС Рудная	2 х АДЦТН– 63000/220/110/10.5
ПС Уландочка	ТДТН– 25000/220/35/10
ПС Новокиевка	2 х ТДТН– 25000/220/35/10
ПС Строительная	2 х ТДТН– 25000/220/35/10
ПП Зея	–
ПС Ледяная	2 х ТДТН– 40000/220/35
ПС Восточная	2 х ТРДЦН– 63000/220
ПС ГПП	2 х АДЦТН– 63000/220/110
ПС Сиваки	2 х АДЦТН– 63000/220/110
ПС Сиваки/т	2 х ТДНТЖ– 40000/220/27,5/10

1	2
ПС Шимановск	2 х ТДТН– 25000/220/35/10
ПС Шимановск/т	2 х ТДНТЖ– 40000/220/27,5/10
ПС Ледяная/т	2 х ТДНТЖ– 40000/220/27,5/10
ПС Чалганы/т	2 х ТДНТЖ– 40000/220/27,5/10
ПС Мухинская/т	2 х ТДНТЖ– 40000/220/27,5/10
ПС НПС 23	2 х ТРДН– 25000/220/10

Рассматриваемый участок электрической сети имеет сложную структуру с замкнутыми контурами с сильными и слабыми связями. Слабыми связями обладают проходные и отпаечные подстанции 220 кВ, поскольку связность этих подстанций ограничивается связью в основном с двумя другими элементами сети. Сильными связями обладают узловые подстанции, которые имеют не менее трех связных элементов. Всего в рассматриваемом районе 35 подстанций, из них большинство являются двухтрансформаторными. Преобладают линии номинального напряжения 220 кВ. Из них наибольшую протяженность имеют линии, выполненные сечением, АС–300. Из структурного анализа видно, что Амурская область обладает большим потенциалом в промышленности.

1.5 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети

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

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

- Схема нормального зимнего режима электрических соединений Амурских электрических сетей, зимний режим 2021 г;
- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Амурского РДУ 2021 г;

– Схема потокораспределения Амурских электрических сетей за 2021 г;

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

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

Формат данных "Узлы":

- 1) Район – номер района, к которому относится узел;
- 2) Номер – номер узла на схеме замещения;
- 3) N – номер статической характеристики;
- 4) O – не заданы;
- 5) 1.2 – стандарты (защиты в программу);
- 6) Название – название узла (0–12 символов);
- 7) Уном – номинальное напряжение узла или модуль узла (определяется по стандартной шкале напряжения);
- 8) P_{наг}, Q_{наг} – активная и реактивная нагрузка узла (определяется по контрольным замерам, либо используются расчетные данные);
- 9) P_{ген}, Q_{ген} – активная и реактивная генерация узла, задаются также по контрольным замерам для тех узлов, где есть генерация;
- 10) Q_{min}, Q_{max} – минимально и максимально возможные пределы изменения генерации реактивной мощности узла (определяются по техническим возможностям оборудования). Задание пределов позволяет

программе определить оптимальную генерацию по реактивной мощности для данного узла.

Формат данных "Ветви":

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

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

Формат данных "Районы":

- Номер – номер района;
- Название – название района;
- Команда "Результат";
- Подкоманда "Узлы".

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

Подкоманда "Потери"

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

Технические характеристики программы RASTR не имеет программных ограничений на объем рассчитываемых задач. Захват оперативной памяти определяется размером рассчитываемой схемы. Расчет памяти сделан в

предположении, что не установлены резидентные программы, использующие расширенную память.

Описание расчетной части пакета программ RASTR.

Главное меню:

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

а) клавиши перемещения курсора, <ENTER> – для входа в выбранную команду, <ESC> – для выхода.

б) функциональные клавиши – нажатие клавиши ALT одновременно с выделенной цветом буквой горизонтального меню приводит к попаданию в это меню, где бы Вы не находились.

Нажатие выделенной цветом буквы вертикального меню приводит к началу выполнения этой команды (используйте клавиши на которые нанесены русские буквы независимо от наличия кириллицы и регистра). Например, ALT_Д /В/У – приведет к попаданию в таблицу "Узлы" из любого места программы. Клавиши F1 – F10 используются для выполнения команд, не входящих в меню, справка по ним – последняя строка экрана, справка по клавишам ALT_F1 – F10 может быть получена путем нажатия клавиши ALT.

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

Согласно методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем СО 153–34.20.118. –2003 расчёт режимов следует осуществлять [2]:

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

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

Таблица 12 – Данные КЗ

№	Название ПС	15.12.21, 18:00		19.06.21, 18:00	
		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	6
1	ПС 220 кВ Призейская	2,5	1,0	1.8	0.7
2	ПС 220 кВ Тутаул	1,1	0,3	0.8	0.3
3	ПС 220 кВ Дипкун	2,4	0,1	1.9	0.8
4	ПС 220 кВ Тында	50,7	12,2	41.7	16.7
5	ПС 220 кВ Энергия	26,7	8,6	14.2	5.68
6	ПС 220 кВ Светлая	56,4	9,9	43.1	17.24
7	ПС 220 кВ Ключевая	9,7	3,1	5.6	2.24
8	ПС 220 кВ Сулус/т	21,6	–13,1	16.3	6.52
9	ПС 220 кВ Магдагачи	24,1	–23,1	17.5	7.00
10	ПС 220 кВ Гонжа/т	7,2	–17,7	4.7	1.88
11	ПС 220 кВ Талдан/т	7,1	–9,3	4.2	1.68
12	ПС 220 кВ Ульручы/т	5,3	0,2	2.6	1.04
13	ПС 220 кВ Сковородино	127,9	93,0	103.5	41.40
14	ПС 220 кВ Сковородино/т	8,8	4,1	5.3	2.12
15	НПС – 19	21,1	6,5	17.6	4.3
16	Нерюнгринская ГРЭС	291,8	45,3	262.7	34.9

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6
17	ПС Амурская 500	431,0	64,2	352	140,8
18	ПС Амурская 220	25,9	18,1	20,2	8,08
19	ПС 220 кВ Тунгала	2,6	1,6	1,8	0,72
20	ПС 220 кВ Февральская	51,0	0,2	41,2	16,48
21	ПС 220 кВ Рудная	0,3	0,2	0,2	0,1
22	ПС 220 кВ Уландочка	0,9	0,1	0,7	0,3
23	ПС 220 кВ Новокиевка	2,5	0,3	1,9	0,8
24	ПС 220 кВ Строительная	1,7	0,3	1,3	0,5
25	ПП Зея	10,3	3,4	7,9	3,16
26	ПС 220 кВ ГПП	11,5	3,8	8,9	3,56
27	ПС 220 кВ Восточная	0,7	0,1	0,5	0,2
28	ПС 220 кВ Ледяная	3,7	0,2	2,9	1,2
29	ПС 220 кВ Ледяная/т	6,8	7,1	5,5	2,2
30	ПС 220 кВ Шимановск	10,4	4,1	8,2	3,3
31	ПС 220 кВ Шимановск/т	6,8	2,3	5,3	2,1
32	ПС 220 кВ Мухинская/т	6,1	2,1	4,7	1,9
33	ПС 220 кВ НПС 24	9,1	3,1	7,1	2,8
34	ПС 220 кВ Сиваки	2,2	0,7	1,6	0,6
35	ПС 220 кВ Сиваки/т	3,4	1,6	2,7	1,1
36	ПС 220 кВ НПС 23	4,9	2,2	3,8	1,5
37	ПС 220 кВ Чалганы/т	9,5	3,8	7,5	3,0
38	Свободненская ТЭС	12,2	5,3	8,2	4,7

Для дальнейших расчетов необходимо произвести прогнозирование нагрузок.

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

Средняя активная и реактивная мощности определяется по формулам:

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

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

где T – период;

P_i, Q_i – мощность, соответствующая времени t_i на графике нагрузок

Среднеквадратичная активная и реактивная мощности определяется по выражениям:

$$P_{\varepsilon\phi} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i} = P_{cp} \cdot k_{\phi} ; \quad (3)$$

$$Q_{\varepsilon\phi} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i} = Q_{cp} \cdot k_{\phi} ; \quad (4)$$

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

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

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

где P_{\max} , Q_{\max} – максимальная мощность;

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

k_{ϕ} – коэффициент формы, определяемый по формуле:

$$K_{\phi} = \sqrt{\frac{1 + 2 \cdot K_3}{3 \cdot K_3}} \quad (7)$$

где K_3 – коэффициент заполнения.

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

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

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

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

Прогноз нагрузки осуществляется по формуле сложных процентов:

$$P^{прог} = P^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^N, \quad (10)$$

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

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

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

Определим прогнозируемые мощности для ПС Призейская.

$$P_{\text{Призе.}}^{\text{прог}} = 2.5 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 2.89 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{Призе.}}^{\text{прог}} = 1 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 1.16 \text{ Мвар.}$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети.

В электрический расчет входят распределение активных и реактивных мощностей по линиям сети, вычисление потерь активной и реактивной мощностей в сети, а также расчет напряжений на шинах потребительских подстанций в основных нормальных и послеаварийных режимах работы. Исходные данные для расчета режима и прогнозные нагрузки приведены в таблице 13. В таблицах 14 и 15 приведены параметры схемы замещения для расчета режима и эквивалент сети на рисунке 6.

Таблица 13 – Исходные данные для расчета режима и прогнозные нагрузки

Наименование ПС		P_{MAX} , МВт	P_{CP} , МВт	$P_{ЭФ}$, МВт	P_{min} , МВт	Q_{MAX} , Мвар	Q_{CP} , Мвар	$Q_{ЭФ}$, Мвар	Q_{min} , Мвар
1		2	3	4	5	6	7	8	9
Амурская 500	Зима	431	359.17	420.23	251.42	172.40	154.44	180.70	108.11
	Лето	352	293.33	343.20	205.33	140.80	126.13	147.58	88.29
Призейская	Зима	2.5	2.08	2.44	1.46	1.00	0.94	1.10	0.66
	Лето	1.8	1.50	1.76	1.05	0.72	0.68	0.79	0.47
Тутаул	Зима	1.1	0.92	1.07	0.64	0.44	0.39	0.46	0.28
	Лето	0.8	0.67	0.78	0.47	0.32	0.29	0.34	0.20
Дипкун	Зима	2.4	2.00	2.34	1.40	0.96	0.92	1.08	0.64
	Лето	1.9	1.58	1.85	1.11	0.76	0.73	0.85	0.51
Тында	Зима	50.7	42.25	49.43	29.58	20.28	17.75	20.76	12.42
	Лето	41.7	34.75	40.66	24.33	16.68	14.60	17.08	10.22
Энергия	Зима	26.7	22.25	26.03	15.58	10.68	9.79	11.45	6.85
	Лето	14.2	11.83	13.85	8.28	5.68	5.21	6.09	3.64

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Светлая	Зима	56.4	47.00	54.99	32.90	22.56	20.68	24.20	14.48
	Лето	43.1	35.92	42.02	25.14	17.24	15.80	18.49	11.06
Ключевая	Зима	9.7	8.08	9.46	5.66	3.88	3.56	4.16	2.49
	Лето	5.6	4.67	5.46	3.27	2.24	2.05	2.40	1.44
Сулус/т	Зима	21.6	18.00	21.06	12.60	8.64	7.92	9.27	5.54
	Лето	16.3	13.58	15.89	9.51	6.52	5.98	6.99	4.18
Магдагачи	Зима	24.1	20.08	23.50	14.06	9.64	8.84	10.34	6.19
	Лето	17.5	14.58	17.06	10.21	7.00	6.42	7.51	4.49
Гонжа/т	Зима	7.2	6.00	7.02	4.20	2.88	2.64	3.09	1.85
	Лето	4.7	3.92	4.58	2.74	1.88	1.72	2.02	1.21
Талдан/т	Зима	7.1	5.92	6.92	4.14	2.84	2.60	3.05	1.82
	Лето	4.2	3.50	4.10	2.45	1.68	1.54	1.80	1.08
Ульручы/т	Зима	5.3	4.42	5.17	3.09	2.12	1.94	2.27	1.36
	Лето	2.6	2.17	2.54	1.52	1.04	0.95	1.12	0.67
Сковородино	Зима	127.9	106.58	124.70	74.61	51.16	46.90	54.87	32.83
	Лето	103.5	86.25	100.91	60.38	41.40	37.95	44.40	26.57
Сковородино/т	Зима	8.8	7.33	8.58	5.13	3.52	3.23	3.78	2.26
	Лето	5.3	4.42	5.17	3.09	2.12	1.94	2.27	1.36
Тунгала	Зима	2.6	2.17	2.54	1.52	1.04	0.95	1.12	0.67
	Лето	1.8	1.50	1.76	1.05	0.72	0.66	0.77	0.46
Февральская	Зима	51	42.50	49.73	29.75	20.40	18.70	21.88	13.09
	Лето	41.2	34.33	40.17	24.03	16.48	15.11	17.67	10.57
Рудная	Зима	0.3	0.25	0.29	0.18	0.12	0.11	0.13	0.08
	Лето	0.2	0.17	0.20	0.12	0.08	0.07	0.09	0.05
Уландочка	Зима	0.9	0.75	0.88	0.53	0.36	0.33	0.39	0.23
	Лето	0.7	0.58	0.68	0.41	0.28	0.26	0.30	0.18
Новокиевка	Зима	2.5	2.08	2.44	1.46	1.00	0.92	1.07	0.64
	Лето	1.9	1.58	1.85	1.11	0.76	0.70	0.82	0.49
Строительная	Зима	1.7	1.42	1.66	0.99	0.68	0.62	0.73	0.44
	Лето	1.3	1.08	1.27	0.76	0.52	0.48	0.56	0.33
Зея	Зима	10.3	8.58	10.04	6.01	4.12	3.78	4.42	2.64
	Лето	7.9	6.58	7.70	4.61	3.16	2.90	3.39	2.03

Продолжение таблицы 13

1		2	3	4	5	6	7	8	9
ГПП	Зима	11.5	9.58	11.21	6.71	4.60	4.22	4.93	2.95
	Лето	8.9	7.42	8.68	5.19	3.56	3.26	3.82	2.28
Восточная	Зима	0.7	0.58	0.68	0.41	0.28	0.26	0.30	0.18
	Лето	0.5	0.42	0.49	0.29	0.20	0.18	0.21	0.13
Ледяная	Зима	3.7	3.08	3.61	2.16	1.48	1.36	1.59	0.95
	Лето	2.9	2.42	2.83	1.69	1.16	1.06	1.24	0.74
Ледяная/т	Зима	6.8	5.67	6.63	3.97	2.72	2.49	2.92	1.75
	Лето	5.5	4.58	5.36	3.21	2.20	2.02	2.36	1.41
Шимановск	Зима	10.4	8.67	10.14	6.07	4.16	3.81	4.46	2.67
	Лето	8.2	6.83	8.00	4.78	3.28	3.01	3.52	2.10
Шимановск/т	Зима	6.8	5.67	6.63	3.97	2.72	2.49	2.92	1.75
	Лето	5.3	4.42	5.17	3.09	2.12	1.94	2.27	1.36
Мухинская/т	Зима	6.1	5.08	5.95	3.56	2.44	2.24	2.62	1.57
	Лето	4.7	3.92	4.58	2.74	1.88	1.72	2.02	1.21
НПС 24	Зима	9.1	7.58	8.87	5.31	3.64	3.34	3.90	2.34
	Лето	7.1	5.92	6.92	4.14	2.84	2.60	3.05	1.82
Сиваки	Зима	2.2	1.83	2.15	1.28	0.88	0.81	0.94	0.56
	Лето	1.6	1.33	1.56	0.93	0.64	0.59	0.69	0.41
Сиваки/т	Зима	3.4	2.83	3.32	1.98	1.36	1.25	1.46	0.87
	Лето	2.7	2.25	2.63	1.58	1.08	0.99	1.16	0.69
НПС 23	Зима	4.9	4.08	4.78	2.86	1.96	1.80	2.10	1.26
	Лето	3.8	3.17	3.71	2.22	1.52	1.39	1.63	0.98
Чалганы/т	Зима	9.5	7.92	9.26	5.54	3.80	3.48	4.08	2.44
	Лето	7.5	6.25	7.31	4.38	3.00	2.75	3.22	1.93
Амурская 220	Зима	2.6	2.17	2.54	1.52	1.04	0.95	1.12	0.67
	Лето	1.9	1.58	1.85	1.11	0.76	0.70	0.82	0.49
Расчет прогнозируемых мощностей по данным КЗ									
Наименование ПС	Зимний максимум		Зимний минимум		Летний максимум		Летний минимум		
	P_H	Q_H	P_H	Q_H	P_H	Q_H	P_H	Q_H	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Амурская 500	498.44	199.37	290.76	125.03	407.07	162.83	237.46	102.10	

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Призейская	2.89	1.16	1.69	0.76	2.08	0.83	1.21	0.54
Тутаул	1.27	0.51	0.74	0.32	0.93	0.37	0.54	0.23
Дипкун	2.78	1.11	1.62	0.74	2.20	0.88	1.28	0.59
Тында	58.63	23.36	34.21	14.36	48.22	19.29	28.14	11.82
Энергия	30.88	12.26	18.02	7.92	16.42	6.57	9.58	4.21
Светлая	65.22	26.09	38.05	16.75	49.84	19.94	29.39	12.79
Ключевая	11.22	4.49	6.55	2.88	6.48	2.59	3.78	1.67
Сулус/т	24.98	9.99	14.57	6.41	18.85	7.54	11.00	4.83
Магдагачи	27.87	11.15	16.26	7.16	20.24	8.10	11.81	5.19
Гонжа/т	8.33	3.33	4.86	2.14	5.44	2.17	3.17	1.40
Талдан/т	8.21	3.28	4.79	2.10	4.86	1.94	2.83	1.25
Ульручы/т	6.13	2.45	3.57	1.57	3.01	1.20	1.76	0.77
Сковородино	147.91	59.16	86.28	37.97	119.69	47.88	69.83	30.73
Сковородино/т	10.18	4.07	5.93	2.61	6.13	2.45	3.57	1.57
Тунгала	3.01	1.20	1.76	0.77	2.08	0.83	1.21	0.53
Февральская	58.98	23.59	34.40	15.14	47.65	19.06	27.79	12.22
Рудная	0.35	0.14	0.21	0.09	0.23	0.09	0.14	0.06
Уландочка	1.04	0.42	0.61	0.27	0.81	0.32	0.47	0.21
Новокиевка	2.89	1.16	1.69	0.74	2.20	0.88	1.28	0.57
Строительная	1.97	0.79	1.14	0.51	1.50	0.60	0.88	0.38
Зея	11.91	4.76	6.95	3.05	9.14	3.65	5.33	2.35
ГПП	13.30	5.32	7.76	3.41	10.29	4.12	6.00	2.64
Восточная	0.81	0.32	0.47	0.21	0.58	0.23	0.34	0.15
Ледяная	4.28	1.71	2.50	1.10	3.35	1.34	1.95	0.86
Ледяная/т	7.86	3.15	4.59	2.02	6.36	2.54	3.71	1.63
Шимановск	12.03	4.81	7.02	3.09	9.48	3.79	5.53	2.43
Шимановск/т	6.94	3.15	4.59	2.02	6.13	2.45	3.57	1.57
Мухинская/т	7.05	2.82	4.12	1.82	5.44	2.30	3.17	1.40
НПС 24	10.52	4.21	6.14	2.71	8.21	3.28	4.79	2.10
Сиваки	2.54	1.02	1.48	0.65	1.85	0.74	1.08	0.47
Сиваки/т	3.93	1.57	2.29	1.01	3.12	1.25	1.83	0.80
НПС 23	5.67	2.27	3.31	1.46	4.39	1.76	2.57	1.13

Чалганы/т	10.99	4.39	6.41	2.82	8.67	3.47	5.07	2.23
Амурская 220	3.01	1.20	1.76	0.77	2.20	0.88	1.28	0.57

Таблица 14 – Выбранные узлы для схемы замещения и их параметры

Тип узла	Номер	Название	U_ ном, кВ	P_н, МВт	Q_н, МВар	P_г, МВт	Q_г, МВар
1	2	3	4	5	6	7	8
Ген	1	Зейская ГЭС	220			350	128,8
Нагр	2	ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2		-30
Нагр	3	ПС 220 кВ Тутаул	220	1,3	0,3		-20
Нагр	4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1		-30,9
Нагр	5	ПС 220 кВ Тында	220	58,8	14,1		-50
Нагр	6	ПС 220 кВ Энергия	220	31	10		
Нагр	7	ПС 220 кВ Светлая	220	65,4	11,5		
Нагр	8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6		
Нагр	9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	25,1	-15,2		
Нагр	10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	27,9	-26,8		
Нагр	11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	8,3	-20,5		
Нагр	12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	8,2	-10,8		
Нагр	13	ПС 220 кВ Ульручы/т	220	6,1	0,2		

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8
Нагр	14	ПС 220 кВ Сковородино	220	148,4	107,9		
Нагр	15	ПС 220 кВ Сковородино/г	220	10,2	4,8		
Нагр	31	НПС – 19	220	24,5	7,5		
Ген	32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338,5	52,5	369,9	97,5
Нагр	33	1	220				
Нагр	34	2	220				
Нагр	35	3	220				
Нагр	36	4	220				
Нагр	37	5	220				
Нагр	38	6	220				
Нагр	39	Зейская ГЭС Н1	500				
База	40	Зейская ГЭС 500	500			627	-531,1
Нагр	41	Зейская ГЭС 35	35				
Нагр	42	ПС Амурская 500	500	500			-360
Нагр	43	ПС Амурская Н1	500				
Нагр	44	ПС Амурская Н2	500				
Нагр	45	ПС Амурская 220	220	30	21		
Нагр	46	ПС Амурская 35	35				
Нагр	47	ПС 220 кВ Тунгала	220	3	1,8		-16,4
Нагр	48	ПС 220 кВ Февральская	220	59,2	0,2		-32,9
Нагр	49	ПС 220 кВ Рудная	220	0,3	0,2		
Нагр	50	ПС 220 кВ Уландочка	220	1	0,1		

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8
Нагр	51	ПС 220 кВ Новокиевка	220	2,9	0,3		
Нагр	52	ПС 220 кВ Строительная	220	2	0,4		
Нагр	53	ПП Зея	220	12	4		
Нагр	54	ПС 220 кВ ГПП	220	13,3	4,4		
Нагр	56	ПС 220 кВ Ледяная	220	4,3	0,2		
Нагр	57	ПС 220 кВ Ледяная/т	220	7,9	8,2		
Нагр	58	ПС 220 кВ Шимановск	220	12,1	4,7		
Нагр	59	ПС 220 кВ Шимановск/т	220	7,9	2,7		
Нагр	60	ПС 220 кВ Мухинская/т	220	7,1	0,2		
Нагр	61	ПС 220 кВ НПС 24	220	10,5	0,2		
Нагр	62	ПС 220 кВ Сиваки	220	2,6	0,3		
Нагр	63	ПС 220 кВ Сиваки/т	220	4	0,7		
Нагр	64	ПС 220 кВ НПС 23	220	5,7	0,2		
Нагр	65	ПС 220 кВ Чалганы/т	220	11	22,8		
Ген+	66	Свободненская ТЭС	220	14,1	6,2	160	80
Ген	67	Зейская ГЭС	500			627	-531

Таблица 15 – Список ветвей

Тип	Начало	Конец	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
1	2	3	4	5	6	7
ЛЭП	1	2	Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Призейская	17,65	78,85	-486,2
ЛЭП	1	10	Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи	9,74	53,99	-355,5
ЛЭП	1	33	Зейская ГЭС – 1	0,34	1,51	-9,3
ЛЭП	1	34	Зейская ГЭС – 2	0,34	1,51	-9,3
ЛЭП	33	6	1 – ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6
ЛЭП	34	6	2 – ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6
ЛЭП	33	7	1 – ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1
ЛЭП	34	7	2 – ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1
ЛЭП	7	8	ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17	-297
ЛЭП	8	9	ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Сулус/т	4,99	19,84	-123,7
ЛЭП	8	10	ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Магдагачи	5,24	23,43	-144,5
ЛЭП	9	10	ПС 220 кВ Сулус/т – ПС 220 кВ Магдагачи	3,81	13,02	-81,9
ЛЭП	10	11	ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1
ЛЭП	10	35	ПС 220 кВ Магдагачи – 3	2,23	9,86	-62,5
ЛЭП	11	36	ПС 220 кВ Гонжа/т – 4	3,65	15,71	-93,2
ЛЭП	12	35	ПС 220 кВ Талдан/т – 3	0,4	1,85	-11,4
ЛЭП	12	36	ПС 220 кВ Талдан/т – 4	0,4	1,85	-11,4
ЛЭП	14	36	ПС 220 кВ Сквородино – 4	3	14	-90
ЛЭП	13	35	ПС 220 кВ Ульручы/т – 3	3	8	-52
ЛЭП	14	13	ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Ульручы/т	0,38	1,63	-10
ЛЭП	14	15	ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Сквородино/т	0,51	2,27	-14
ЛЭП	14	15	ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Сквородино/т	0,51	2,27	-14
ЛЭП	5	14	ПС 220 кВ Тында – ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6
ЛЭП	5	14	ПС 220 кВ Тында – ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6
ЛЭП	2	3	ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Тутаул	9,29	41,53	-256,1
ЛЭП	3	4	ПС 220 кВ Тутаул – ПС 220 кВ Дипкун	14,18	63,36	-390,6

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7
ЛЭП	4	5	ПС 220 кВ Дипкун – ПС 220 кВ Тында	14,18	63,36	–390,6
ЛЭП	5	37	ПС 220 кВ Тында – 5	0,95	3,5	–21
ЛЭП	5	38	ПС 220 кВ Тында – 6	0,95	3,5	–21
ЛЭП	37	31	5 – НПС – 19	0,38	1,71	–10,6
ЛЭП	38	31	6 – НПС – 19	0,38	1,71	–10,6
ЛЭП	37	32	5 – Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	–476,1
ЛЭП	38	32	6 – Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	–476,1
ЛЭП	2	47	ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Тунгала	14,9	62,5	–388,1
ЛЭП	47	48	ПС 220 кВ Тунгала – ПС 220 кВ Февральская	16,33	71,49	–440,8
ЛЭП	48	49	ПС 220 кВ Февральская – ПС 220 кВ Рудная	16,7	74,5	–460
ЛЭП	48	50	ПС 220 кВ Февральская – ПС 220 кВ Уландочка	11,69	39,91	–251,7
ЛЭП	50	51	ПС 220 кВ Уландочка – ПС 220 кВ Новокиевка	10,14	34,62	–218,2
ЛЭП	51	52	ПС 220 кВ Новокиевка – ПС 220 кВ Строительная	10,8	34,4	–216,6
ЛЭП	52	66	ПС 220 кВ Строительная – Свободненская ТЭС	0,83	2,82	–17,8
ЛЭП	66	45	Свободненская ТЭС – ПС Амурская 220	4,12	18,41	–113,5
ЛЭП	66	45	Свободненская ТЭС – ПС Амурская 220	4,12	18,41	–113,5
ЛЭП	66	53	Свободненская ТЭС – ПП Зея	0,89	3,96	–24,4
ЛЭП	53	56	ПП Зея – ПС 220 кВ Ледяная	0,88	3,73	–23,8
ЛЭП	56	55	ПС 220 кВ Ледяная – ПС 220 кВ Восточная	0,63	2,76	–17
ЛЭП	56	55	ПС 220 кВ Ледяная – ПС 220 кВ Восточная	0,63	2,76	–17
ЛЭП	56	54	ПС 220 кВ Ледяная – ПС 220 кВ ГПП	0,6	0,13	–40
ЛЭП	56	57	ПС 220 кВ Ледяная – ПС 220 кВ Ледяная/т	3,56	15,06	–96,2
ЛЭП	45	57	ПС Амурская 220 – ПС 220 кВ Ледяная/т	0,28	0,95	–6
ЛЭП	57	58	ПС 220 кВ Ледяная/т – ПС 220 кВ Шимановск	4,71	16,8	–101

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7
ЛЭП	57	59	ПС 220 кВ Ледяная/т – ПС 220 кВ Шимановск/т	5,72	19,53	-123
ЛЭП	58	60	ПС 220 кВ Шимановск – ПС 220 кВ Мухинская/т	5,17	21,84	-139,5
ЛЭП	59	60	ПС 220 кВ Шимановск/т – ПС 220 кВ Мухинская/т	6,63	22,62	-142,6
ЛЭП	60	61	ПС 220 кВ Мухинская/т – ПС 220 кВ НПС 24	1,67	6,15	-36,8
ЛЭП	60	63	ПС 220 кВ Мухинская/т – ПС 220 кВ Сиваки/т	0,33	1,12	-7,1
ЛЭП	61	63	ПС 220 кВ НПС 24 – ПС 220 кВ Сиваки/т	4,72	17,17	-104,2
ЛЭП	63	62	ПС 220 кВ Сиваки/т – ПС 220 кВ Сиваки	5,19	23,21	-143
ЛЭП	63	65	ПС 220 кВ Сиваки/т – ПС 220 кВ Чалганы/т	5,96	21,65	-131
ЛЭП	62	64	ПС 220 кВ Сиваки – ПС 220 кВ НПС 23	6,11	27,8	-168
ЛЭП	8	64	ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ НПС 23	2,77	12,66	-76
ЛЭП	8	65	ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Чалганы/т	2,92	9,95	-62,7
ЛЭП	40	42	Зейская ГЭС 500 – ПС Амурская 500	9,93	109,0 2	-1381
ЛЭП	40	42	Зейская ГЭС 500 – ПС Амурская 500	9,93	109,0 2	-1381
Тр-р	40	39	Зейская ГЭС 500 – Зейская ГЭС Н1	0,58	61,1	24,2
Тр-р	39	1	Зейская ГЭС Н1 – Зейская ГЭС	0,39		
Тр-р	39	41	Зейская ГЭС Н1 – Зейская ГЭС 35	2,9	113,5	
Тр-р	42	43	ПС Амурская 500 – ПС Амурская Н1	0,58	61,1	24,2
Тр-р	42	44	ПС Амурская 500 – ПС Амурская Н2	0,58	61,1	24,2
Тр-р	43	45	ПС Амурская Н1 – ПС Амурская 220	0,39		
Тр-р	44	45	ПС Амурская Н2 – ПС Амурская 220	0,39		
Тр-р	43	46	ПС Амурская Н1 – ПС Амурская 35	2,9	113,5	

Тр-р	44	46	ПС Амурская Н2 – ПС Амурская 35	2,9	113,5	
------	----	----	---------------------------------	-----	-------	--

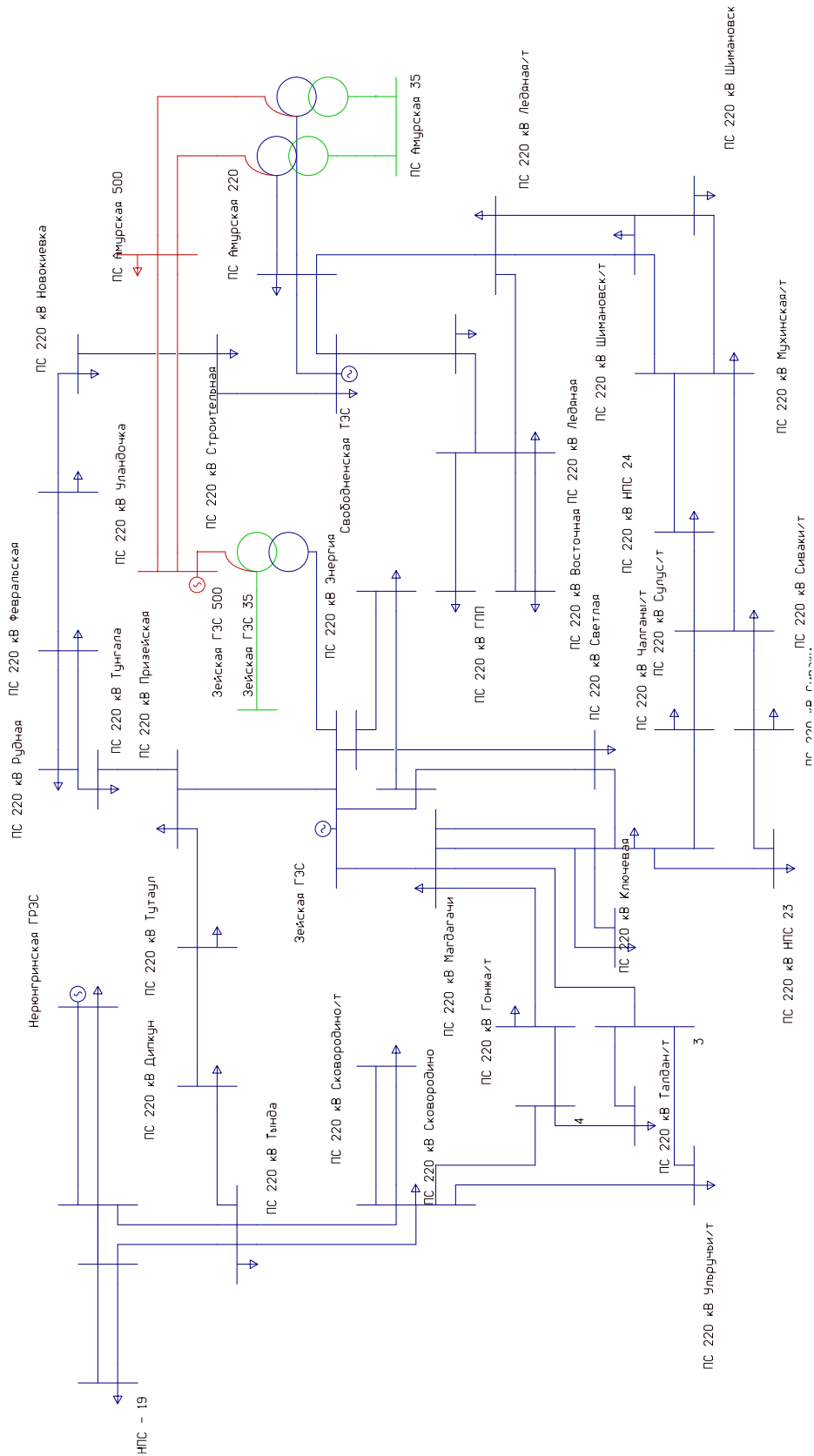


Рисунок 6 – Эквивалент сети для расчета режима

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 будут режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов.

Расчёты режимов предпочтительно проводить в специализированном ПВК RastrWin 3.

Моделирование существующего участка электрической сети в ПВК RastrWin 3.

В качестве исходных данных для моделирования режима возьмем нагрузки ПС принятые в максимум контрольного замера за 2021 года. В таблице 16 представлена загрузка подстанций и отклонение напряжение в нормальном режиме для выбранного эквивалента сети.

Таблица 16 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в нормальном режиме

№	Название	U _{ном} , кВ	P _н , МВт	Q _н , МВар	P _г , МВт	Q _г , МВар	U _{зад} , кВ	U, кВ	Откл онени е U, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Зейская ГЭС	220			350	128,8	230	230	4,55
2	ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2		-30		226,21	2,82

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	ПС 220 кВ Тутаул	220	1,3	0,3		-20		224,54	2,07
4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1		-30,9		223,6	1,63
5	ПС 220 кВ Тында	220	58,8	14,1		-50		226,54	2,97
6	ПС 220 кВ Энергия	220	31	10				229,8	4,45
7	ПС 220 кВ Светлая	220	65,4	11,5				229,61	4,37
8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6				227,71	3,5
9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	25,1	-15,2				227,82	3,56
10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	27,9	-26,8				227,06	3,21
11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	8,3	-20,5				226,63	3,01
12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	8,2	-10,8				224,67	2,12
13	ПС 220 кВ Ульручы/т	220	6,1	0,2				222,22	1,01
14	ПС 220 кВ Сковородино	220	148, 4	107,9				221,85	0,84
15	ПС 220 кВ Сковородино/т	220	10,2	4,8				221,81	0,82
31	НПС – 19	220	24,5	7,5				227,18	3,26
32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338, 5	52,5	369, 9	97,5	240	240	9,09
33	1	220						229,83	4,47
34	2	220						229,83	4,47
35	3	220						224,69	2,13
36	4	220						224,58	2,08
37	5	220						227,22	3,28
38	6	220						227,22	3,28
39	Зейская ГЭС Н1	500						522,8	4,56
40	Зейская ГЭС 500	500			627	-531,1	505	505	1
41	Зейская ГЭС 35	35						36,6	4,56
42	ПС Амурская 500	500	500			-360		507,2	1,44
43	ПС Амурская Н1	500						514,22	2,84
44	ПС Амурская Н2	500						514,22	2,84
45	ПС Амурская 220	220	30	21				226,25	2,84
46	ПС Амурская 35	35						36	2,84
47	ПС 220 кВ Тунгала	220	3	1,8		-16,4		227,69	3,49
48	ПС 220 кВ Февральская	220	59,2	0,2		-32,9		228,96	4,07
49	ПС 220 кВ Рудная	220	0,3	0,2				232,87	5,85
50	ПС 220 кВ Уландочка	220	1	0,1				231,01	5,01

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
51	ПС 220 кВ Новокиевка	220	2,9	0,3				231,12	5,06
52	ПС 220 кВ Строительная	220	2	0,4				229,98	4,54
53	ПП Зея	220	12	4				229,14	4,15
54	ПС 220 кВ ГПП	220	13,3	4,4				228,54	3,88
55	ПС 220 кВ Восточная	220	0,8	0,1				228,58	3,9
56	ПС 220 кВ Ледяная	220	4,3	0,2				228,57	3,9
57	ПС 220 кВ Ледяная/т	220	7,9	8,2				226,43	2,92
58	ПС 220 кВ Шимановск	220	12,1	4,7				226,81	3,1
59	ПС 220 кВ Шимановск/т	220	7,9	2,7				227,05	3,21
60	ПС 220 кВ Мухинская/т	220	7,1	0,2				227,63	3,47
61	ПС 220 кВ НПС 24	220	10,5	0,2				227,65	3,48
62	ПС 220 кВ Сиваки	220	2,6	0,3				228,24	3,74
63	ПС 220 кВ Сиваки/т	220	4	0,7				227,66	3,48
64	ПС 220 кВ НПС 23	220	5,7	0,2				228,06	3,66
65	ПС 220 кВ Чалганы/т	220	11	22,8				227,07	3,21
66	Свободненская ТЭС	220	14,1	6,2	160	80	230	229,83	4,47

В таблице 17 представлена токовая загрузка оборудования в нормальном режиме.

Таблица 17 – Токовая загрузка оборудования в нормальном режиме

Название	I _{нач}	I _{кон}	I _{доп_расч}	I/I _{доп}
1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Магдагачи – 3	385	386	690	56
ПС 220 кВ Ульручи/т – 3	307	305	630	48,7
ПС 220 кВ Сковородино – ПС 220 кВ Ульручи/т	292	291	630	46,3
Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи	377	373	960	39,3
Зейская ГЭС 500 – ПС Амурская 500	378	335	1000	37,8
Зейская ГЭС 500 – ПС Амурская 500	378	335	1000	37,8

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая	322	316	1000	32,2
ПС Амурская 220 – ПС 220 кВ Ледяная/т	202	202	630	32,1
ПС 220 кВ Сквородино – 4	200	196	630	31,8
Зейская ГЭС – 2	280	280	1000	28
Зейская ГЭС – 1	280	280	1000	28
Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Призейская	175	171	630	27,8
2 – ПС 220 кВ Светлая	242	242	1000	24,2
1 – ПС 220 кВ Светлая	242	242	1000	24,2
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Гонжа/т	142	141	630	22,6
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Сулус/т	141	137	630	22,4
ПС 220 кВ Гонжа/т – 4	127	131	630	20,8
ПС 220 кВ Строительная – Свободненская ТЭС	124	126	630	19,9
6 – Нерюнгринская ГРЭС	124	66	630	19,7
5 – Нерюнгринская ГРЭС	124	66	630	19,7
ПС 220 кВ Новокиевка – ПС 220 кВ Строительная	108	121	630	19,1
ПС 220 кВ Тында – 6	113	110	600	18,8
ПС 220 кВ Тында – 5	113	110	600	18,8
Свободненская ТЭС – ПП Зея	139	141	800	17,6
ПС 220 кВ Дипкун – ПС 220 кВ Тында	107	83	630	17
ПС 220 кВ Уландочка – ПС 220 кВ Новокиевка	94	101	630	16,1
Свободненская ТЭС – ПС Амурская 220	113	125	800	15,7
Свободненская ТЭС – ПС Амурская 220	113	125	800	15,7
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Магдагачи	156	153	1000	15,6
ПС 220 кВ Ледяная/т – ПС 220 кВ Шимановск	97	92	630	15,4
ПС 220 кВ Тутаул – ПС 220 кВ Дипкун	97	91	630	15,4
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Тутаул	95	95	630	15,1
ПС 220 кВ Февральская – ПС 220 кВ Уландочка	92	91	630	14,7
ПС 220 кВ Ледяная – ПС 220 кВ Ледяная/т	78	89	630	14,2
ПП Зея – ПС 220 кВ Ледяная	110	112	800	14
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Тунгала	88	68	630	14
ПС 220 кВ Ледяная/т – ПС 220 кВ Шимановск/т	87	79	630	13,8
ПС 220 кВ Талдан/т – 3	85	86	630	13,6
ПС 220 кВ Тунгала – ПС 220 кВ Февральская	80	60	630	12,7
ПС 220 кВ Тында – ПС 220 кВ Сквородино	34	78	630	12,4
ПС 220 кВ Тында – ПС 220 кВ Сквородино	34	78	630	12,4
ПС 220 кВ Мухинская/т – ПС 220 кВ Сиваки/т	76	75	630	12
ПС 220 кВ Сулус/т – ПС 220 кВ Магдагачи	70	72	630	11,4
ПС 220 кВ Шимановск – ПС 220 кВ Мухинская/т	71	61	630	11,2

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Шимановск/т – ПС 220 кВ Мухинская/т	65	56	630	10,4
ПС 220 кВ Талдан/т – 4	65	66	630	10,4
ПС 220 кВ Февральская – ПС 220 кВ Рудная	61	1	810	7,5
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Чалганы/т	35	43	630	6,8
2 – ПС 220 кВ Энергия	41	41	690	5,9
1 – ПС 220 кВ Энергия	41	41	690	5,9
ПС 220 кВ Сиваки/т – ПС 220 кВ Чалганы/т	33	36	630	5,8
ПС 220 кВ Сиваки/т – ПС 220 кВ Сиваки	34	22	630	5,4
6 – НПС – 19	32	33	600	5,4
5 – НПС – 19	32	33	600	5,4
ПС 220 кВ Ледяная – ПС 220 кВ ГПП	34	35	800	4,4
ПС 220 кВ Мухинская/т – ПС 220 кВ НПС 24	25	24	630	4
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ НПС 23	21	12	630	3,4
ПС 220 кВ Сиваки – ПС 220 кВ НПС 23	16	18	630	2,8
ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Сквородино/т	14	15	630	2,3
ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Сквородино/т	14	15	630	2,3
ПС 220 кВ НПС 24 – ПС 220 кВ Сиваки/т	7	8	630	1,3
ПС 220 кВ Ледяная – ПС 220 кВ Восточная	2	1	630	0,4
ПС 220 кВ Ледяная – ПС 220 кВ Восточная	2	1	630	0,4

Таблица 18 – Загрузка ЛЭП в режиме зимних нагрузок.

Наименование линии	Режим зимних нагрузок				
	Марка провода, кабеля	Сечение провода, мм ²	Нагрузк а I, А	Нагрузочна я плотность тока, %	Токовый интерва л
1	2	3	4	5	6
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская №1	АС	3x330	378	0,38	206÷465
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская №2	АС	3x330	378	0,38	206÷465
ВЛ 220 кВ ЗГЭС – Призейская	АС	300	175	0,58	146÷190
ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул	АС	300	95	0,32	146÷190
ВЛ 220 кВ Тутаул – Дипкун	АС	300	97	0,32	146÷190
ВЛ 220 кВ Тында – Дипкун	АС	300	97	0,32	146÷190

1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ ЗГЭС – Светлая с отп. на ПС Энергия 2 цепи	АС	300	242	0,81	146÷190
ВЛ 220 кВ Светлая – Ключевая	АС	300	322	1,07	146÷190
ВЛ 220 кВ Ключевая – Магдагачи	АС	300	156	0,52	146÷190
ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т	АС	240	141	0,59	До 145
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Сулус/т	АС	240	70	0,29	До 145
ВЛ 220 кВ ЗГЭС – Магдагачи	АС	400	377	0,94	191÷295
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т	АС	300	142	0,47	146÷190
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручы/т с отп. на ПС Талдан/т	АС	240	307	1,28	До 145
ВЛ 220 кВ Сковородино – Ульручы/т	АС	300	292	0,97	146÷190
ВЛ 220 кВ Сковородино – Гонжа/т с отп. на ПС Талдан/т	АС	300	200	0,67	146÷190
ВЛ 220 кВ Сковородино – Сковородино/т 2 цепи	АС	300	14	0,05	146÷190
ВЛ 220 кВ Тында – Сковородино 2 цепи	АС	300	78	0,26	146÷190
ВЛ 220 кВ НГРЭС – Тында с отп. на ПС НПС 19 2 цепи	АС	300	124	0,41	146÷190
ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала	АС	300	88	0,29	146÷190
ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала	АС	300	80	0,27	146÷190
ВЛ 220 кВ Февральская – Рудная	АС	300	61	0,20	146÷190
ВЛ 220 кВ Февральская – Уландочка	АС	240	92	0,38	До 145
ВЛ 220 кВ Уландочка – Новокиевка	АС	240	94	0,39	До 145
ВЛ 220 кВ Новокиевка – Строительная	АС	240	108	0,45	До 145
ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Строительная	АС	240	124	0,52	До 145
ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Амурская №1	АС	240	113	0,47	До 145

1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – ПП Зезя	АС	300	139	0,46	146÷190
ВЛ 220 кВ ПП Зезя – Ледяная	АС	300	110	0,37	146÷190
ВЛ 220 кВ Ледяная – Восточная	АС	300	2	0,01	146÷190
ВЛ 220 кВ Ледяная – Восточная	АС	300	2	0,01	146÷190
ВЛ 220 кВ Ледяная – ГПП	АС	300	34	0,11	146÷190
ВЛ 220 кВ Амурская – Ледяная/т	АС	240	202	0,84	До 145
ВЛ 220 кВ Ледяная – Ледяная/т	АС	300	78	0,26	146÷190
ВЛ 220 кВ Ледяная/т – Шимановск/т	АС	240	87	0,37	До 145
ВЛ 220 кВ Ледяная/т – Шимановск	АС	300	97	0,32	146÷190
ВЛ 220 кВ Шимановск – Мухинская/т	АС	300	71	0,24	146÷190
ВЛ 220 кВ Шимановск/т – Мухинская/т	АС	240	65	0,27	До 145
ВЛ 220 кВ Мухинская/т – НПС 24	АС	240	25	0,10	До 145
ВЛ 220 кВ Мухинская/т – Сиваки/т	АС	300	76	0,25	146÷190
ВЛ 220 кВ НПС 24 – Сиваки/т	АС	240	7	0,03	До 145
ВЛ 220 кВ Сиваки – Сиваки/т	АС	300	34	0,11	146÷190
ВЛ 220 кВ Сиваки – НПС 23	АС	300	16	0,05	146÷190
ВЛ 220 кВ Сиваки/т – Чалганы/т	АС	240	33	0,14	До 145
ВЛ 220 кВ Ключевая – НПС 23	АС	300	21	0,07	146÷190
ВЛ 220 кВ Ключевая – Чалганы/т	АС	240	35	0,15	До 145

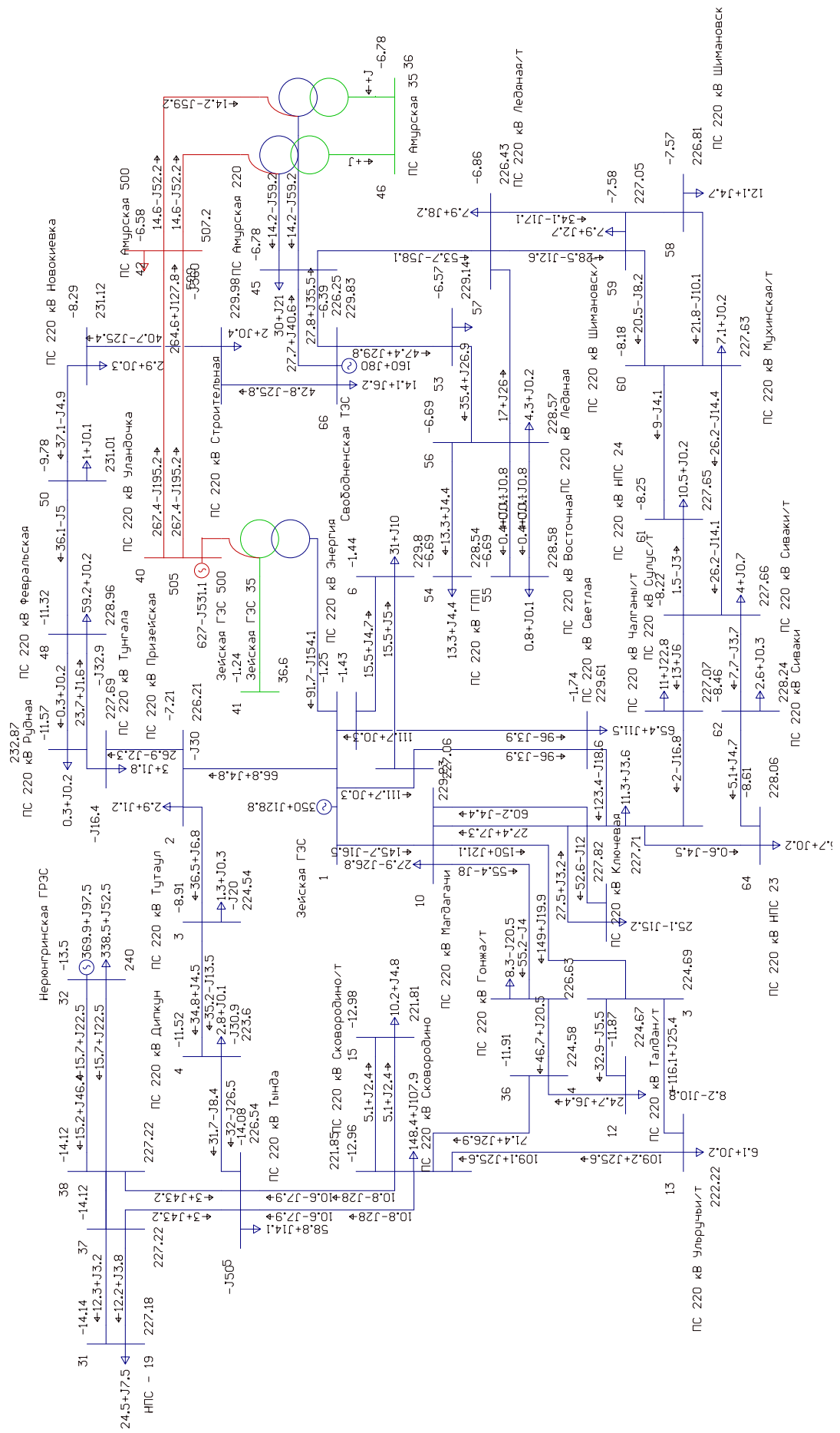


Рисунок 7 – Схема нормального режима

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

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

– отключена ВЛ Сквородино – Ульручи/т и в ремонте ВЛ Сквородино – Гонжа/т;

Таблица 19 – Токовая загрузка оборудования в послеаварийном режиме

Название	I_нач	I_кон	Нагруженная плотность тока, %	Идоп_расч
1	2	3	4	5
Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Призейская	900	925	146,9	630
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Тутаул	820	825	130,9	630
ПС 220 кВ Дипкун – ПС 220 кВ Тында	813	796	129,1	630
ПС 220 кВ Тында – 6	653	651	108,8	600
ПС 220 кВ Тында – 5	653	651	108,8	600
6 – Нерюнгринская ГРЭС	672	618	106,7	630
5 – Нерюнгринская ГРЭС	672	618	106,7	630
ПС 220 кВ Тутаул – ПС 220 кВ Дипкун	662	660	105,2	630
ПС 220 кВ Тында – ПС 220 кВ Сквородино	369	390	61,9	630
ПС 220 кВ Тында – ПС 220 кВ Сквородино	369	390	61,9	630
ПС 220 кВ Новокиевка – ПС 220 кВ Строительная	379	369	60,2	630
ПС 220 кВ Строительная – Свободненская ТЭС	377	376	59,9	630
ПС 220 кВ Уландочка – ПС 220 кВ Новокиевка	372	362	59	630
ПС 220 кВ Февральская – ПС 220 кВ Уландочка	366	355	58,1	630
Зейская ГЭС 500 – ПС Амурская 500	377	369	37,7	1000
Зейская ГЭС 500 – ПС Амурская 500	377	369	37,7	1000
ПС Амурская 220 – ПС 220 кВ Ледяная/т	196	195	31,1	630
ПС 220 кВ Тунгала – ПС 220 кВ Февральская	190	166	30,1	630
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Тунгала	158	141	25	630
Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи	219	194	22,8	960
ПС 220 кВ Мухинская/т – ПС 220 кВ Сиваки/т	142	141	22,6	630

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Чалганы/т	128	135	21,4	630
Зейская ГЭС – 2	212	212	21,2	1000
Зейская ГЭС – 1	212	212	21,2	1000
ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая	203	186	20,3	1000
2 – ПС 220 кВ Светлая	175	175	17,5	1000
1 – ПС 220 кВ Светлая	175	175	17,5	1000
ПС 220 кВ Ледяная/т – ПС 220 кВ Шимановск	96	83	15,3	630
ПС 220 кВ Шимановск – ПС 220 кВ Мухинская/т	96	78	15,2	630
ПС 220 кВ Ледяная/т – ПС 220 кВ Шимановск/т	92	76	14,6	630
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Сулус/т	89	73	14,2	630
ПС 220 кВ Сиваки/т – ПС 220 кВ Чалганы/т	87	75	13,8	630
ПС 220 кВ Шимановск/т – ПС 220 кВ Мухинская/т	84	66	13,4	630
ПС 220 кВ Сиваки/т – ПС 220 кВ Сиваки	67	50	10,6	630
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Гонжа/т	63	51	10,1	630
ПС 220 кВ Магдагачи – 3	69	62	10	690
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Магдагачи	94	75	9,4	1000
ПС 220 кВ Сулус/т – ПС 220 кВ Магдагачи	55	49	8,7	630
ПС 220 кВ Сиваки – ПС 220 кВ НПС 23	54	38	8,6	630
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ НПС 23	48	51	8,1	630
ПС 220 кВ Талдан/т – 3	47	49	7,8	630
Свободненская ТЭС – ПП Зея	53	54	6,8	800
5 – НПС – 19	40	40	6,7	600
2 – ПС 220 кВ Энергия	41	41	5,9	690
1 – ПС 220 кВ Энергия	41	41	5,9	690
ПС 220 кВ Февральская – ПС 220 кВ Рудная	46	1	5,7	810
ПС 220 кВ Ледяная – ПС 220 кВ Ледяная/т	28	33	5,2	630
ПС 220 кВ Ледяная – ПС 220 кВ ГПП	35	36	4,5	800
Свободненская ТЭС – ПС Амурская 220	20	33	4,1	800
Свободненская ТЭС – ПС Амурская 220	20	33	4,1	800
ПС 220 кВ Мухинская/т – ПС 220 кВ НПС 24	22	19	3,5	630
ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Сквородино/т	20	21	3,3	630
ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Сквородино/т	20	21	3,3	630
ПП Зея – ПС 220 кВ Ледяная	21	22	2,8	800
ПС 220 кВ Талдан/т – 4	18	16	2,8	630
ПС 220 кВ Ульручи/т – 3	15	16	2,6	630
ПС 220 кВ Гонжа/т – 4	4	16	2,5	630
ПС 220 кВ НПС 24 – ПС 220 кВ Сиваки/т	15	11	2,3	630

Продолжение таблицы 19

ПС 220 кВ Ледяная – ПС 220 кВ Восточная	2	1	0,4	630
ПС 220 кВ Ледяная – ПС 220 кВ Восточная	2	1	0,4	630
Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Призейская	900	925	146,9	630
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Тутаул	820	825	130,9	630

При отключении ВЛ Сковородино – Ульручы/т мы можем наблюдать что уровни напряжения в данном режиме значительно снижены, а ток по нескольким линиям превышает длительно допустимый. Токовая нагрузка ЛЭП представлена в таблице 19.

В таблице 20 представлена нагрузка подстанций и отклонение напряжение в послеаварийном режиме для выбранного эквивалента сети.

Таблица 20 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в послеаварийном режиме

№	Название	U _{ном} , кВ	P _н , МВт	Q _н , МВар	P _г , МВт	Q _г , МВар	U _{за} д, кВ	U, кВ	Отклонение U, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Зейская ГЭС	220			350	321	230	230	4,55
2	ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2				147,05	-33,16
3	ПС 220 кВ Тутаул	220	1,3	0,3				118,29	-46,23
4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1				110	-50
5	ПС 220 кВ Тында	220	58,8	14,1				147,72	-32,86
6	ПС 220 кВ Энергия	220	31	10				229,9	4,5
7	ПС 220 кВ Светлая	220	65,4	11,5				229,91	4,51
8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6				233,4	6,09
9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	25,1	-15,2				235,97	7,26
10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	27,9	-26,8				236,89	7,68
11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	8,3	-20,5				238,17	8,26
12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	8,2	-10,8				237,85	8,11
13	ПС 220 кВ Ульручы/т	220	6,1	0,2				237,68	8,04
14	ПС 220 кВ Сковородино	220	148,4	107,9				109,62	-50,17
15	ПС 220 кВ Сковородино/т	220	10,2	4,8				109,56	-50,2
31	НПС – 19	220	24,5	7,5				151,65	-31,07

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338, 5	52,5	369, 9	563,5	24 0	240	9,09
33	1	220						229,94	4,52
34	2	220						229,94	4,52
35	3	220						237,72	8,05
36	4	220						237,9	8,14
37	5	220						151,71	-31,04
38	6	220						151,71	-31,04
39	Зейская ГЭС Н1	500						522,88	4,58
40	Зейская ГЭС 500	500			781, 7	- 467,9	50 5	505	1
41	Зейская ГЭС 35	35						36,6	4,58
42	ПС Амурская 500	500	500			-360		500,71	0,14
43	ПС Амурская Н1	500						505,13	1,03
44	ПС Амурская Н2	500						505,13	1,03
45	ПС Амурская 220	220	30	21				222,25	1,02
46	ПС Амурская 35	35						35,36	1,03
47	ПС 220 кВ Тунгала	220	3	1,8		-16,4		158,38	-28,01
48	ПС 220 кВ Февральская	220	59,2	0,2		-32,9		175,08	-20,42
49	ПС 220 кВ Рудная	220	0,3	0,2				178,02	-19,08
50	ПС 220 кВ Уландочка	220	1	0,1				191,84	-12,8
51	ПС 220 кВ Новокиевка	220	2,9	0,3				206,54	-6,12
52	ПС 220 кВ Строительная	220	2	0,4				221,71	0,78
53	ПП Зея	220	12	4				222,74	1,25
54	ПС 220 кВ ГПП	220	13,3	4,4				222,63	1,19
55	ПС 220 кВ Восточная	220	0,8	0,1				222,67	1,21
56	ПС 220 кВ Ледяная	220	4,3	0,2				222,66	1,21
57	ПС 220 кВ Ледяная/т	220	7,9	8,2				222,52	1,14
59	ПС 220 кВ Шимановск/т	220	7,9	2,7				225,3	2,41
61	ПС 220 кВ НПС 24	220	10,5	0,2				228,44	3,84
62	ПС 220 кВ Сиваки	220	2,6	0,3				230,95	4,98
63	ПС 220 кВ Сиваки/т	220	4	0,7				228,63	3,92
64	ПС 220 кВ НПС 23	220	5,7	0,2				232,83	5,83
66	Свободненская ТЭС	220	14,1	6,2	160	80	23 0	222,92	1,33

Данные по потерям сведены в таблицу 21.

Таблица 21 – Потери активной мощности в существующей сети

Режим	Потери активной мощности, МВт
Нормальный режим	24.47
Отключена ВЛ Сквородино – Ульручи/т	197.89

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

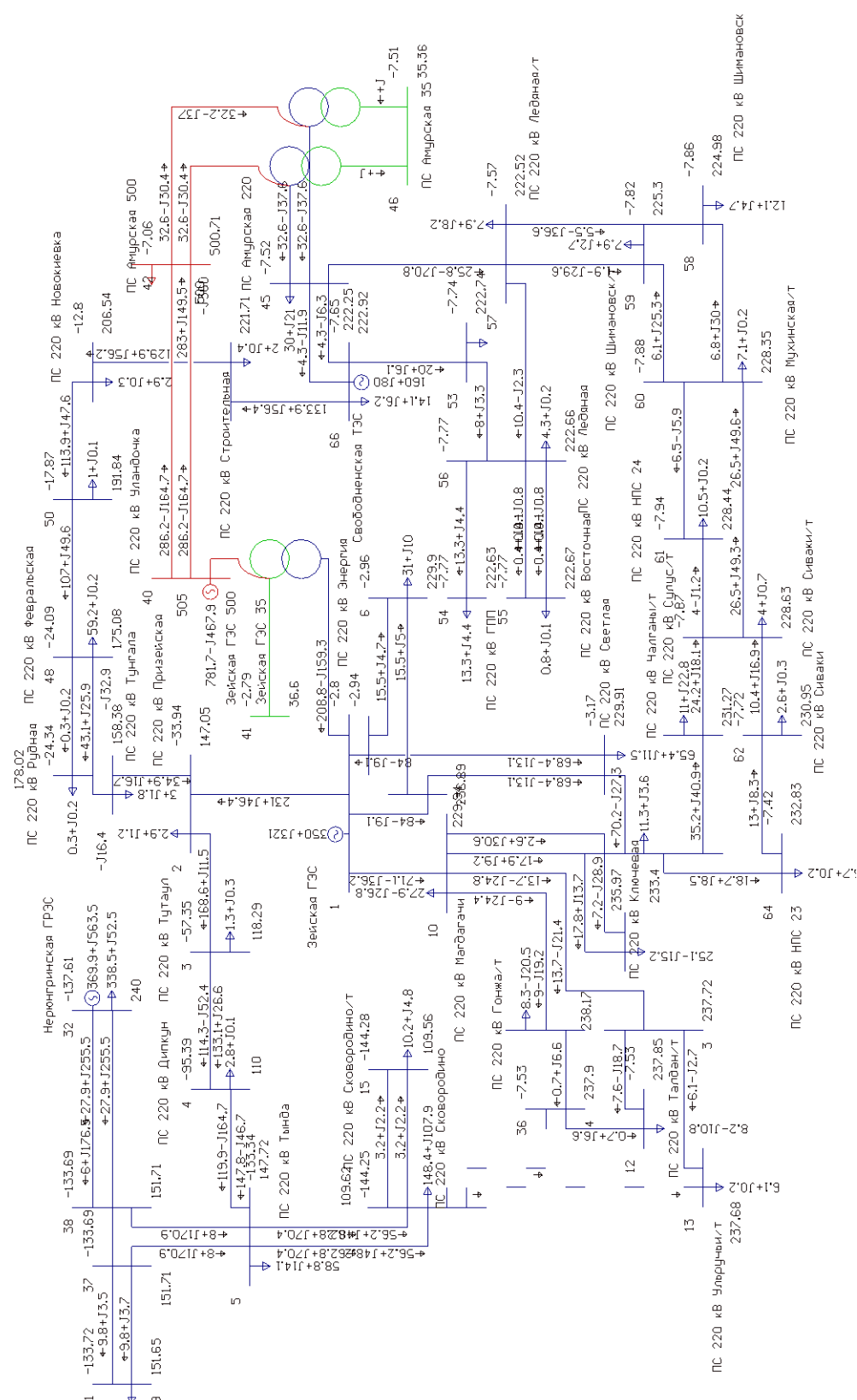


Рисунок 8 – Схема послеаварийного режима

Согласно схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2021–2026 годы, разработанной в 2021 году, важное место в этой

программе имеют вопросы развития электроэнергетики Дальнего Востока. Быстрое освоение Дальнего Востока, направление политики на увеличение и развитие демографии населения территории Дальневосточного округа, а также развитие научно– технического прогресса. Также ожидается повышение потребления в Западном энергорайоне Забайкальского участка железной дороги. Также запланировано открытие крупного потребителя в качестве АГХК. В следствии всё это повлечет повышенную потребность в электроэнергии Западного района Амурской области и создаст большой дефицит мощности в данном районе. Рассмотрим режим при увеличении потребления Забайкальского участка железной дороги. В таблице 22 представлена загрузка подстанций и отклонение напряжение в нормальном режиме при увеличении потребления Забайкальским участком железной дороги для выбранного эквивалента сети.

Таблица 22 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в нормальном режиме при увеличении потребления

№	Название	U _{ном} , кВ	P _н , МВт	Q _н , МВар	P _г , МВт	Q _г , МВар	U _{зад} , кВ	U, кВ	Отклоне ние U,%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Зейская ГЭС	220			668, 5	593,9	240	240	9,09
2	ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2		-30		193,6 5	-11,98
3	ПС 220 кВ Тутаул	220	1,3	0,3		-30		173,6 3	-21,08
4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1		-30,9		151,7 6	-31,02
5	ПС 220 кВ Тында	220	48,8	11,1		-70		140,5 8	-36,1
6	ПС 220 кВ Энергия	220	31	10				239,0 2	8,65
7	ПС 220 кВ Светлая	220	65,4	11,5				237,3 2	7,87
8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6				187,9 8	-14,56
9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	50,1	15,2				179,6 4	-18,34
10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	47,9	26,8				175,9 1	-20,04

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	20,3	20,5				168,5 2	-23,4
12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	20,2	10,8				163,5 9	-25,64
13	ПС 220 кВ Ульручы/т	220	20,1	0,2				156,3 8	-28,92
14	ПС 220 кВ Сковородино	220	61,2	9,9				155,1 2	-29,49
15	ПС 220 кВ Сковородино/т	220	20,2	4,8				155,0 6	-29,52
16	ПС 220 кВ БАМ/т	220	41,6	19,4				150,5 8	-31,56
17	ПС 220 кВ Уруша/т	220	41,4	21,6				143,8 2	-34,63
18	ПС 220 кВ Б. Омутная/т	220	37,3	20,5				140,1 6	-36,29
19	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	20,1	11				139,5 9	-36,55
20	ПС 220 кВ Аячи/т	220	18,8	3,7				138,8 1	-36,9
21	ПС 220 кВ Чичатка	220	9,1	7,3				138,1 5	-37,2
22	ПС 220 кВ Амазар	220	8,2	4,3				137,9 1	-37,32
23	ПС 220 кВ Семиозерный	220	10,2	5,8				137,1 4	-37,67
24	ПС 220 кВ Могоча	220	10,5	4,4				137,1 5	-37,66
25	ПС 220 кВ Хорогочи	220	1	0,2		-14,8		130,2 3	-40,81
26	ПС 220 кВ Лопча	220	1	2,1		-16,9		120,7 7	-45,1
27	ПС 220 кВ Юктали	220	3	0,2		-26,4		110,6 6	-49,7
28	ПС 220 кВ Олекма	220	0,2	0,1				110,4 9	-49,78
29	ПС 220 кВ Хани	220	2,2	0,1		-8,6		110	-50
30	ПС 220 кВ Чара	220	2,2	0,1				110,8	-49,64
31	НПС – 19	220	24,5	7,5				140,8 8	-35,96
32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338, 5	52,5	369, 9	70,4		149,3 8	-32,1
33	1	220						239,0 6	8,66

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
34	2	220						239,06	8,66
35	3	220						164,19	-25,37
36	4	220						163,14	-25,84
37	5	220						140,95	-35,93
38	6	220						140,95	-35,93
39	7	220						110,49	-49,78

Токовая загрузка ЛЭП представлена в таблице 23.

Таблица 23 – Токовая загрузка оборудования в нормальном режиме при увеличении потребления

Название	I_нач	I_кон	Идоп_расч	Нагрузочная плотность тока, %
1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Магдагачи – 3	925	928	690	134,5
ПС 220 кВ Ульручы/т – 3	693	691	630	110
ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Ульручы/т	618	618	630	98,1
Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи	880	906	960	94,4
ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая	752	773	1000	77,3
ПС 220 кВ Сквородино – 4	435	430	630	69
Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Призейская	323	374	630	59,4
ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ БАМ/т	371	373	630	59,3
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Гонжа/т	359	364	630	57,8
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Сулус/т	334	341	630	54,1
ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Уруша/т	316	323	630	51,3
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Тутаул	294	315	630	50
Зейская ГЭС – 2	485	486	1000	48,6
Зейская ГЭС – 1	485	486	1000	48,6
2 – ПС 220 кВ Светлая	448	450	1000	45
1 – ПС 220 кВ Светлая	448	450	1000	45
ПС 220 кВ Гонжа/т – 4	270	275	630	43,6
ПС 220 кВ Тутаул – ПС 220 кВ Дипкун	238	260	630	41,3

Продолжение таблицы 23

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Магдагачи	388	397	1000	39,7
ПС 220 кВ Талдан/т – 3	235	234	630	37,3
ПС 220 кВ БАМ/т – ПС 220 кВ Б.Омутная/т	216	225	630	35,8
ПС 220 кВ Дипкун – ПС 220 кВ Тында	185	195	630	31
ПС 220 кВ Сулус/т – ПС 220 кВ Магдагачи	188	193	630	30,6
ПС 220 кВ Тында – ПС 220 кВ Хорогочи	175	190	630	30,1
ПС 220 кВ Уруша/т – ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	162	167	630	26,5
ПС 220 кВ Талдан/т – 4	163	164	630	26
ПС 220 кВ Хорогочи – ПС 220 кВ Лопча	134	150	630	23,9
ПС 220 кВ Тында – ПС 220 кВ Сквородино	143	108	630	22,7
ПС 220 кВ Тында – ПС 220 кВ Сквородино	143	108	630	22,7
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т – ПС 220 кВ Аячи/т	106	107	630	17
ПС 220 кВ Лопча – ПС 220 кВ Юктали	79	103	630	16,4
6 – Нерюнгринская ГРЭС	86	57	630	13,6
5 – Нерюнгринская ГРЭС	86	57	630	13,6
ПС 220 кВ Б.Омутная/т – ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	84	85	630	13,5
ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т – ПС 220 кВ Чичатка	72	75	630	11,9
ПС 220 кВ Тында – 6	59	58	600	9,9
ПС 220 кВ Тында – 5	59	58	600	9,9
ПС 220 кВ Аячи/т – ПС 220 кВ Амазар	48	50	710	7,1
6 – НПС – 19	41	41	600	6,8
5 – НПС – 19	41	41	600	6,8
ПС 220 кВ Чичатка – ПС 220 кВ Семиозерный	41	44	710	6,2
2 – ПС 220 кВ Энергия	39	39	690	5,7
1 – ПС 220 кВ Энергия	39	39	690	5,7
ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Сквородино/т	32	33	630	5,2
ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Сквородино/т	32	33	630	5,2
ПС 220 кВ Амазар – ПС 220 кВ Могоча	23	28	630	4,4
ПС 220 кВ Хани – ПС 220 кВ Чара	24	10	630	3,8
ПС 220 кВ Хани – 7	23	20	630	3,7

1.6 Выводы

К особенностям электроэнергетической системы Амурской области можно отнести большую протяженность линий напряжением 220 кВ, что приводит к большим перетокам реактивной мощности, и как следствие, к высоким уровням напряжения на шинах подстанций за счет зарядных мощностей. После расчета существующего режима никаких проблем с параметрами режима не наблюдается. После увеличения нагрузки Забайкальского участка железной дороги в Западном энергорайоне Амурской области наблюдается недопустимое снижения напряжения на подстанциях. Это связано с дефицитом мощности в данном энергорайоне. Также при ослаблении связей с Западным энергорайонам Амурской области мы наблюдаем перегруз по оставшимся линиям связи.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ИННОВАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИМЕНЯЕМОГО НА ПОДСТАНЦИЯХ 500 КВ

В магистерской диссертации поставлена цель проектирование инновационной схемы электрических сетей 500 кВ с центром питания Зейская ГЭС при вводе ПП Агорта. После проведения мероприятий по повышению эффективности и надежности электроснабжения ожидается увеличение надежности электроснабжения в Амурской области, снижение дефицита мощности в Западном энергорайоне и возможность подключения новых крупных потребителей. Для того чтобы решать проблемы, необходимо применение современного оборудования. В этом разделе приведем инновационное оборудование, необходимое для подстанции.

2.1 Инновационные технологии, применяемые для проектирования подстанций

Сегодня при проектировании развития той или иной сети, участка сети, схемы выдачи мощности, необходимо применение новых инновационных технологий для бесперебойного и надежного электроснабжения потребителей. Технологии, применяемые при проектировании подстанций рассмотрены ниже.

2.1.1 Применение КРУЭ при проектировании распределительных устройств

КРУЭ — это высоковольтное распределительное устройство с газовой изоляцией, предназначенное для приема, распределения и передачи электрической энергии в сетях трехфазного переменного тока. Применение КРУЭ позволяет значительно уменьшить площади и объемы, занимаемые РУ, а также обеспечивает возможность более легкого расширения распределительного устройства по сравнению с традиционными исполнениями. [8] Компактное исполнение данного КРУЭ размерами 7715 мм (длина) x 2250 мм (ширина) x 4378 мм (высота, включая трансформатор напряжения) делает его идеальным для установки на ограниченном пространстве и с возможностью

быстрого монтажа, когда традиционные КРУЭ с номинальными параметрами 420 кВ, 4000 А и 63 кА не подходят для этих целей.

Встроенная в шкаф местного управления, панель управления приводами разъединителей и заземлителей, обеспечивает простой доступ к управлению аппаратной частью оборудования. Приводы включают индикаторы положения, доступ к ручному управлению и навесные замки для блокировки управления. Информация о плотности газа может передаваться комбинированным датчиком/монитором плотности и отображаться на лицевой панели шкафа местного управления. Все измерительные трансформаторы подключены к шкафу местного управления без дополнительных промежуточных клеммников. Площадка обслуживания обеспечивает удобный доступ к смотровым окнам и штуцерам для подключения газотехнологического оборудования. Компания АББ считает, что инновации являются ключом к ее конкурентным преимуществам, и постоянно инвестирует средства в научные исследования и разработки, чтобы добиться лидерства на рынке. Устройство ELK–3 основано на новаторской технологии КРУЭ, созданной в 60–е гг. XX в., и опыте установки более чем в 100 странах. Оно отвечает требованиям новейших международных стандартов (IEC/ANSI) или превосходит их и прошло типовые испытания в независимых лабораториях. Для создания обеспечивающей взаимодействие и соответствующей требованиям завтрашнего дня подстанции, в устройстве ELK–3 С реализованы ключевые параметры стандарта IEC 61850. В стандарте определены строгие правила реализации взаимодействия между функциями и устройствами, используемыми для защиты, мониторинга, управления и автоматизации на подстанциях независимо от производителя, что означает надежность инвестиций в новейшее КРУЭ напряжением 420 кВ и продолжительный жизненный цикл вашего оборудования.

2.1.2 Применение цифровой подстанции (переключательный пункт)

Цифровая подстанция (переключательный пункт) до сих пор трактуется по–разному разными специалистами в области систем автоматизации и управления. Для того чтобы разобраться, какие технологии и стандарты

относятся к цифровой подстанции, проследим историю развития систем АСУ ТП и РЗА. Внедрение систем автоматизации началось с появления систем телемеханики. Устройства телемеханики позволяли собирать аналоговые и дискретные сигналы с использованием модулей УСО и измерительных преобразователей. На базе систем телемеханики развивались первые АСУ ТП электрических подстанций и электростанций. АСУ ТП позволяли не только собирать информацию, но и производить её обработку, а также представлять информацию в удобном для пользователя интерфейсе. С появлением первых микропроцессорных релейных защит информация от этих устройств также стала интегрироваться в системы АСУ ТП. Постепенно количество устройств с цифровыми интерфейсами увеличивалось (противоаварийная автоматика, системы мониторинга силового оборудования, системы мониторинга щита постоянного тока и собственных нужд и т.д.). Вся эта информация от устройств нижнего уровня интегрировалась в АСУ ТП по цифровым интерфейсам. Несмотря на повсеместное использование цифровых технологий для построения систем автоматизации, такие подстанции не являются в полной мере цифровыми, так как вся исходная информация, включая состояния блок-контактов, напряжения и токи, передаётся в виде аналоговых сигналов от распределительного устройства в оперативный пункт управления, где оцифровывается отдельно каждым устройством нижнего уровня. Например, одно и то же напряжение параллельно подаётся на все устройства нижнего уровня, которые преобразовывают его в цифровой вид и передают в АСУ ТП. На традиционных подстанциях различные подсистемы используют различные коммуникационные стандарты (протоколы) и информационные модели. Для функций защиты, измерения, учёта, контроля качества выполняются индивидуальные системы измерений и информационного взаимодействия, что значительно увеличивает как сложность реализации системы автоматизации на подстанции, так и её стоимость.

Переход к качественно новым системам автоматизации и управления возможен при использовании стандартов и технологий цифровой подстанции, к которым относятся:

1. стандарт МЭК 61850:
 - унифицированное описание подстанции;
 - протоколы вертикального (MMS) и горизонтального (GOOSE) обмена;
 - протоколы передачи мгновенных значений токов и напряжений (SV);
2. цифровые (оптические и электронные) трансформаторы тока и напряжения;
3. аналоговые мультиплексоры (Merging Units);
4. выносные модули УСО (Micro RTU);
5. интеллектуальные электронные устройства (IED).

Основной особенностью и отличием стандарта МЭК 61850 от других стандартов является то, что в нём регламентируются не только вопросы передачи информации между отдельными устройствами, но и вопросы формализации описания схем — подстанции, защиты, автоматики и измерений, конфигурации устройств. В стандарте предусматриваются возможности использования новых цифровых измерительных устройств вместо традиционных аналоговых измерителей (трансформаторов тока и напряжения). Информационные технологии позволяют перейти к автоматизированному проектированию цифровых подстанций, управляемых цифровыми интегрированными системами. Все информационные связи на таких подстанциях выполняются цифровыми, образующими единую шину процесса. Это открывает возможности быстрого прямого обмена информацией между устройствами, что в конечном счёте даёт возможность сокращения числа медных кабельных связей, и числа устройств, а также более компактного их расположения [46–51].

Структура цифровой подстанции.

Рассмотрим подробнее структуру цифровой подстанции, выполненную в соответствии со стандартом МЭК 61850. Система автоматизации

энергообъекта, построенного по технологии «Цифровая подстанция», делится на три уровня:

- полевой уровень (уровень процесса);
- уровень присоединения;
- стационарный уровень.

Из основных особенностей построения системы в первую очередь необходимо выделить новый «полевой» уровень, который включает в себя инновационные устройства первичного сбора информации: выносные УСО, цифровые измерительные трансформаторы, встроенные микропроцессорные системы диагностики силового оборудования и т.д.

Цифровые измерительные трансформаторы передают мгновенные значения напряжения и токов по протоколу МЭК 61850-9-2 устройствам уровня присоединения. Существует два вида цифровых измерительных трансформаторов: оптические и электронные. Оптические измерительные трансформаторы являются наиболее предпочтительными при создании систем управления и автоматизации цифровой подстанции, так как используют инновационный принцип измерений, исключая влияние электромагнитных помех. Электронные измерительные трансформаторы базируются на базе традиционных трансформаторов и используют специализированные аналогово-цифровые преобразователи.

Данные от цифровых измерительных трансформаторов, как оптических, так и электронных, преобразуются в широковещательные Ethernet-пакеты с использованием мультиплексов (Merging Units), предусмотренных стандартом МЭК 61850-9. Сформированные мультиплексами пакеты передаются по сети Ethernet (шине процесса) в устройства уровня присоединения (контроллеры АСУ ТП, РЗА, ПА и др.) Частота дискретизации передаваемых данных не хуже 80 точек на период для устройств РЗА и ПА и 256 точек на период для АСУ ТП, АИИС КУЭ и др.

Данные о положении коммутационных аппаратов и другая дискретная информация (положение ключей режима управления, состояние цепей обогрева

приводов и др.) собираются с использованием выносных модулей УСО, установленных в непосредственной близости от коммутационных аппаратов. Выносные модули УСО имеют релейные выходы для управления коммутационными аппаратами и синхронизируются с точностью не ниже 1 мс. Передача данных от выносных модулей УСО осуществляется по оптоволоконной связи, являющейся частью шины процесса по протоколу МЭК 61850-8-1 (GOOSE). Передача команд управления на коммутационные аппараты также осуществляется через выносные модули УСО с использованием протокола МЭК 61850-8-1 (GOOSE).

Силовое оборудование оснащается набором цифровых датчиков. Существуют специализированные системы для мониторинга трансформаторного и элегазового оборудования, которые имеют цифровой интерфейс для интеграции в АСУ ТП без использования дискретных входов и датчиков 4—20 мА. Современные КРУЭ оснащаются встраиваемыми цифровыми трансформаторами тока и напряжения, а шкафы управления в КРУЭ позволяют устанавливать выносные УСО для сбора дискретных сигналов. Установка цифровых датчиков в КРУЭ производится на заводе-изготовителе, что позволяет упростить процесс проектирования, а также монтажные и наладочные работы на объекте.

Другим отличием является объединение среднего (концентраторов данных) и верхнего (сервера и АРМ) уровня в один стационарный уровень. Это связано с единством протоколов передачи данных (стандарт МЭК 61850-8-1), при котором средний уровень, ранее выполнявший работу по преобразованию информации из различных форматов в единый формат для интегрированной АСУ ТП, постепенно теряет своё назначение. Уровень присоединения включает в себя интеллектуальные электронные устройства, которые получают информацию от устройств полевого уровня, выполняют логическую обработку информации, передают управляющие воздействия через устройства полевого уровня на первичное оборудование, а также осуществляют передачу информации на стационарный уровень. К этим устройствам относятся

контроллеры присоединения, терминалы МПРЗА и другие многофункциональные микропроцессорные устройства.

Следующим отличием в структуре является её гибкость. Устройства для цифровой подстанции могут быть выполнены по модульному принципу и позволяют совмещать в себе функции множества устройств. Гибкость построения цифровых подстанций позволяет предложить различные решения с учётом особенностей энергообъекта. В случае модернизации существующей подстанции без замены силового оборудования для сбора и оцифровки первичной информации можно устанавливать шкафы выносных УСО. При этом выносные УСО помимо плат дискретного ввода/вывода будут содержать платы прямого аналогового ввода (1/5 А), которые позволяют собрать, оцифровать и выдать в протоколе МЭК 61850-9-2 данные от традиционных трансформаторов тока и напряжения. В дальнейшем полная или частичная замена первичного оборудования, в том числе замена электромагнитных трансформаторов на оптические, не приведёт к изменению уровней присоединения и подстанционного. В случае использования КРУЭ имеется возможность совмещения функций выносного УСО, Merging Unit и контроллера присоединения. Такое устройство устанавливается в шкаф управления КРУЭ и позволяет оцифровать всю исходную информацию (аналоговую или дискретную), а также выполнить функции контроллера присоединения и функции резервного местного управления.

С появлением стандарта МЭК 61850 ряд производителей выпустили продукты для цифровой подстанции. В настоящее время во всём мире выполнено уже достаточно много проектов, связанных с применением стандарта МЭК 61850, показавших преимущества данной технологии. К сожалению, уже сейчас, анализируя современные решения для цифровой подстанции, можно заметить достаточно свободную трактовку требований стандарта, что может привести в будущем к несогласованности и проблемам в интеграции уже современных решений в области автоматизации.

Сегодня в России активно ведётся работа по развитию технологии «Цифровая подстанция». Запущен ряд пилотных проектов, ведущие российские фирмы приступили к разработке отечественных продуктов и решений для цифровой подстанции. На наш взгляд, при создании новых технологий, ориентированных на цифровую подстанцию, необходимо строго следовать стандарту МЭК 61850, не только в части протоколов передачи данных, но и в идеологии построения системы. Соответствие требованиям стандарта позволит в будущем упростить модернизацию и обслуживание объектов на базе новых технологий.

В 2011 году ведущими российскими компаниями (ООО НПП «ЭКРА», ООО «ЭнергопромАвтоматизация», ЗАО «Профотек» и ОАО «НИИПТ») было подписано генеральное соглашение об организации стратегического сотрудничества с целью объединения научно-технических, инженерных и коммерческих усилий для создания цифровой подстанции на территории РФ.

В соответствии с МЭК 61850, разработанная система состоит из трёх уровней. Шина процесса представлена оптическими трансформаторами (ЗАО «Профотек») и выносным УСО (microRTU) NPT Expert (ООО «ЭнергопромАвтоматизация»). Уровень присоединения — микропроцессорные защиты ООО НПП «ЭКРА» и контроллер присоединения NPT ВАУ-9-2 ООО «ЭнергопромАвтоматизация». Оба устройства принимают аналоговую информацию по МЭК 61850-9-2 и дискретную информацию по МЭК 61850-8-1 (GOOSE). Станционный уровень реализован на базе SCADA NPT Expert с поддержкой МЭК 61850-8-1(MMS).

В рамках совместного проекта была разработана также система автоматизированного проектирования ЦПС — SCADA Studio, проработана структура сети Ethernet для различных вариантов построения, собран макет цифровой подстанции и проведены совместные испытания, в том числе на испытательном стенде в ОАО «НИИПТ».

Действующий прототип цифровой подстанции был представлен на выставке «Электрические сети России-2011». Внедрение пилотного проекта и

выход на полномасштабное производство оборудования цифровой подстанции запланирован на 2012 год. Российское оборудование для «Цифровой подстанции» прошло полномасштабное тестирование, подтверждена также его совместимость по стандарту МЭК 61850 с оборудованием различных зарубежных (Omicron, SEL, GE, Siemens и др.) и отечественных (ООО «Прософт-Системы», НПП «Динамика» и др.) компаний.

Разработка собственного российского решения по цифровой подстанции позволит не только развивать отечественное производство и науку, но и повысить энергобезопасность нашей страны. Проведённые исследования технико-экономических показателей позволяют сделать вывод, что стоимость нового решения при переходе на серийный выпуск продукции не будет превышать стоимости традиционных решений построения систем автоматизации и позволит получить ряд технических преимуществ, таких как:

- значительное сокращение кабельных связей;
- повышение точности измерений;
- простота проектирования, эксплуатации и обслуживания;
- унифицированная платформа обмена данными (МЭК 61850);
- высокая помехозащищённость;
- высокая пожаро-взрывобезопасность и экологичность;
- снижение количества модулей ввода/вывода на устройства АСУ ТП и РЗА, обеспечивающее снижение стоимости устройств.

Ещё ряд вопросов требует дополнительных проверок и решений. Это относится к надёжности цифровых систем, к вопросам конфигурирования устройств на уровне подстанции и энергообъединения, к созданию общедоступных инструментальных средств проектирования, ориентированных на разных производителей микропроцессорного и основного оборудования. Для обеспечения требуемого уровня надёжности в рамках пилотных проектов должны быть решены следующие задачи.

1. Определение оптимальной структуры цифровой подстанции в целом и её отдельных систем.

2. Гармонизация международных стандартов и разработка отечественной нормативной документации.

3. Метрологическая аттестация систем автоматизации, в том числе и системы АИИСКУЭ, с поддержкой МЭК 61850-9-2.

4. Накопление статистики по надёжности оборудования цифровой подстанции.

5. Накопление опыта внедрения и эксплуатации, обучение персонала, создание центров компетенции.

2.2 Выводы

Исходя из вышеперечисленного, для проектирования схемы выдачи мощности ПП Агорта потребуются следующие инновационные технологии:

– КРУЭ;

– Применение технологий цифровой ПС для ПП Агорта.

3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ В СВЯЗИ С ПОДКЛЮЧЕНИЕМ ПП АГОРТА

Данный пункт посвящён проектированию развития электрической сети Амурской области путём внедрения в существующую схему ПП Агорта. Согласно «Схеме и программе развития электроэнергетики Амурской области на период 2020 – 2024 годов» предполагается строительство ПП Агорта, предполагаемая электрическая мощность, передаваемая через ПП Агорта составит потребляемую мощность Западным энергорайонам Амурской области и строящимся Химкомбинатом мощностью 300 МВт в Свободном.

3.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе

Задача раздела: Разработка и описание нескольких вариантов развития электрической сети в связи с строительством ПП Агорта, и их обоснование. Предложенные варианты представлены на карте с. 9 на рисунке 9.

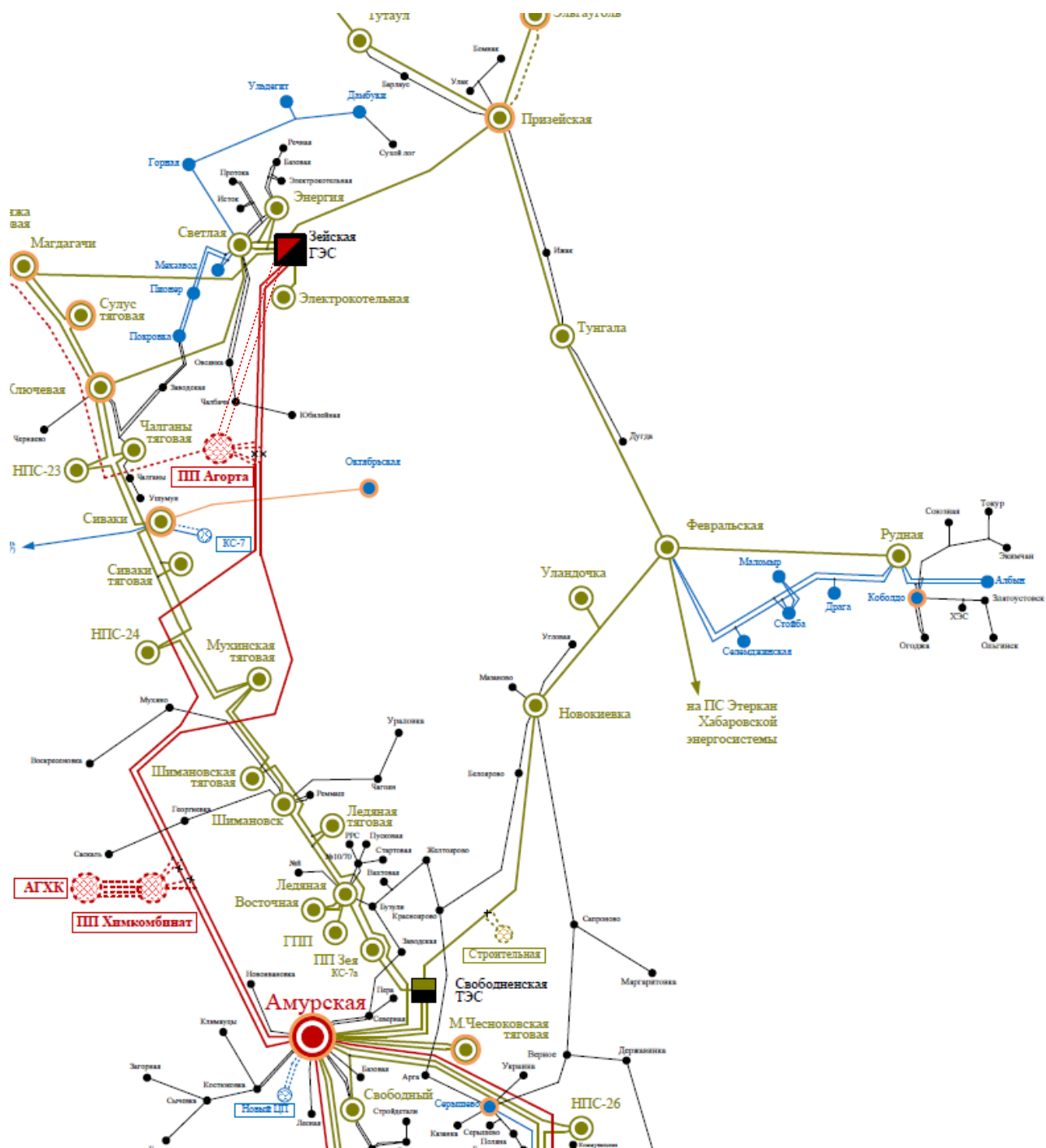


Рисунок 9 – Карта схема с предложенными вариантами развития

Вариант 1. Предусматривает подключение ПП Агорта к существующим сетям на напряжение 500 кВ. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПП Агорта;
- строительство заходов на ПП Агорта от ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская №1.

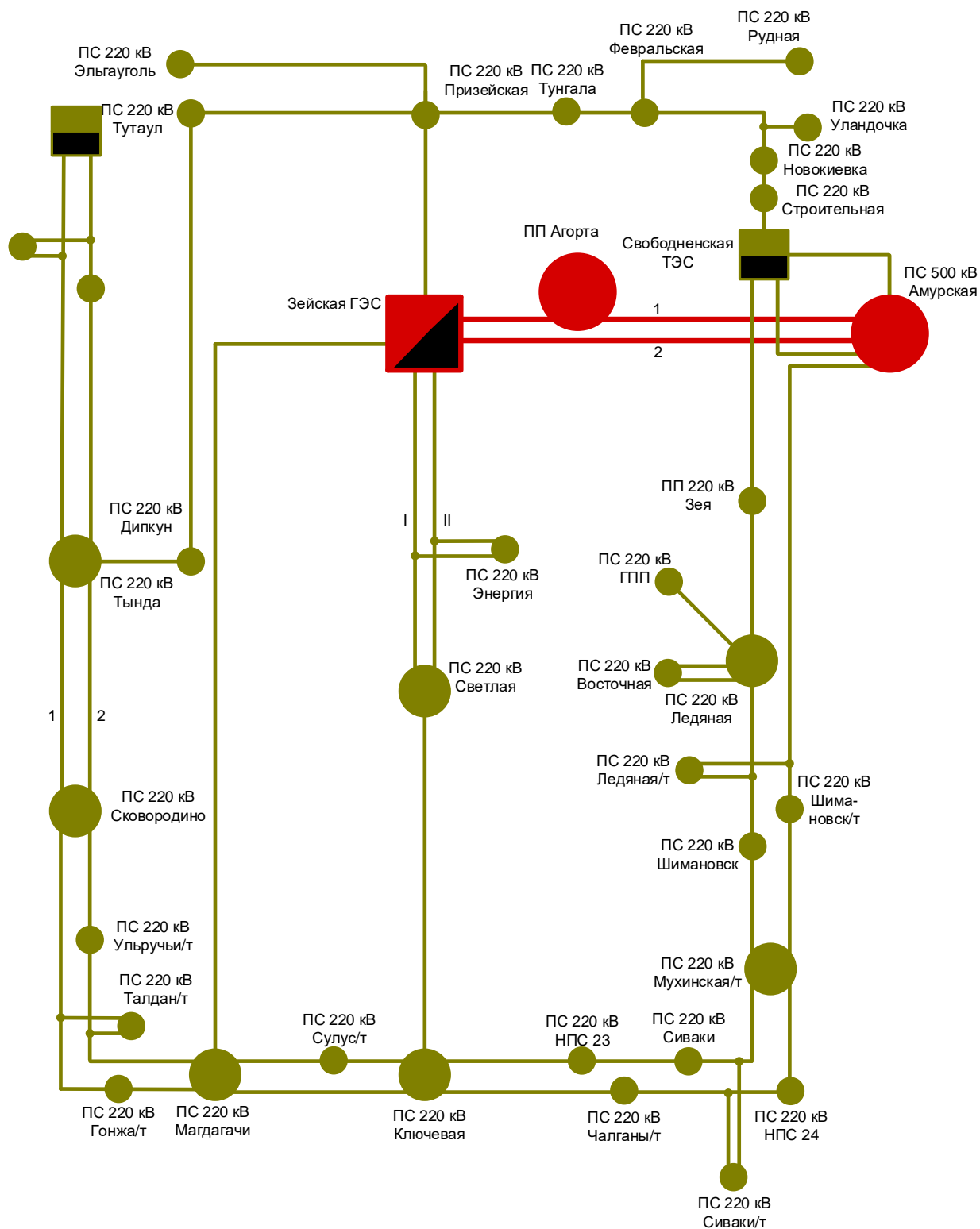


Рисунок 10 – Вариант подключения 1

Вариант 2. Предусматривает подключение ПП Агорта к Зейской ГЭС на напряжение 500 кВ. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПП Агорта;
- строительство двух ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Агорта.

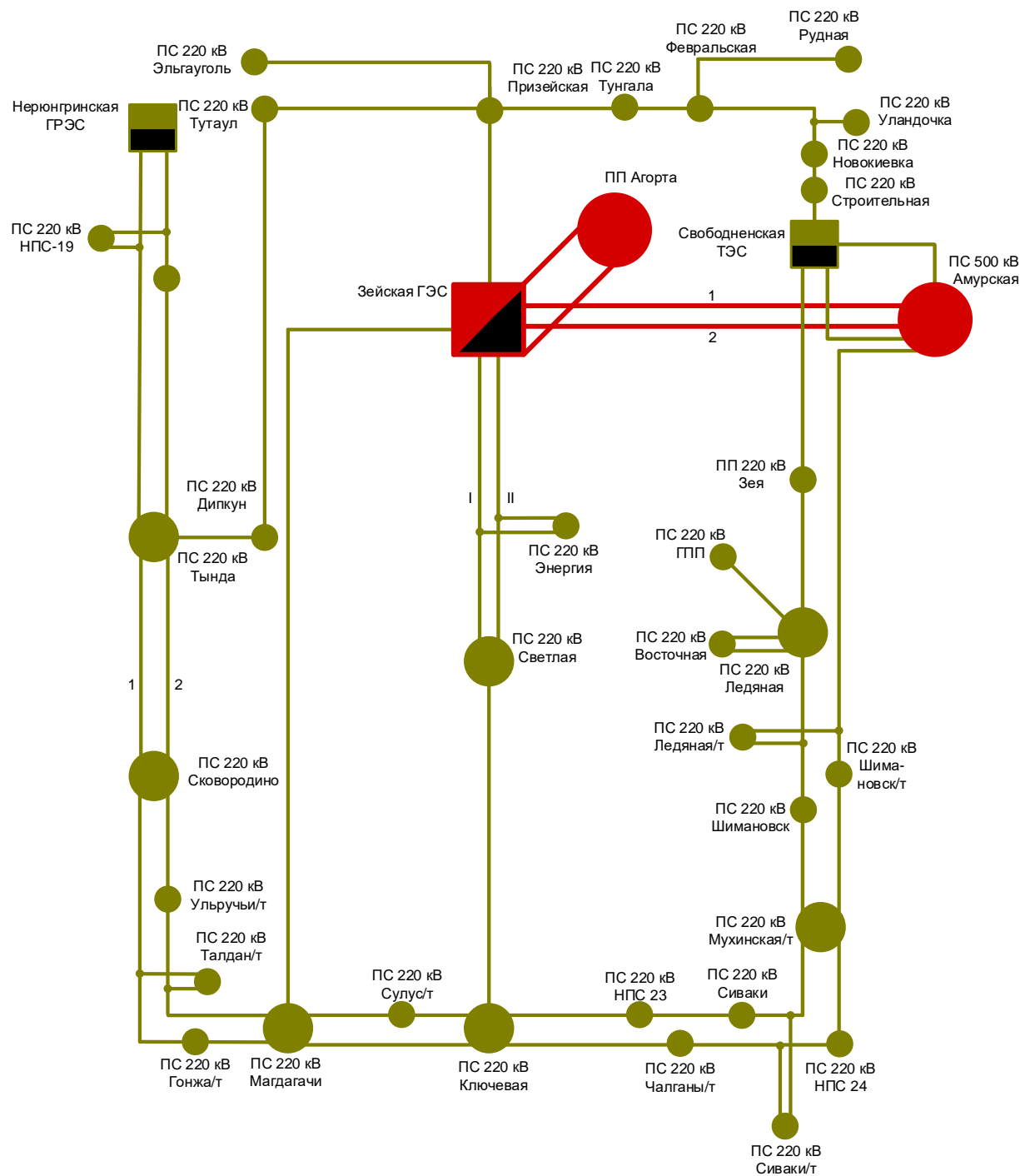


Рисунок 11 – Вариант подключения 2

Вариант 3. Предусматривает подключение ПП Агорта к существующим сетям на напряжение 500 кВ. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПП Агорта;
- строительство заходов на ПП Агорта от ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская №1;

– строительство заходов на ПП Агорта от ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС –
Амурская №2.

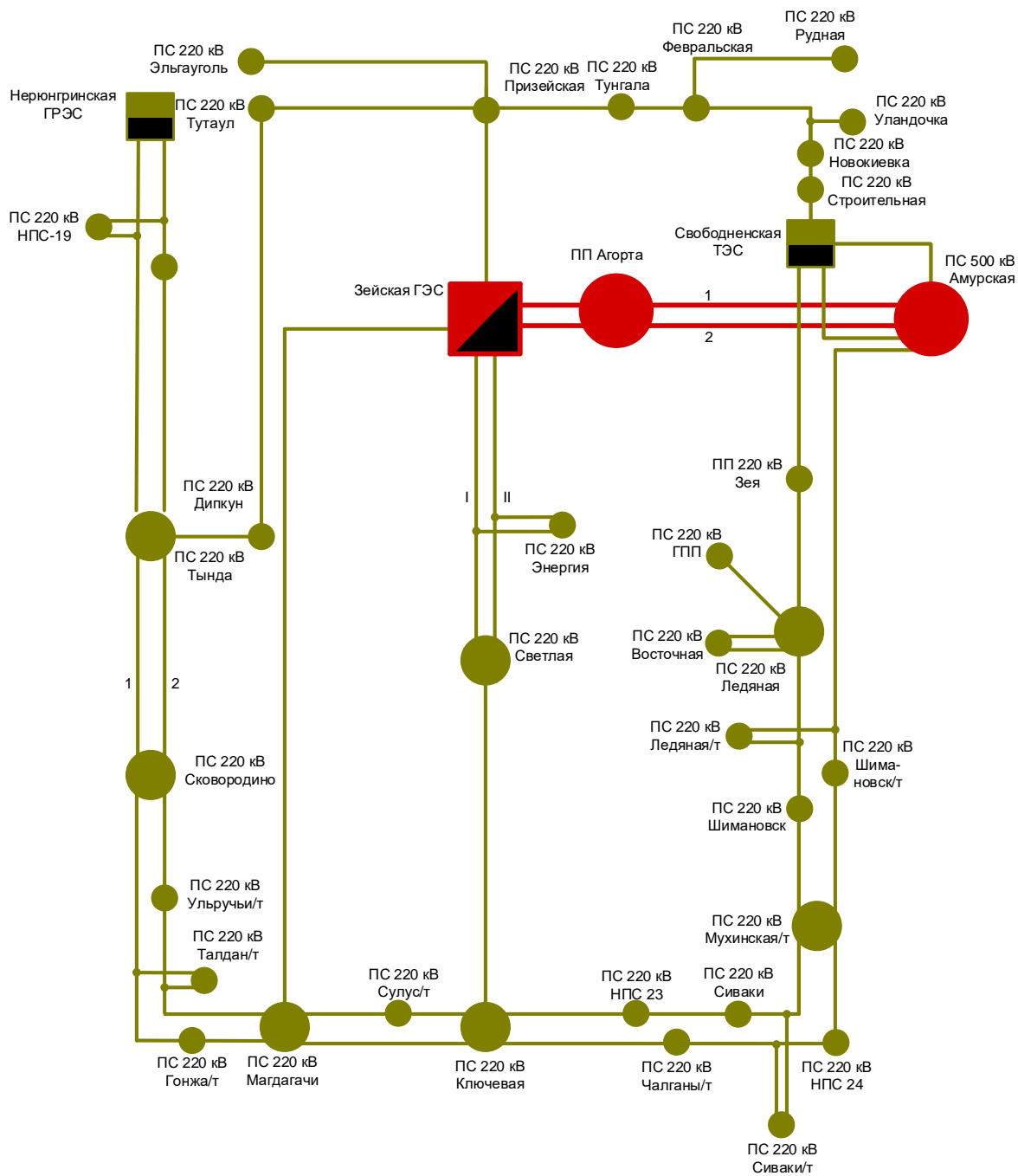


Рисунок 12 – Вариант подключения 3

3.2 Техническая проработка вариантов развития электрической сети

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

3.2.1 Вариант развития электрической сети при подключении ПП Агорта к существующим сетям на напряжение 500 кВ.

При подключении ПП Агорта к существующим сетям на напряжение 500 кВ необходимо строительство двух заходов от ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская №1 протяженностью 10 км.

Для ПП Агорта выбираем следующие типовые схему РУ:

Схема РУ ВН (500 кВ): шестиугольник (8).

Проектируемая ЛЭП, обеспечивающие подключение ПП Агорта и ошиновка ПП Агорта, будет выполнена проводами марки 3хАС–330 расчеты приведены в приложении Б.

Для данного варианта развития был проведён расчёт токов короткого замыкания на шинах ВН проектируемой ПП Агорта.

Расчёт приведён в приложении Г. По данным расчёта были выбраны выключатели присоединений на КРУЭ 500 кВ.

Проверка ячеек КРУ 500 кВ.

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

Условия выбора:

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

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

Все каталожные и расчетный величины выбора и проверки сведены в таблицу 24.

КРУЭ 500 кВ компании АВВ марки ELK–3 удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к эксплуатации.

Таблица 24 – Условия выбора и проверки ячеек КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}=500$ кВ	$U_{уст}=500$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном}=4000$ А	$I_{раб.мах}=2000$ А	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{дин}=170$ кА	$i_{уд}=14.99$ кА	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{к.ном}=12100$ кА ² · с	$B_{к.ном} = 48.47$ кА ² · с	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

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

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{ап.уст} \leq U_{уст ном}, \quad (11)$$

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

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

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

$$I_{раб.мах} \leq I_{ап.ном}, \quad (12)$$

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

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_{уд} \leq i_{мах}, \quad (13)$$

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

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

Таким образом время отключения равно [10]:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{откл.выкл}, \quad (14)$$

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

где Δt – выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

Проверку по термической стойкости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_{к.расч} = I_{н0}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (15)$$

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

Проверка на термическую стойкость осуществляется в соответствии с условием:

$$B_{к.расч} < B_{к.ном}; \quad (16)$$

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

$$B_{к.ном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (17)$$

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

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

Выключатель проверяется на возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right); \quad (18)$$

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

β_n – содержание апериодической составляющей.

Расчётное значение апериодической составляющей определяется по формуле [10]:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{ПГО}^{(3)} \cdot e^{\frac{-0,01}{T_a}} ; \quad (19)$$

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

Проверка на электродинамическую стойкость осуществляется согласно условию:

$$i_{уд} < i_{дин.стой} ; \quad (20)$$

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

Подробный расчет приведен в приложении Б. Результаты по выбору сведены в таблицу 25.

Таблица 25 – Выбор выключателей ПП Агорта

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_c = 500$ кВ	$U_{ном} = 500$ кВ	$U_{ном} \geq U_c$
$I_{раб} = 942$ А	$I_{раб.мах} = 2000$ А $I_{раб.ЗГЭС} = 2000$ А $I_{раб.Амурская} = 2000$ А $I_{раб.АГХК} = 350$ А	$I_{ном} > I_{раб}$
$I_{н0} = 6.06$ кА	$I_{откл.ном} = 63$ кА	$I_{откл.ном} > I_{н0}$
$i_{уд} = 14.99$ кА	$i_{дин} = 63$ кА	$i_{дин} > i_{уд}$
$B_{к.расч} = 48.47$ кА ² с	$B_{к.ном} = 12100$ кА ² с	$B_{к.ном} > B_{к.расч}$
$i_a = 8.29$ кА	$i_{аном} = 16$ кА	$i_{аном} > i_a$

Выбранный выключатель в КРУЭ имеет пружинно гидравлический привод.

Проведем проверку для разъединителей и заземлителей КРУЭ 500 кВ они имеют общий пружинно гидравлический привод. Сопоставление каталожных данных с расчетными представлены в таблице 26. Ток термической стойкости в таблице представлен для главных и заземляющих ножей. Данный разъединитель и заземлители прошли проверку по всем параметрам и могут быть приняты к установке в КРУЭ.

Таблица 26 – Параметры выбора разъединителей и заземлителей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 500 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 500 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 2000 \text{ А}$ $I_{раб.ЗГЭС} = 2000 \text{ А}$ $I_{раб.Амурская} = 2000 \text{ А}$ $I_{раб.АГХК} = 350 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 63^2 \cdot 3 = 12176 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$i_{дин} = 170 \text{ кА}$	$i_{уд} = 14,99 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$

Проведем проверку для трансформаторов тока КРУЭ 500 кВ.

1) По напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$500 \text{ кВ} \leq 500 \text{ кВ}$$

2) По току:

$$I_{рас} \leq I_{ном}$$

$$2000 \text{ А} \leq 2000 \text{ А}$$

3) По электродинамической стойкости

$$i_{дин} \geq i_{уд}$$

$$170 \text{ кА} \geq 14,99 \text{ кА}$$

3) По термической стойкости:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$$

$$49\text{кА}^2 \cdot \text{с} \leq 12176\text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

5) По величине вторичной нагрузки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}},$$

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

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

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (21)$$

Сопротивление контактов $r_{\text{к}}$ принимается равным 0,05 Ом при двух–трех приборах и 0,01 Ом при большем количестве приборов. В таблице 27 представлен перечень приборов, подключаемых к ТТ в КРУЭ 500 кВ [24].

Таблица 27 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках РУ 500 кВ

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

Номинальное сопротивление вторичной обмотки:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}, \quad (22)$$

где S_{2H} - номинальная мощность ТТ;

$I_2 = 5A$ –вторичный ток ТТ.

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

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (23)$$

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

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

Выбираем провод сечение $q=4 \text{ мм}^2$ АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длину проводов, согласно таблице 28 примем равными 100 м.

Таблица 28 – Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

$U_H, \text{ кВ}$	$L, \text{ м}$
500	50–100

Сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (24)$$

где ρ – удельное сопротивление проводов;

l – длина соединительных проводов, определяется по [7];

q – удельное сопротивление материала провода.

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

Сопротивление вторичной нагрузки:

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

Как видно, требуемое условие соблюдается. Остальные расчетные условия приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 924 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{н}}$
$Z_{2\text{н}} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S)	$Z_2 = 0,78 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{н}}$
$I_{\text{дин}} = 170 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 14,99 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 63^2 \cdot 3 = 12176 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} > B_{\text{к}}$

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

Проведем проверку для трансформаторов напряжения КРУЭ 500 кВ. Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания вольтметровых обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики. Трансформаторы напряжения выбираются согласно условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} \quad (25)$$

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

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

Условия выбора:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$500\text{кВ} \leq 500 \text{ кВ}$$

2) По конструкции и схеме соединения обмоток:

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

3) По классу точности: 0,2;

4) По вторичной нагрузке:

Таблица 30 – мощность приборов, подключенных к ТН.

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	ЩП120П	6	2	12
Ваттметр	СР–3021	5	6	60
Варметр	СТ–3021	5	6	60
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	6	90
Частотометр	СР–3021	5	1	5
Итого				227

Суммарная мощность приборов:

$$227\text{ВА} \leq 300\text{ВА}$$

Таблица 31 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 500 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 500 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 300 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 227 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры трансформаторов напряжения КРУЭ 500 кВ соответствуют условиям их выбора.

Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения

Ограничитель перенапряжений нелинейный (ОПН) является одним из основных элементов системы защиты от перенапряжений, обеспечивающий защиту электрооборудования распределительного устройства подстанций и линий от коммутационных и грозовых перенапряжений. Конструкция ОПН весьма проста – в ее основе лежит столб из нелинейных сопротивлений (варисторов), имеющий лишь две геометрические характеристики – высоту колонки и ее диаметр. Оказывается, что многие характеристики современных ОПН различных производителей связаны друг с другом и определяются его наибольшим рабочим напряжением (зависит от высоты колонки варисторов) и энергоемкостью (зависит от диаметра колонки варисторов). Поэтому обращать внимание необходимо, прежде всего, на две эти величины.

К основным параметрам ограничителя относятся:

1. Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
2. Номинальное напряжение, номинальный разрядный ток, класс пропускной способности;
3. Уровни остающихся напряжений при коммутационных и грозовых импульсах;
4. Величина тока срабатывания противовзрывного устройства;
5. Длина пути утечки внешней изоляции.

Выбор ОПН для РУ 500 кВ.

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ}$$

Принимаем первоначально ОПН–500/303/20/1500 УХЛ1 по номинальному напряжению 500 кВ.

$$500\text{кВ} \geq 500\text{кВ}$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ}$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot U_{РАБ}}{\sqrt{3}} \quad (26)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 500}{\sqrt{3}} = 331,97\text{кВ}$$

$$378\text{кВ} \geq 331,97\text{кВ}$$

Энергия, пропускаемая ОПН во время грозового импульса в сетях 110–750 кВ определяется как:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{осм}}{Z_B} \right) \cdot U_{осм} \cdot 2T \cdot n, \quad (27)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений;

$U_{осм}$ – 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:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (28)$$

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:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (29)$$

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 энергоёмкость ОПН:

$$\mathcal{E}' = \frac{\mathcal{E}}{U_{НОМ}} \quad (30)$$

$$\mathcal{E}' = \frac{849,74}{220} = 3,86 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$$

Используется ОПН третьего класса энергоёмкости, 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 32 – Параметры ОПН–500/303/20/1500 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН–500/303/20/1500 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	500
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	303
Номинальный разрядный ток, кА	20
Остающееся напряжение, кВ	596
Длина пути утечки, см	630

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режима. Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения в сети находятся в допустимых пределах, анализируя токовую загрузку ЛЭП можно сделать вывод что большинство линии являются недогруженными. Отклонение напряжения в узлах находятся в допустимых пределах. При отключении одной из линий и ремонте линии 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи отклонений по напряжению не наблюдается, а большинство линии все также являются недогруженными, но появляется одна перегруженная линия. Подробный расчет приведен в приложении Г.

Таблица 33 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I _{нач}	I _{кон}	I _{доп} расч	Нагрузочная плотность тока, %
1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Магдагачи – 3	387	388	690	56,2
Зейская ГЭС 500 – ПП Агорта	550	554	1000	55,4
ПС 220 кВ Ульручы/т – 3	307	306	630	48,8
ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Ульручы/т	292	292	630	46,3
Зейская ГЭС 500 – ПС Амурская 500	419	426	1000	42,6
Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи	397	394	960	41,4
ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая	347	343	1000	34,7
ПС 220 кВ Сквородино – 4	201	196	630	31,8
ПС Амурская 220 – ПС 220 кВ Ледяная/т	193	193	630	30,7
Зейская ГЭС – 2	294	294	1000	29,4
Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Призейская	185	184	630	29,3
2 – ПС 220 кВ Светлая	255	255	1000	25,5
ПП Агорта – ПС Амурская 500	217	230	1000	23
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Гонжа/т	143	142	630	22,7
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Сулус/т	136	130	630	21,5
ПС 220 кВ Гонжа/т – 4	127	131	630	20,8
6 – Нерюнгринская ГРЭС	130	71	630	20,6
5 – Нерюнгринская ГРЭС	130	71	630	20,6

Продолжение таблицы 33

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Тында – 6	119	116	600	19,8
ПС 220 кВ Тында – 5	119	116	600	19,8
ПС 220 кВ Строительная – Свободненская ТЭС	118	120	630	19
ПС 220 кВ Новокиевка – ПС 220 кВ Строительная	101	115	630	18,2
Свободненская ТЭС – ПП Зея	143	145	800	18,1
ПС 220 кВ Дипкун – ПС 220 кВ Тында	110	86	630	17,5
Свободненская ТЭС – ПС Амурская 220	118	130	800	16,3
Свободненская ТЭС – ПС Амурская 220	118	130	800	16,3
ПС 220 кВ Тутаул – ПС 220 кВ Дипкун	99	92	630	15,7
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Тутаул	97	97	630	15,3
ПС 220 кВ Уландочка – ПС 220 кВ Новокиевка	86	94	630	15
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Тунгала	92	79	630	14,7
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Магдагачи	147	143	1000	14,7
ПС 220 кВ Ледяная – ПС 220 кВ Ледяная/т	80	91	630	14,4
ПП Зея – ПС 220 кВ Ледяная	113	115	800	14,4
ПС 220 кВ Талдан/т – 3	86	86	630	13,7
ПС 220 кВ Тунгала – ПС 220 кВ Февральская	85	71	630	13,5
ПС 220 кВ Ледяная/т – ПС 220 кВ Шимановск	85	77	630	13,4
ПС 220 кВ Февральская – ПС 220 кВ Уландочка	84	83	630	13,3
ПС 220 кВ Тында – ПС 220 кВ Сковородино	36	81	630	12,9
ПС 220 кВ Тында – ПС 220 кВ Сковородино	36	81	630	12,9
ПС 220 кВ Ледяная/т – ПС 220 кВ Шимановск/т	77	66	630	12,2
ПС 220 кВ Талдан/т – 4	65	66	630	10,4
ПС 220 кВ Шимановск – ПС 220 кВ Мухинская/т	64	49	630	10,2

Продолжение таблицы 33

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Чалганы/т	56	64	630	10,1
ПС 220 кВ Сулус/т – ПС 220 кВ Магдагачи	62	63	630	10
ПС 220 кВ Мухинская/т – ПС 220 кВ Сиваки/т	62	61	630	9,9
ПС 220 кВ Шимановск/т – ПС 220 кВ Мухинская/т	58	43	630	9,2
ПС 220 кВ Февральская – ПС 220 кВ Рудная	60	1	810	7,4
2 – ПС 220 кВ Энергия	41	41	690	5,9
1 – ПС 220 кВ Энергия	41	41	690	5,9
ПС 220 кВ Сиваки/т – ПС 220 кВ Сиваки	36	18	630	5,8
6 – НПС – 19	32	33	600	5,4
5 – НПС – 19	32	33	600	5,4
ПС 220 кВ Ледяная – ПС 220 кВ ГПП	35	36	800	4,5
ПС 220 кВ Мухинская/т – ПС 220 кВ НПС 24	24	22	630	3,8
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ НПС 23	21	17	630	3,4
ПС 220 кВ Сиваки – ПС 220 кВ НПС 23	19	4	630	3
ПС 220 кВ Сиваки/т – ПС 220 кВ Чалганы/т	17	2	630	2,6
ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Сквородино/т	14	15	630	2,3
ПС 220 кВ НПС 24 – ПС 220 кВ Сиваки/т	9	9	630	1,5
ПС 220 кВ Ледяная – ПС 220 кВ Восточная	2	1	630	0,4
ПС 220 кВ Ледяная – ПС 220 кВ Восточная	2	1	630	0,4

Таблица 34 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I _{нач}	I _{кон}	I _{доп} расч	Нагрузочная плотность тока, %
1	2	3	4	5
Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Призейская	312	314	630	49,9
Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи			960	
Зейская ГЭС – 1	504	504	1000	50,4
Зейская ГЭС – 2	504	504	1000	50,4
1 – ПС 220 кВ Энергия	41	41	690	5,9

Продолжение таблицы 34

1	2	3	4	5
2 – ПС 220 кВ Энергия	41	41	690	5,9
1 – ПС 220 кВ Светлая	464	464	1000	46,4
2 – ПС 220 кВ Светлая	464	464	1000	46,4
ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая	761	760	1000	76,1
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Сулус/т	282	278	630	44,8
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Магдагачи	354	352	1000	35,4
ПС 220 кВ Сулус/т – ПС 220 кВ Магдагачи	206	205	630	32,7
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Гонжа/т	133	131	630	21,2
ПС 220 кВ Магдагачи – 3	350	350	690	50,8
ПС 220 кВ Гонжа/т – 4	114	118	630	18,7
ПС 220 кВ Талдан/т – 3	82	82	630	13
ПС 220 кВ Талдан/т – 4	58	59	630	9,3
ПС 220 кВ Сквородино – 4	179	176	630	28,5
ПС 220 кВ Ульручьи/т – 3	275	274	630	43,7
ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Ульручьи/т	259	259	630	41,2
ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Сквородино/т	15	15	630	2,4
ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Сквородино/т	15	15	630	2,4
ПС 220 кВ Тында – ПС 220 кВ Сквородино	41	92	630	14,7
ПС 220 кВ Тында – ПС 220 кВ Сквородино	41	92	630	14,7
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Тутаул	174	173	630	27,6
ПС 220 кВ Тутаул – ПС 220 кВ Дипкун	176	167	630	27,9
ПС 220 кВ Дипкун – ПС 220 кВ Тында	186	164	630	29,6
ПС 220 кВ Тында – 5	156	153	600	26
ПС 220 кВ Тында – 6	156	153	600	26
5 – НПС – 19	33	33	600	5,6
6 – НПС – 19	33	33	600	5,6
5 – Нерюнгринская ГРЭС	166	105	630	26,4
6 – Нерюнгринская ГРЭС	166	105	630	26,4

Продолжение таблицы 34

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Тунгала	143	132	630	22,7
ПС 220 кВ Тунгала – ПС 220 кВ Февральская	137	121	630	21,8
ПС 220 кВ Февральская – ПС 220 кВ Рудная	58	1	810	7,2
ПС 220 кВ Февральская – ПС 220 кВ Уландочка	55	37	630	8,8
ПС 220 кВ Уландочка – ПС 220 кВ Новокиевка	40	42	630	6,7
ПС 220 кВ Новокиевка – ПС 220 кВ Строительная	49	63	630	10,1
ПС 220 кВ Строительная – Свободненская ТЭС	67	68	630	10,8
Свободненская ТЭС – ПС Амурская 220	127	136	800	17,1
Свободненская ТЭС – ПС Амурская 220	127	136	800	17,1
Свободненская ТЭС – ПП Зея	154	156	800	19,4
ПП Зея – ПС 220 кВ Ледяная	123	125	800	15,6
ПС 220 кВ Ледяная – ПС 220 кВ Восточная	2	1	630	0,4
ПС 220 кВ Ледяная – ПС 220 кВ Восточная	2	1	630	0,4
ПС 220 кВ Ледяная – ПС 220 кВ ГПП	35	37	800	4,6
ПС 220 кВ Ледяная – ПС 220 кВ Ледяная/т	85	94	630	15
ПС Амурская 220 – ПС 220 кВ Ледяная/т	99	99	630	15,8
ПС 220 кВ Ледяная/т – ПС 220 кВ Шимановск	43	40	630	6,9
ПС 220 кВ Ледяная/т – ПС 220 кВ Шимановск/т	38	31	630	6
ПС 220 кВ Шимановск – ПС 220 кВ Мухинская/т	20	7	630	3,1
ПС 220 кВ Шимановск/т – ПС 220 кВ Мухинская/т	17	10	630	2,7
ПС 220 кВ Мухинская/т – ПС 220 кВ НПС 24	21	20	630	3,3
ПС 220 кВ Мухинская/т – ПС 220 кВ Сиваки/т	24	24	630	3,9
ПС 220 кВ Сиваки/т – ПС 220 кВ Сиваки	18	13	630	2,8

Продолжение таблицы 34

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Сиваки/т – ПС 220 кВ Чалганы/т	42	56	630	8,8
ПС 220 кВ Сиваки – ПС 220 кВ НПС 23	20	32	630	5,1
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ НПС 23	49	42	630	7,7
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Чалганы/т	58	59	630	9,4
Зейская ГЭС 500 – ПП Агорта			1000	
Зейская ГЭС 500 – ПС Амурская 500	912	908	1000	91,2
ПП Агорта – ПС Амурская 500	361	369	1000	36,9

Таблица 35 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в нормальном режиме

№	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	U зд	U	d U
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Зейская ГЭС	220			350	146,2	230	230	4,55
2	ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2		-30		224,73	2,15
3	ПС 220 кВ Тутаул	220	1,3	0,3		-20		223,16	1,44
4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1		-30,9		222,44	1,11
5	ПС 220 кВ Тында	220	58,8	14,1		-50		225,7	2,59
6	ПС 220 кВ Энергия	220	31	10				229,77	4,44
7	ПС 220 кВ Светлая	220	65,4	11,5				229,52	4,33
8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6				225,92	2,69
9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	25,1	-15,2				226,28	2,86
10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	27,9	-26,8				225,69	2,59
11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	8,3	-20,5				225,29	2,4
12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	8,2	-10,8				223,36	1,53
13	ПС 220 кВ Ульручы/т	220	6,1	0,2				220,94	0,43

Продолжение таблицы 35

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
14	ПС 220 кВ Сковородино	220	148, 4	107,9				220,58	0,26
15	ПС 220 кВ Сковородино/т	220	10,2	4,8				220,55	0,25
31	НПС – 19	220	24,5	7,5				226,38	2,9
32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338, 5	52,5	369, 9	102,5	240	240	9,09
33		1	220					229,8	4,46
34		2	220					229,8	4,46
35		3	220					223,38	1,53
36		4	220					223,27	1,49
37		5	220					226,42	2,92
38		6	220					226,42	2,92
39	Зейская ГЭС Н1	500						522,81	4,56
40	Зейская ГЭС 500	500			931, 8	-335	505	505	1
41	Зейская ГЭС 35	35						36,6	4,56
42	ПС Амурская 500	500	500			-360		496,53	-0,69
43	ПС Амурская Н1	500						504,14	0,83
44	ПС Амурская Н2	500						504,14	0,83
45	ПС Амурская 220	220	30	21				221,82	0,83
46	ПС Амурская 35	35						35,29	0,83
47	ПС 220 кВ Тунгала	220	3	1,8		-16,4		225,17	2,35
48	ПС 220 кВ Февральская	220	59,2	0,2		-32,9		225,49	2,5
49	ПС 220 кВ Рудная	220	0,3	0,2				229,33	4,24
50	ПС 220 кВ Уландочка	220	1	0,1				227,23	3,29
51	ПС 220 кВ Новокиевка	220	2,9	0,3				227,07	3,22
52	ПС 220 кВ Строительная	220	2	0,4				225,67	2,58

Продолжение таблицы 35

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
53	ПП Зея	220	12	4				224,8	2,18
54	ПС 220 кВ ГПП	220	13,3	4,4				224,18	1,9
55	ПС 220 кВ Восточная	220	0,8	0,1				224,22	1,92
56	ПС 220 кВ Ледяная	220	4,3	0,2				224,22	1,92
57	ПС 220 кВ Ледяная/т	220	7,9	8,2				222,06	0,94
58	ПС 220 кВ Шимановск	220	12,1	4,7				222,99	1,36
59	ПС 220 кВ Шимановск/т	220	7,9	2,7				223,24	1,47
60	ПС 220 кВ Мухинская/т	220	7,1	0,2				224,47	2,03
61	ПС 220 кВ НПС 24	220	10,5	0,2				224,51	2,05
62	ПС 220 кВ Сиваки	220	2,6	0,3				225,62	2,55
63	ПС 220 кВ Сиваки/т	220	4	0,7				224,57	2,08
64	ПС 220 кВ НПС 23	220	5,7	0,2				226,01	2,73
65	ПС 220 кВ Чалганы/т	220	11	22,8				224,85	2,21
66	Свободненская ТЭС	220	14,1	6,2	160	80	230	225,5	2,5
67	ПП Агорта	500	300	60		-80		499,58	-0,08

Таблица 36 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в послеаварийном режиме

№	Название	U_НОМ	P_н	Q_н	P_г	Q_г	U зд	U	d U
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Зейская ГЭС	220			350	190,4	230	230	4,55
2	ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2		-30		220,55	0,25

Продолжение таблицы 36

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	ПС 220 кВ Тутаул	220	1,3	0,3		-20		219,07	-0,42
4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1		-30,9		219,7	-0,14
5	ПС 220 кВ Тында	220	58,8	14,1		-10		225,67	2,58
6	ПС 220 кВ Энергия	220	31	10				229,56	4,35
7	ПС 220 кВ Светлая	220	65,4	11,5				228,93	4,06
8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6				220,1	0,05
9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	25,1	-15,2				220,4	0,18
10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	27,9	-26,8				219,78	-0,1
11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	8,3	-20,5				219,86	-0,06
12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	8,2	-10,8				218,37	-0,74
13	ПС 220 кВ Ульручы/т	220	6,1	0,2				216,53	-1,58
14	ПС 220 кВ Сковородино	220	148, 4	107,9				216,28	-1,69
15	ПС 220 кВ Сковородино/т	220	10,2	4,8				216,24	-1,71
31	НПС - 19	220	24,5	7,5				226,34	2,88
32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338, 5	52,5	369, 9	102,7	240	240	9,09
33	1	220						229,6	4,36
34	2	220						229,6	4,36
35	3	220						218,34	-0,75
36	4	220						218,31	-0,77
37	5	220						226,39	2,91
38	6	220						226,39	2,91
39	Зейская ГЭС Н1	500						522,86	4,57
40	Зейская ГЭС 500	500			969, 4	-193,2	505	505	1
41	Зейская ГЭС 35	35						36,6	4,57
42	ПС Амурская 500	500	500			-180		492,95	-1,41
43	ПС Амурская Н1	500						498,73	-0,25
44	ПС Амурская Н2	500						498,73	-0,25
45	ПС Амурская 220	220	30	21				219,45	-0,25
46	ПС Амурская 35	35						34,91	-0,25

Продолжение таблицы 36

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
47	ПС 220 кВ Тунгала	220	3	1,8		-16,4		220,65	0,3
48	ПС 220 кВ Февральская	220	59,2	0,2		-32,9		221,68	0,76
49	ПС 220 кВ Рудная	220	0,3	0,2				225,46	2,48
50	ПС 220 кВ Уландочка	220	1	0,1				224,02	1,83
51	ПС 220 кВ Новокиевка	220	2,9	0,3				224,31	1,96
52	ПС 220 кВ Строительная	220	2	0,4				223,19	1,45
53	ПП Зея	220	12	4				222,33	1,06
54	ПС 220 кВ ГПП	220	13,3	4,4				221,72	0,78
55	ПС 220 кВ Восточная	220	0,8	0,1				221,76	0,8
56	ПС 220 кВ Ледяная	220	4,3	0,2				221,76	0,8
57	ПС 220 кВ Ледяная/т	220	7,9	8,2				219,61	-0,18
58	ПС 220 кВ Шимановск	220	12,1	4,7				219,85	-0,07
59	ПС 220 кВ Шимановск/т	220	7,9	2,7				220,04	0,02
60	ПС 220 кВ Мухинская/т	220	7,1	0,2				220,39	0,18
61	ПС 220 кВ НПС 24	220	10,5	0,2				220,4	0,18
62	ПС 220 кВ Сиваки	220	2,6	0,3				220,84	0,38
63	ПС 220 кВ Сиваки/т	220	4	0,7				220,41	0,19
64	ПС 220 кВ НПС 23	220	5,7	0,2				220,51	0,23
65	ПС 220 кВ Чалганы/т	220	11	22,8				219,53	-0,22
66	Свободненская ТЭС	220	14,1	6,2	160	80	230	223,04	1,38
67	ПП Агорта	500	300	60				491,64	-1,67

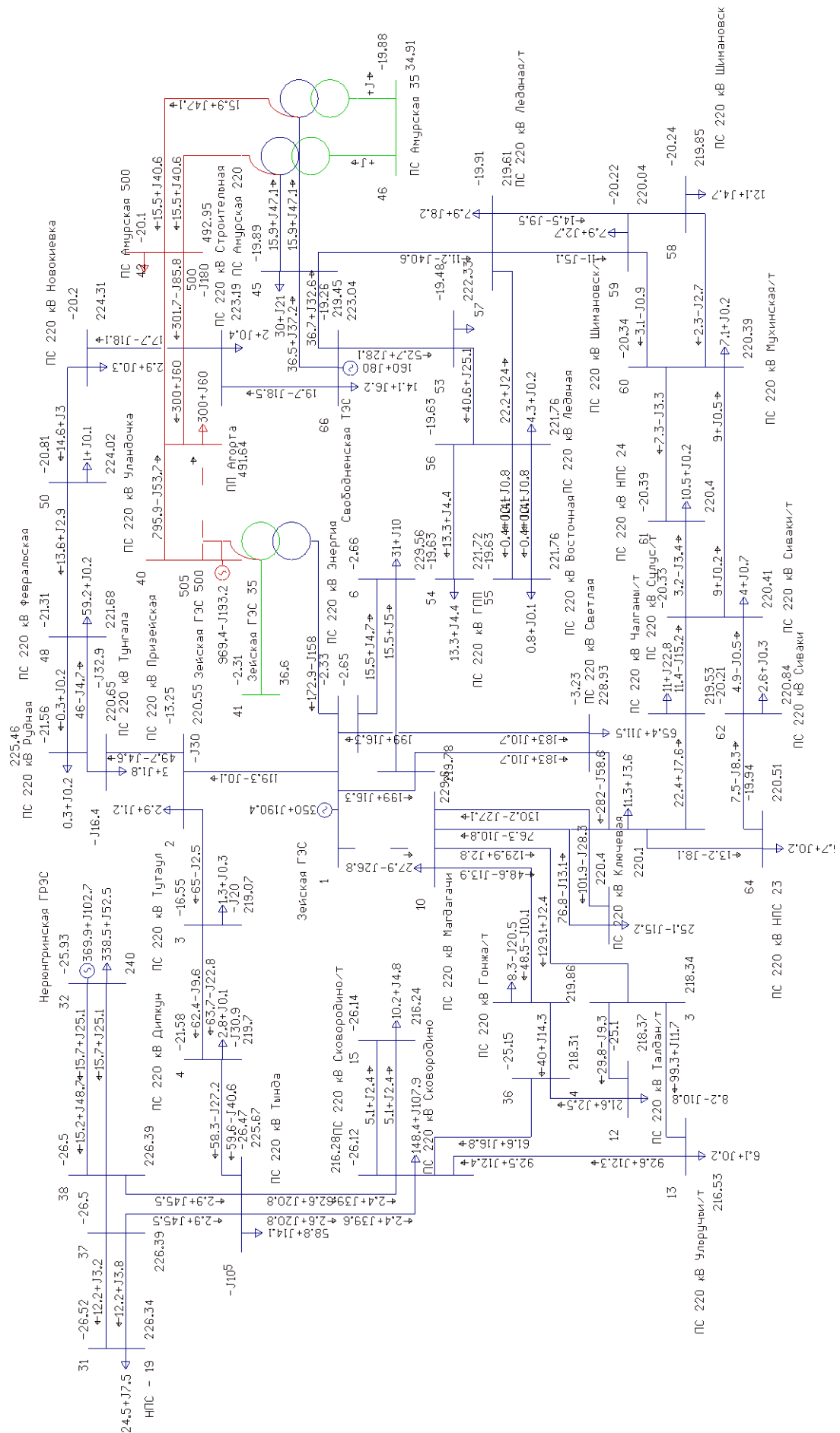


Рисунок 14 – Вариант 1 схема послеаварийного режима

3.2.2 Вариант развития электрической сети при подключении ПП Агорта к Зейской ГЭС на напряжение 500 кВ.

При подключении ПП Агорта к существующим сетям необходимо строительство двух ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – ПП Агорта протяженностью 200 км. Схема распределительных устройств выбираем такие же, как и для первого варианта.

Проектируемые ЛЭП, обеспечивающие подключение ПС, будут выполнены проводами марки ЗхАС–330 расчеты приведены в приложении Б.

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режима.

Таблица 37 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I _{нач}	I _{кон}	I _{доп_расч}	Нагрузочная плотность тока, %
1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Магдагачи – 3	385	386	690	56
ПС 220 кВ Ульручи/т – 3	307	305	630	48,7
ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Ульручи/т	292	291	630	46,3
Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи	377	373	960	39,3
Зейская ГЭС 500 – ПС Амурская 500	378	335	1000	37,8
Зейская ГЭС 500 – ПС Амурская 500	378	335	1000	37,8
ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая	322	316	1000	32,2
ПС Амурская 220 – ПС 220 кВ Ледяная/т	202	202	630	32,1
ПС 220 кВ Сквородино – 4	200	196	630	31,8
Зейская ГЭС – 2	280	280	1000	28
Зейская ГЭС – 1	280	280	1000	28
Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Призейская	175	171	630	27,8
Зейская ГЭС 500 – ПП Агорта	259	192	1000	25,9
Зейская ГЭС 500 – ПП Агорта	259	192	1000	25,9
2 – ПС 220 кВ Светлая	242	242	1000	24,2
1 – ПС 220 кВ Светлая	242	242	1000	24,2
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Гонжа/т	142	141	630	22,6

Продолжение таблицы 37

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Сулус/т	141	137	630	22,4
ПС 220 кВ Гонжа/т – 4	127	131	630	20,8
ПС 220 кВ Строительная – Свободненская ТЭС	124	126	630	19,9
6 – Нерюнгринская ГРЭС	124	66	630	19,7
5 – Нерюнгринская ГРЭС	124	66	630	19,7
ПС 220 кВ Новокиевка – ПС 220 кВ Строительная	108	121	630	19,1
ПС 220 кВ Тында – 6	113	110	600	18,8
ПС 220 кВ Тында – 5	113	110	600	18,8
Свободненская ТЭС – ПП Зея	139	141	800	17,6
ПС 220 кВ Дипкун – ПС 220 кВ Тында	107	83	630	17
ПС 220 кВ Уландочка – ПС 220 кВ Новокиевка	94	101	630	16,1
Свободненская ТЭС – ПС Амурская 220	113	125	800	15,7
Свободненская ТЭС – ПС Амурская 220	113	125	800	15,7
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Магдагачи	156	153	1000	15,6
ПС 220 кВ Ледяная/т – ПС 220 кВ Шимановск	97	92	630	15,4
ПС 220 кВ Тутаул – ПС 220 кВ Дипкун	97	91	630	15,4
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Тутаул	95	95	630	15,1
ПС 220 кВ Февральская – ПС 220 кВ Уландочка	92	91	630	14,7
ПС 220 кВ Ледяная – ПС 220 кВ Ледяная/т	78	89	630	14,2
ПП Зея – ПС 220 кВ Ледяная	110	112	800	14
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Тунгала	88	68	630	14
ПС 220 кВ Ледяная/т – ПС 220 кВ Шимановск/т	87	79	630	13,8
ПС 220 кВ Талдан/т – 3	85	86	630	13,6
ПС 220 кВ Тунгала – ПС 220 кВ Февральская	80	60	630	12,7

Продолжение таблицы 37

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Тында – ПС 220 кВ Сковородино	34	78	630	12,4
ПС 220 кВ Тында – ПС 220 кВ Сковородино	34	78	630	12,4
ПС 220 кВ Мухинская/т – ПС 220 кВ Сиваки/т	76	75	630	12
ПС 220 кВ Сулус/т – ПС 220 кВ Магдагачи	70	72	630	11,4
ПС 220 кВ Шимановск – ПС 220 кВ Мухинская/т	71	61	630	11,2
ПС 220 кВ Шимановск/т – ПС 220 кВ Мухинская/т	65	56	630	10,4
ПС 220 кВ Талдан/т – 4	65	66	630	10,4
ПС 220 кВ Февральская – ПС 220 кВ Рудная	61	1	810	7,5
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Чалганы/т	35	43	630	6,8
2 – ПС 220 кВ Энергия	41	41	690	5,9
1 – ПС 220 кВ Энергия	41	41	690	5,9
ПС 220 кВ Сиваки/т – ПС 220 кВ Чалганы/т	33	36	630	5,8
ПС 220 кВ Сиваки/т – ПС 220 кВ Сиваки	34	22	630	5,4
6 – НПС – 19	32	33	600	5,4
5 – НПС – 19	32	33	600	5,4
ПС 220 кВ Ледяная – ПС 220 кВ ГПП	34	35	800	4,4
ПС 220 кВ Мухинская/т – ПС 220 кВ НПС 24	25	24	630	4
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ НПС 23	21	12	630	3,4
ПС 220 кВ Сиваки – ПС 220 кВ НПС 23	16	18	630	2,8
ПС 220 кВ Сковородино – ПС 220 кВ Сковородино/т	14	15	630	2,3
ПС 220 кВ Сковородино – ПС 220 кВ Сковородино/т	14	15	630	2,3
ПС 220 кВ НПС 24 – ПС 220 кВ Сиваки/т	7	8	630	1,3
ПС 220 кВ Ледяная – ПС 220 кВ Восточная	2	1	630	0,4
ПС 220 кВ Ледяная – ПС 220 кВ Восточная	2	1	630	0,4

Таблица 38 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в нормальном режиме

№	Название	U_ ном	P _н	Q _н	P _г	Q _г	U зд	U	d U
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Зейская ГЭС	220			350	128,8	230	230	4,55
2	ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2		-30		226,21	2,82
3	ПС 220 кВ Тутаул	220	1,3	0,3		-20		224,54	2,07
4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1		-30,9		223,6	1,63
5	ПС 220 кВ Тында	220	58,8	14,1		-50		226,54	2,97
6	ПС 220 кВ Энергия	220	31	10				229,8	4,45
7	ПС 220 кВ Светлая	220	65,4	11,5				229,61	4,37
8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6				227,71	3,5
9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	25,1	-15,2				227,82	3,56
10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	27,9	-26,8				227,06	3,21
11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	8,3	-20,5				226,63	3,01
12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	8,2	-10,8				224,67	2,12
13	ПС 220 кВ Ульручы/т	220	6,1	0,2				222,22	1,01
14	ПС 220 кВ Сковородино	220	148, 4	107,9				221,85	0,84
15	ПС 220 кВ Сковородино/т	220	10,2	4,8				221,81	0,82
31	НПС – 19	220	24,5	7,5				227,18	3,26
32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338, 5	52,5	369, 9	97,5	240	240	9,09
33	1	220						229,83	4,47
34	2	220						229,83	4,47
35	3	220						224,69	2,13

Продолжение таблицы 38

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
36	4	220						224,58	2,08
37	5	220						227,22	3,28
38	6	220						227,22	3,28
39	Зейская ГЭС Н1	500						522,8	4,56
40	Зейская ГЭС 500	500			928,6	-868,8	505	505	1
41	Зейская ГЭС 35	35						36,6	4,56
42	ПС Амурская 500	500	500			-360		507,2	1,44
43	ПС Амурская Н1	500						514,22	2,84
44	ПС Амурская Н2	500						514,22	2,84
45	ПС Амурская 220	220	30	21				226,25	2,84
46	ПС Амурская 35	35						36	2,84
47	ПС 220 кВ Тунгала	220	3	1,8		-16,4		227,69	3,49
48	ПС 220 кВ Февральская	220	59,2	0,2		-32,9		228,96	4,07
49	ПС 220 кВ Рудная	220	0,3	0,2				232,86	5,85
50	ПС 220 кВ Уландочка	220	1	0,1				231,01	5,01
51	ПС 220 кВ Новокиевка	220	2,9	0,3				231,12	5,06
52	ПС 220 кВ Строительная	220	2	0,4				229,98	4,54
53	ПП Зея	220	12	4				229,14	4,15
54	ПС 220 кВ ГПП	220	13,3	4,4				228,54	3,88
55	ПС 220 кВ Восточная	220	0,8	0,1				228,58	3,9
56	ПС 220 кВ Ледяная	220	4,3	0,2				228,57	3,9
57	ПС 220 кВ Ледяная/т	220	7,9	8,2				226,43	2,92

Продолжение таблицы 38

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
58	ПС 220 кВ Шимановск	220	12,1	4,7				226,81	3,1
59	ПС 220 кВ Шимановск/т	220	7,9	2,7				227,05	3,21
60	ПС 220 кВ Мухинская/т	220	7,1	0,2				227,63	3,47
61	ПС 220 кВ НПС 24	220	10,5	0,2				227,65	3,48
62	ПС 220 кВ Сиваки	220	2,6	0,3				228,24	3,74
64	ПС 220 кВ НПС 23	220	5,7	0,2				228,06	3,66
66	Свободненская ТЭС	220	14,1	6,2	160	80	230	229,83	4,47
67	ПП Агорта	500	300	60		-100		510,29	2,06

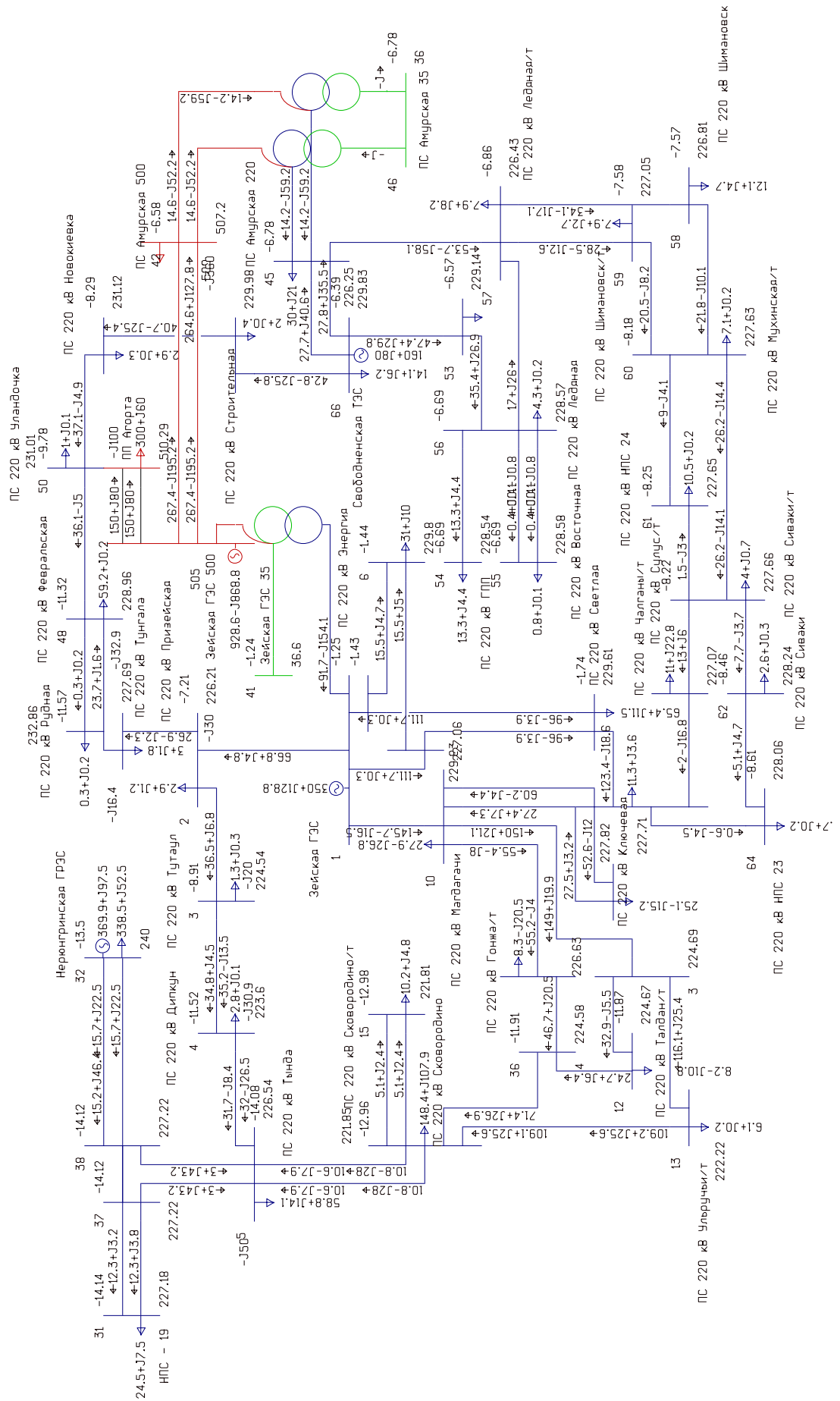


Рисунок 15 – Вариант 2 нормальный режим

Таблица 39 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в послеаварийном режиме

№	Название	U_ ном	P _н	Q _н	P _г	Q _г	U зд	U	d U
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Зейская ГЭС	220			350	131,4	230	230	4,55
2	ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2		-30		225,7	2,59
3	ПС 220 кВ Тутаул	220	1,3	0,3		-20		224,08	1,85
4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1		-30,9		223,24	1,47
5	ПС 220 кВ Тында	220	58,8	14,1		-50		226,35	2,88
6	ПС 220 кВ Энергия	220	31	10				229,78	4,45
7	ПС 220 кВ Светлая	220	65,4	11,5				229,56	4,35
8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6				227,49	3,4
9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	25,1	-15,2				227,58	3,45
10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	27,9	-26,8				226,81	3,1
11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	8,3	-20,5				226,38	2,9
12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	8,2	-10,8				224,43	2,01
13	ПС 220 кВ Ульручы/т	220	6,1	0,2				221,98	0,9
14	ПС 220 кВ Сковородино	220	148, 4	107,9				221,61	0,73
15	ПС 220 кВ Сковородино/т	220	10,2	4,8				221,58	0,72
31	НПС - 19	220	24,5	7,5				226,99	3,18
32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338, 5	52,5	369, 9	98,7	240	240	9,09
33	1	220						229,82	4,46
34	2	220						229,82	4,46

Продолжение таблицы 39

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
35	3	220						224,45	2,02
36	4	220						224,34	1,97
37	5	220						227,04	3,2
38	6	220						227,04	3,2
39	Зейская ГЭС Н1	500						522,84	4,57
40	Зейская ГЭС 500	500			936,6	-435,1	505	505	1
41	Зейская ГЭС 35	35						36,6	4,57
42	ПС Амурская 500	500	500			-160		508,15	1,63
43	ПС Амурская Н1	500						514,28	2,86
44	ПС Амурская Н2	500						514,28	2,86
45	ПС Амурская 220	220	30	21				226,29	2,86
46	ПС Амурская 35	35						36	2,86
47	ПС 220 кВ Тунгала	220	3	1,8		-16,4		227,21	3,28
48	ПС 220 кВ Февральская	220	59,2	0,2		-32,9		228,86	4,03
49	ПС 220 кВ Рудная	220	0,3	0,2				232,76	5,8
50	ПС 220 кВ Уландочка	220	1	0,1				231,06	5,03
51	ПС 220 кВ Новокиевка	220	2,9	0,3				231,22	5,1
52	ПС 220 кВ Строительная	220	2	0,4				230,02	4,56
53	ПП Зея	220	12	4				229,17	4,17
54	ПС 220 кВ ГПП	220	13,3	4,4				228,57	3,9
55	ПС 220 кВ Восточная	220	0,8	0,1				228,61	3,91
56	ПС 220 кВ Ледяная	220	4,3	0,2				228,61	3,91
57	ПС 220 кВ Ледяная/т	220	7,9	8,2				226,47	2,94

Продолжение таблицы 39

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
58	ПС 220 кВ Шимановск	220	12,1	4,7				226,88	3,13
59	ПС 220 кВ Шимановск/т	220	7,9	2,7				227,07	3,22
60	ПС 220 кВ Мухинская/т	220	7,1	0,2				227,59	3,45
61	ПС 220 кВ НПС 24	220	10,5	0,2				227,61	3,46
62	ПС 220 кВ Сиваки	220	2,6	0,3				228,14	3,7
63	ПС 220 кВ Сиваки/т	220	4	0,7				227,62	3,46
64	ПС 220 кВ НПС 23	220	5,7	0,2				227,88	3,58
65	ПС 220 кВ Чалганы/т	220	11	22,8				226,88	3,13
66	Свободненская ТЭС	220	14,1	6,2	160	80	230	229,86	4,48
67	ПП Агорта	500	300	60		-50		499,62	-0,08

Таблица 40 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I _{нач}	I _{кон}	I _{доп_расч}	Нагрузочная плотность тока, %
1	2	3	4	5
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	203	199	630	32,3
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	430	425	960	44,8
Зейская ГЭС - 1	316	316	1000	31,6
Зейская ГЭС - 2	316	316	1000	31,6
1 - ПС 220 кВ Энергия	41	41	690	5,9
2 - ПС 220 кВ Энергия	41	41	690	5,9
1 - ПС 220 кВ Светлая	277	277	1000	27,7
2 - ПС 220 кВ Светлая	277	277	1000	27,7
ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	393	386	1000	39,3

Продолжение таблицы 40

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	119	114	630	18,9
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	124	123	1000	12,4
ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	50	55	630	8,7
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	142	141	630	22,5
ПС 220 кВ Магдагачи - 3	384	385	690	55,8
ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	126	131	630	20,8
ПС 220 кВ Талдан/т - 3	85	85	630	13,6
ПС 220 кВ Талдан/т - 4	65	65	630	10,4
ПС 220 кВ Сковородино - 4	200	196	630	31,7
ПС 220 кВ Ульручы/т - 3	306	305	630	48,6
ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Ульручы/т	291	290	630	46,1
ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Сковородино/т	14	15	630	2,3
ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Сковородино/т	14	15	630	2,3
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сковородино	33	78	630	12,4
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сковородино	33	78	630	12,4
ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	97	97	630	15,5
ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	100	93	630	15,8
ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	110	86	630	17,5
ПС 220 кВ Тында - 5	114	111	600	19
ПС 220 кВ Тында - 6	114	111	600	19
5 - НПС - 19	32	33	600	5,4
6 - НПС - 19	32	33	600	5,4
5 - Нерюнгринская ГРЭС	125	67	630	19,9
6 - Нерюнгринская ГРЭС	125	67	630	19,9
ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тунгала	112	95	630	17,8

Продолжение таблицы 40

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Тунгала - ПС 220 кВ Февральская	105	85	630	16,6
ПС 220 кВ Февральская - ПС 220 кВ Рудная	61	1	810	7,5
ПС 220 кВ Февральская - ПС 220 кВ Уландочка	72	66	630	11,4
ПС 220 кВ Уландочка - ПС 220 кВ Новокиевка	68	75	630	11,9
ПС 220 кВ Новокиевка - ПС 220 кВ Строительная	82	96	630	15,2
ПС 220 кВ Строительная - Свободненская ТЭС	99	101	630	16
Свободненская ТЭС - ПС Амурская 220	118	130	800	16,2
Свободненская ТЭС - ПС Амурская 220	118	130	800	16,2
Свободненская ТЭС - ПП Зея	142	143	800	17,9
ПП Зея - ПС 220 кВ Ледяная	113	114	800	14,3
ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Восточная	2	1	630	0,4
ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Восточная	2	1	630	0,4
ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ ГПП	34	35	800	4,4
ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Ледяная/т	80	90	630	14,3
ПС Амурская 220 - ПС 220 кВ Ледяная/т	115	115	630	18,3
ПС 220 кВ Ледяная/т - ПС 220 кВ Шимановск	36	27	630	5,7
ПС 220 кВ Ледяная/т - ПС 220 кВ Шимановск/т	34	21	630	5,4
ПС 220 кВ Шимановск - ПС 220 кВ Мухинская/т	27	11	630	4,3
ПС 220 кВ Шимановск/т - ПС 220 кВ Мухинская/т	22	5	630	3,4
ПС 220 кВ Мухинская/т - ПС 220 кВ НПС 24	20	18	630	3,1

Продолжение таблицы 40

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Мухинская/т - ПС 220 кВ Сиваки/т	47	47	630	7,5
ПС 220 кВ НПС 24 - ПС 220 кВ Сиваки/т	10	13	630	2,1
ПС 220 кВ Сиваки/т - ПС 220 кВ Сиваки	27	21	630	4,3
ПС 220 кВ Сиваки/т - ПС 220 кВ Чалганы/т	52	61	630	9,7
ПС 220 кВ Сиваки - ПС 220 кВ НПС 23	28	36	630	5,6
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ НПС 23	53	47	630	8,4
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Чалганы/т	75	76	630	12,1
Зейская ГЭС 500 - ПС Амурская 500	589	542	1000	58,9
Зейская ГЭС 500 - ПС Амурская 500			1000	
Зейская ГЭС 500 - ПП Агорта	369	369	1000	36,9
Зейская ГЭС 500 - ПП Агорта			1000	

Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения и токовая нагрузка по оборудованию в сети находятся в допустимых пределах. В послеаварийном режиме также напряжения в узлах сети остаются в допустимых пределах, а по токовой загрузке линий мы наблюдаем что у нас нет перегруженных линии.

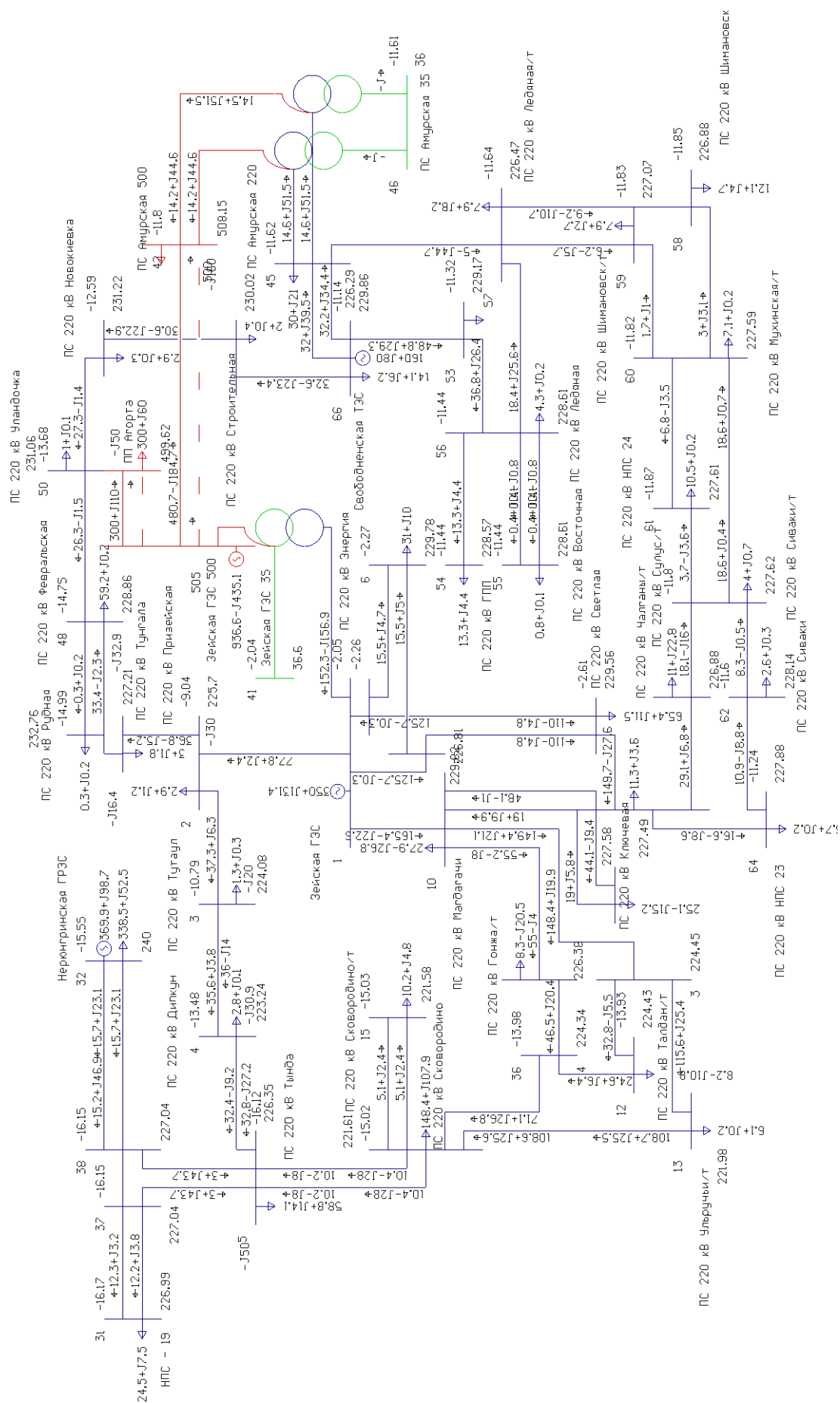


Рисунок 16 – Вариант 2 послеаварийный режим

4.2.3 Вариант развития электрической сети при подключении ПП Агорта к существующим сетям на напряжение 500 кВ.

При подключении ПП Агорта к существующим сетям на напряжение 500 кВ необходимо строительство двух заходов от ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская №1 и двух заходов от ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская №2 протяженностью 10 км.

Для ПП Агорта выбираем следующие типовые схему РУ:

Схема РУ ВН (500 кВ): восьмиугольник.

Проектируемая ЛЭП, обеспечивающие подключение ПП Агорта, будет выполнена проводами марки ЗхАС–330 расчеты приведены в приложении Г.

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режима. Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения в сети находятся в допустимых пределах, анализируя токовую загрузку ЛЭП можно сделать вывод что большинство линии являются недогруженными. Отклонение напряжения в узлах находятся в допустимых пределах. При отключении одной из линий отклонений по напряжению не наблюдается, а линии все также являются недогруженными. Подробный расчет приведен в приложении Г.

Таблица 41 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I_нач	I_кон	Iдоп_расч	Нагрузочная плотность тока, %
1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Магдагачи – 3	387	388	690	56,2
Зейская ГЭС 500 – ПП Агорта	550	554	1000	55,4
Зейская ГЭС 500 – ПП Агорта	550	554	1000	55,4
ПС 220 кВ Ульручы/т – 3	307	306	630	48,8
ПС 220 кВ Сковородино – ПС 220 кВ Ульручы/т	292	292	630	46,3
Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи	397	394	960	41,4
ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая	347	343	1000	34,7

Продолжение таблицы 41

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Сквородино – 4	201	196	630	31,8
ПС Амурская 220 – ПС 220 кВ Ледяная/т	193	193	630	30,7
Зейская ГЭС – 2	294	294	1000	29,4
Зейская ГЭС – 1	294	294	1000	29,4
Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Призейская	185	184	630	29,3
2 – ПС 220 кВ Светлая	255	255	1000	25,5
1 – ПС 220 кВ Светлая	255	255	1000	25,5
ПП Агорта – ПС Амурская 500	217	230	1000	23
ПП Агорта – ПС Амурская 500	217	230	1000	23
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Гонжа/т	143	142	630	22,7
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Сулус/т	136	130	630	21,5
ПС 220 кВ Гонжа/т – 4	127	131	630	20,8
6 – Нерюнгринская ГРЭС	130	71	630	20,6
5 – Нерюнгринская ГРЭС	130	71	630	20,6
ПС 220 кВ Тында – 6	119	116	600	19,8
ПС 220 кВ Тында – 5	119	116	600	19,8
ПС 220 кВ Строительная – Свободненская ТЭС	118	120	630	19
ПС 220 кВ Новокиевка – ПС 220 кВ Строительная	101	115	630	18,2
Свободненская ТЭС – ПП Зея	143	145	800	18,1
ПС 220 кВ Дипкун – ПС 220 кВ Тында	110	86	630	17,5
Свободненская ТЭС – ПС Амурская 220	118	130	800	16,3
Свободненская ТЭС – ПС Амурская 220	118	130	800	16,3
ПС 220 кВ Тутаул – ПС 220 кВ Дипкун	99	92	630	15,7
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Тутаул	97	97	630	15,3
ПС 220 кВ Уландочка – ПС 220 кВ Новокиевка	86	94	630	15
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Тунгала	92	79	630	14,7
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Магдагачи	147	143	1000	14,7

Продолжение таблицы 41

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Ледяная – ПС 220 кВ Ледяная/т	80	91	630	14,4
ПП Зея – ПС 220 кВ Ледяная	113	115	800	14,4
ПС 220 кВ Талдан/т – 3	86	86	630	13,7
ПС 220 кВ Тунгала – ПС 220 кВ Февральская	85	71	630	13,5
ПС 220 кВ Ледяная/т – ПС 220 кВ Шимановск	85	77	630	13,4
ПС 220 кВ Февральская – ПС 220 кВ Уландочка	84	83	630	13,3
ПС 220 кВ Тында – ПС 220 кВ Сковородино	36	81	630	12,9
ПС 220 кВ Тында – ПС 220 кВ Сковородино	36	81	630	12,9
ПС 220 кВ Ледяная/т – ПС 220 кВ Шимановск/т	77	66	630	12,2
ПС 220 кВ Талдан/т – 4	65	66	630	10,4
ПС 220 кВ Шимановск – ПС 220 кВ Мухинская/т	64	49	630	10,2
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Чалганы/т	56	64	630	10,1
ПС 220 кВ Сулус/т – ПС 220 кВ Магдагачи	62	63	630	10
ПС 220 кВ Мухинская/т – ПС 220 кВ Сиваки/т	62	61	630	9,9
ПС 220 кВ Шимановск/т – ПС 220 кВ Мухинская/т	58	43	630	9,2
ПС 220 кВ Февральская – ПС 220 кВ Рудная	60	1	810	7,4
2 – ПС 220 кВ Энергия	41	41	690	5,9
1 – ПС 220 кВ Энергия	41	41	690	5,9
ПС 220 кВ Сиваки/т – ПС 220 кВ Сиваки	36	18	630	5,8
6 – НПС – 19	32	33	600	5,4
5 – НПС – 19	32	33	600	5,4
ПС 220 кВ Ледяная – ПС 220 кВ ГПП	35	36	800	4,5
ПС 220 кВ Мухинская/т – ПС 220 кВ НПС	24	22	630	3,8
24				

Продолжение таблицы 41

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ НПС 23	21	17	630	3,4
ПС 220 кВ Сиваки – ПС 220 кВ НПС 23	19	4	630	3
ПС 220 кВ Сиваки/т – ПС 220 кВ Чалганы/т	17	2	630	2,6
ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Сквородино/т	14	15	630	2,3
ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Сквородино/т	14	15	630	2,3
ПС 220 кВ НПС 24 – ПС 220 кВ Сиваки/т	9	9	630	1,5
ПС 220 кВ Ледяная – ПС 220 кВ Восточная	2	1	630	0,4

Таблица 42 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I _{нач}	I _{кон}	I _{доп_расч}	Нагрузочная плотность тока, %
1	2	3	4	5
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	200	197	630	31,7
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	424	420	960	44,2
Зейская ГЭС - 1	312	312	1000	31,2
Зейская ГЭС - 2	312	312	1000	31,2
1 - ПС 220 кВ Энергия	41	41	690	5,9
2 - ПС 220 кВ Энергия	41	41	690	5,9
1 - ПС 220 кВ Светлая	273	273	1000	27,3
2 - ПС 220 кВ Светлая	273	273	1000	27,3
ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	383	379	1000	38,3
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	124	119	630	19,6
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	130	127	1000	13
ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	51	54	630	8,6
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	143	141	630	22,7
ПС 220 кВ Магдагачи - 3	386	387	690	56
ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	127	131	630	20,8
ПС 220 кВ Талдан/т - 3	86	86	630	13,7

Продолжение таблицы 42

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Талдан/т - 4	65	66	630	10,4
ПС 220 кВ Сквородино - 4	200	196	630	31,8
ПС 220 кВ Ульручы/т - 3	307	305	630	48,7
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручы/т	291	291	630	46,2
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	14	15	630	2,3
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	14	15	630	2,3
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	35	80	630	12,8
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	35	80	630	12,8
ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	98	98	630	15,5
ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	100	93	630	15,9
ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	111	87	630	17,7
ПС 220 кВ Тында - 5	118	115	600	19,7
ПС 220 кВ Тында - 6	118	115	600	19,7
5 - НПС - 19	32	33	600	5,4
6 - НПС - 19	32	33	600	5,4
5 - Нерюнгринская ГРЭС	129	71	630	20,5
6 - Нерюнгринская ГРЭС	129	71	630	20,5
ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тунгала	106	92	630	16,9
ПС 220 кВ Тунгала - ПС 220 кВ Февральская	99	83	630	15,7
ПС 220 кВ Февральская - ПС 220 кВ Рудная	60	1	810	7,4
ПС 220 кВ Февральская - ПС 220 кВ Уландочка	73	70	630	11,6
ПС 220 кВ Уландочка - ПС 220 кВ Новокиевка	72	80	630	12,7
ПС 220 кВ Новокиевка - ПС 220 кВ Строительная	87	101	630	16,1
ПС 220 кВ Строительная - Свободненская ТЭС	105	106	630	16,8

Продолжение таблицы 42

1	2	3	4	5
Свободненская ТЭС - ПС Амурская 220	120	132	800	16,4
Свободненская ТЭС - ПС Амурская 220	120	132	800	16,4
Свободненская ТЭС - ПП Зея	144	145	800	18,2
ПП Зея - ПС 220 кВ Ледяная	114	116	800	14,5
ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Восточная	2	1	630	0,4
ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Восточная	2	1	630	0,4
ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ ГПП	35	36	800	4,5
ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Ледяная/т	80	91	630	14,4
ПС Амурская 220 - ПС 220 кВ Ледяная/т	147	146	630	23,4
ПС 220 кВ Ледяная/т - ПС 220 кВ Шимановск	53	43	630	8,4
ПС 220 кВ Ледяная/т - ПС 220 кВ Шимановск/т	50	36	630	7,9
ПС 220 кВ Шимановск - ПС 220 кВ Мухинская/т	42	24	630	6,7
ПС 220 кВ Шимановск/т - ПС 220 кВ Мухинская/т	36	18	630	5,7
ПС 220 кВ Мухинская/т - ПС 220 кВ НПС 24	21	19	630	3,3
ПС 220 кВ Мухинская/т - ПС 220 кВ Сиваки/т	48	47	630	7,6
ПС 220 кВ НПС 24 - ПС 220 кВ Сиваки/т	11	12	630	1,8
ПС 220 кВ Сиваки/т - ПС 220 кВ Сиваки	32	19	630	5,1
ПС 220 кВ Сиваки/т - ПС 220 кВ Чалганы/т	38	43	630	6,8
ПС 220 кВ Сиваки - ПС 220 кВ НПС 23	25	26	630	4,1
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ НПС 23	43	39	630	6,9
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Чалганы/т	73	77	630	12,2
Зейская ГЭС 500 - ПП Агорта			1000	
Зейская ГЭС 500 - ПП Агорта	672	670	1000	67,2
ПП Агорта - ПС Амурская 500	341	328	1000	34,1
ПП Агорта - ПС Амурская 500			1000	

Таблица 43 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в нормальном режиме

№	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	U зд	U	d U
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Зейская ГЭС	220			350	146,2	230	230	4,55
2	ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2		-30		224,73	2,15
3	ПС 220 кВ Тутаул	220	1,3	0,3		-20		223,16	1,44
4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1		-30,9		222,44	1,11
5	ПС 220 кВ Тында	220	58,8	14,1		-50		225,7	2,59
6	ПС 220 кВ Энергия	220	31	10				229,77	4,44
7	ПС 220 кВ Светлая	220	65,4	11,5				229,52	4,33
8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6				225,92	2,69
9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	25,1	-15,2				226,28	2,86
10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	27,9	-26,8				225,69	2,59
11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	8,3	-20,5				225,29	2,4
12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	8,2	-10,8				223,36	1,53
13	ПС 220 кВ Ульручы/т	220	6,1	0,2				220,94	0,43
14	ПС 220 кВ Сковородино	220	148,4	107,9				220,58	0,26
15	ПС 220 кВ Сковородино/т	220	10,2	4,8				220,55	0,25
31	НПС – 19	220	24,5	7,5				226,38	2,9
32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338,5	52,5	369,9	102,5	240	240	9,09
33		1	220					229,8	4,46
34		2	220					229,8	4,46
35		3	220					223,38	1,53

Продолжение таблицы 43

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
36	4	220						223,27	1,49
37	5	220						226,42	2,92
38	6	220						226,42	2,92
39	Зейская ГЭС Н1	500						522,81	4,56
40	Зейская ГЭС 500	500			931, 8	-335	505	505	1
41	Зейская ГЭС 35	35						36,6	4,56
42	ПС Амурская 500	500	500			-360		496,53	-0,69
43	ПС Амурская Н1	500						504,14	0,83
44	ПС Амурская Н2	500						504,14	0,83
45	ПС Амурская 220	220	30	21				221,82	0,83
46	ПС Амурская 35	35						35,29	0,83
47	ПС 220 кВ Тунгала	220	3	1,8		-16,4		225,17	2,35
48	ПС 220 кВ Февральская	220	59,2	0,2		-32,9		225,49	2,5
49	ПС 220 кВ Рудная	220	0,3	0,2				229,33	4,24
50	ПС 220 кВ Уландочка	220	1	0,1				227,23	3,29
51	ПС 220 кВ Новокиевка	220	2,9	0,3				227,07	3,22
52	ПС 220 кВ Строительная	220	2	0,4				225,67	2,58
53	ПП Зeya	220	12	4				224,8	2,18
54	ПС 220 кВ ГПП	220	13,3	4,4				224,18	1,9
55	ПС 220 кВ Восточная	220	0,8	0,1				224,22	1,92
56	ПС 220 кВ Ледяная	220	4,3	0,2				224,22	1,92
57	ПС 220 кВ Ледяная/т	220	7,9	8,2				222,06	0,94

Продолжение таблицы 43

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
58	ПС 220 кВ Шимановск	220	12,1	4,7				222,99	1,36
59	ПС 220 кВ Шимановск/т	220	7,9	2,7				223,24	1,47
60	ПС 220 кВ Мухинская/т	220	7,1	0,2				224,47	2,03
61	ПС 220 кВ НПС 24	220	10,5	0,2				224,51	2,05
62	ПС 220 кВ Сиваки	220	2,6	0,3				225,62	2,55
63	ПС 220 кВ Сиваки/т	220	4	0,7				224,57	2,08
64	ПС 220 кВ НПС 23	220	5,7	0,2				226,01	2,73
65	ПС 220 кВ Чалганы/т	220	11	22,8				224,85	2,21
66	Свободненская ТЭС	220	14,1	6,2	160	80	230	225,5	2,5
67	ПП Агорта	500	300	60		-80		499,58	-0,08

Таблица 44 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в послеаварийном режиме

№	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	Uзд	U	d U
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Зейская ГЭС	220			350	143,7	230	230	4,55
2	ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2		-30		224,78	2,17
3	ПС 220 кВ Тутаул	220	1,3	0,3		-20		223,21	1,46
4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1		-30,9		222,5	1,14
5	ПС 220 кВ Тында	220	58,8	14,1		-50		225,79	2,63
6	ПС 220 кВ Энергия	220	31	10				229,76	4,44
7	ПС 220 кВ Светлая	220	65,4	11,5				229,51	4,32

Продолжение таблицы 44

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6				226,21	2,82
9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	25,1	-15,2				226,51	2,96
10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	27,9	-26,8				225,87	2,67
11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	8,3	-20,5				225,46	2,48
12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	8,2	-10,8				223,53	1,6
13	ПС 220 кВ Ульручы/т	220	6,1	0,2				221,1	0,5
14	ПС 220 кВ Сковородино	220	148, 4	107,9				220,74	0,34
15	ПС 220 кВ Сковородино/т	220	10,2	4,8				220,7	0,32
31	НПС - 19	220	24,5	7,5				226,46	2,94
32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338, 5	52,5	369, 9	102	240	240	9,09
33	1	220						229,8	4,45
34	2	220						229,8	4,45
35	3	220						223,54	1,61
36	4	220						223,44	1,56
37	5	220						226,5	2,96
38	6	220						226,5	2,96
39	Зейская ГЭС Н1	500						522,84	4,57
40	Зейская ГЭС 500	500			731, 7	-192,3	505	505	1
41	Зейская ГЭС 35	35						36,6	4,57
42	ПС Амурская 500	500	500		200	-160		499,68	-0,06
43	ПС Амурская Н1	500						506,61	1,32
44	ПС Амурская Н2	500						506,61	1,32

Продолжение таблицы 44

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
45	ПС Амурская 220	220	30	21				222,91	1,32
46	ПС Амурская 35	35						35,46	1,32
47	ПС 220 кВ Тунгала	220	3	1,8		-16,4		225,48	2,49
48	ПС 220 кВ Февральская	220	59,2	0,2		-32,9		226,27	2,85
49	ПС 220 кВ Рудная	220	0,3	0,2				230,12	4,6
50	ПС 220 кВ Уландочка	220	1	0,1				228,17	3,71
51	ПС 220 кВ Новокиевка	220	2,9	0,3				228,11	3,69
52	ПС 220 кВ Строительная	220	2	0,4				226,74	3,06
53	ПП Зея	220	12	4				225,86	2,66
54	ПС 220 кВ ГПП	220	13,3	4,4				225,25	2,39
55	ПС 220 кВ Восточная	220	0,8	0,1				225,3	2,41
56	ПС 220 кВ Ледяная	220	4,3	0,2				225,29	2,41
57	ПС 220 кВ Ледяная/т	220	7,9	8,2				223,14	1,43
58	ПС 220 кВ Шимановск	220	12,1	4,7				223,95	1,8
59	ПС 220 кВ Шимановск/т	220	7,9	2,7				224,17	1,9
60	ПС 220 кВ Мухинская/т	220	7,1	0,2				225,21	2,37
61	ПС 220 кВ НПС 24	220	10,5	0,2				225,24	2,38
62	ПС 220 кВ Сиваки	220	2,6	0,3				226,19	2,81
63	ПС 220 кВ Сиваки/т	220	4	0,7				225,29	2,4
64	ПС 220 кВ НПС 23	220	5,7	0,2				226,39	2,9

Продолжение таблицы 44

65	ПС 220 кВ Чалганы/т	220	11	22,8				225,27	2,4
67	ПП Агорга	500	300	60		-80		500,13	0,03

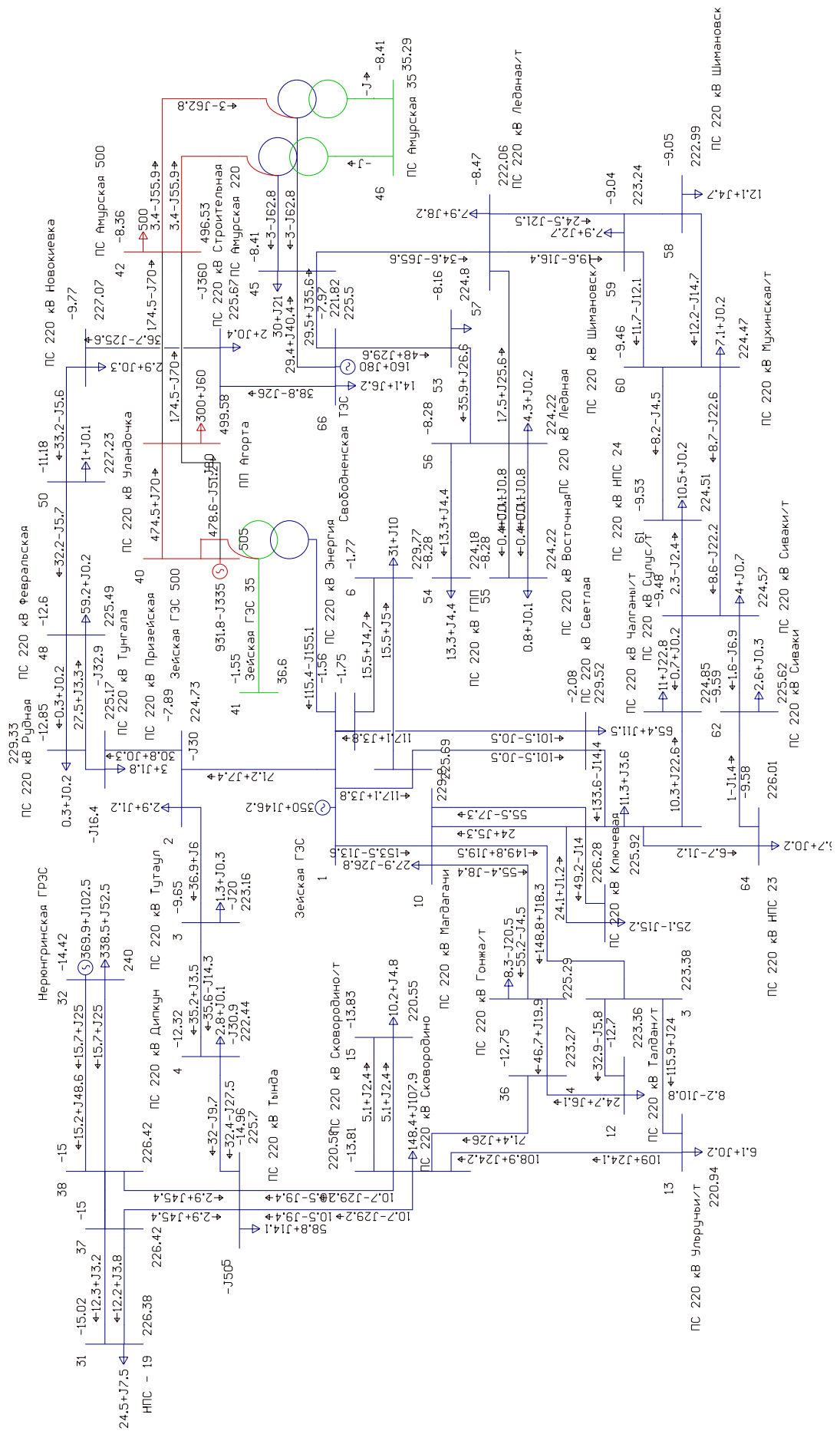


Рисунок 17 – Вариант 3 схема нормального режима

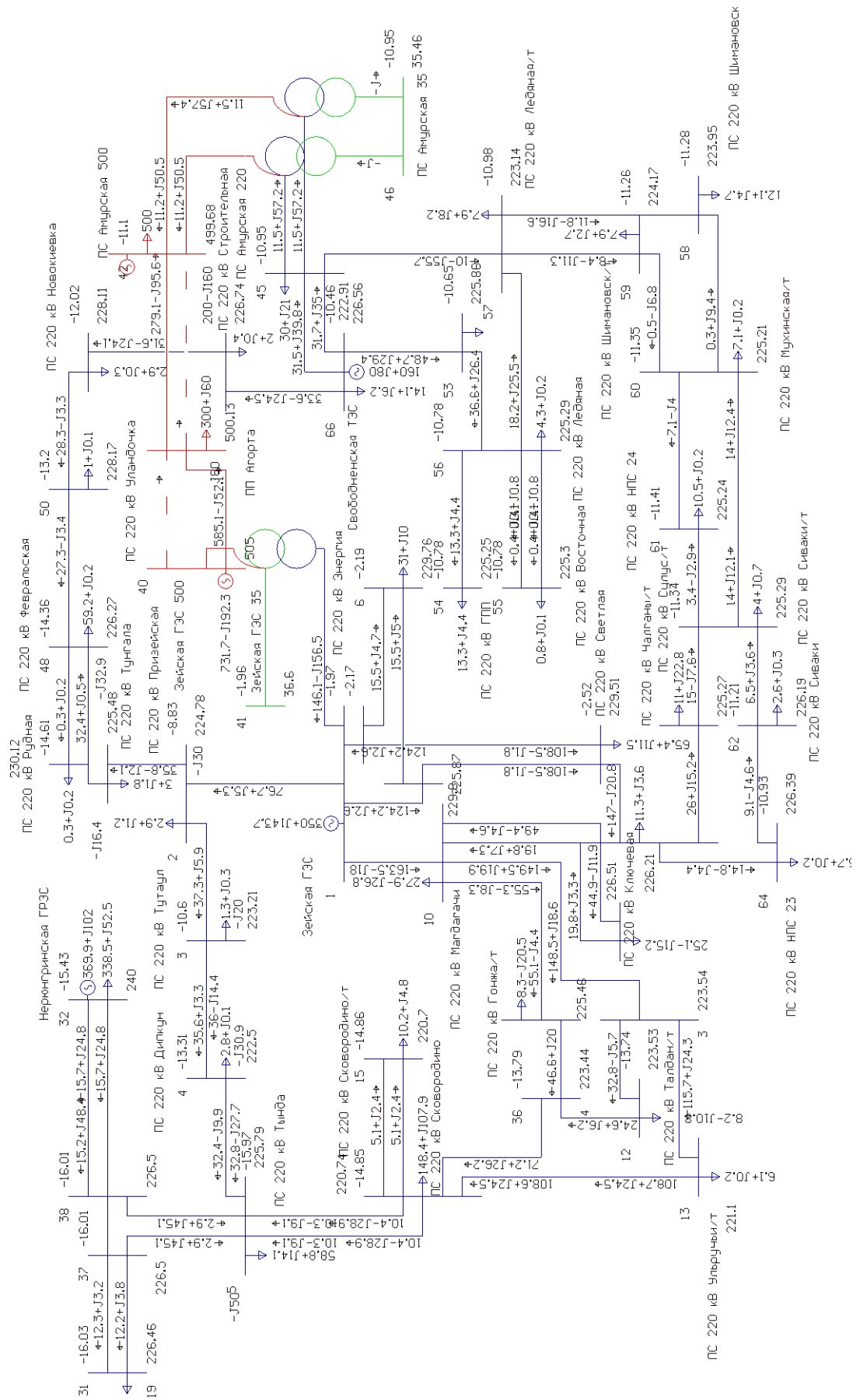


Рисунок 18 – Вариант 3 схема послеаварийного режима

3.3 Выводы

Исходя из проделанных расчетов вариантов в данном разделе можно сделать вывод что реализация предложенных вариантов позволяет решить поставленную проблему надежности электроснабжения Западного энергорайона Амурской области и электроснабжения АГХК. Из трех рассмотренных вариантов для дальнейшего выбора наилучшего варианта произведем технико экономическое обоснование вариантов 2 и 3, поскольку в варианте 1 в послеаварийном режиме присутствуют перегруженные линии.

4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СЕТИ

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

4.1 Капиталовложения

В задачи того раздела входит определение капиталовложений в сооружение ЛЭП и переключательного пункта. Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

- капиталовложения на сооружение переключательного пункта;
- капиталовложения на вооружение ЛЭП.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ}. \quad (31)$$

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

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

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

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

8,5–9,0 % – прочие работы и затраты;

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

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

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{ВЫКЛ} + K_{КУ} + K_{ПОСТ} + K_{ПА}) \cdot (1 + 0,23) \cdot K_{ПС*} \cdot K_{инф}, \quad (32)$$

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

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции;

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

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств;

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

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{ВЛ*} \cdot K_{инф} \quad (33)$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии [1];

l – длина трассы;

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

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 5,9$, при условии, что цены взяты за 2000 год [21].

Расчёт капиталовложений для варианта подключения объекта на напряжение 500 кВ приведён в приложении Б. Результаты расчета

капиталовложений для варианта №2 представлены в таблице 45 , для варианта №3 представлены в таблице 46.

Таблица 45 – Капиталовложения для варианта №2

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
Воздушные линии	2335000
КУ	840
Постоянная часть затрат	13340
Стоимость распределительных устройств	22100

Таблица 46 – Капиталовложения для варианта №3

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
Воздушные линии	233539.2
Постоянная часть затрат	13340
КУ	840
Стоимость распределительных устройств	22100

Суммарные капиталовложения для вариантов развития сети:

– вариант №2: $K_{\text{общ}} = 14020000$ тыс.руб;

– вариант №3: $K_{\text{общ}} = 1617254.381$ тыс.руб.

4.2 Расчет эксплуатационных издержек

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек. Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W}, \quad (34)$$

где I_{AM} – амортизационные отчисления на реновацию;

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

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

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэовЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (35)$$

где $\alpha_{тэовЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – 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:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (36)$$

где ΔW – потери электроэнергии, КВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 КВт·ч электроэнергии, принята 2.84 руб/КВт·ч[24].

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

Амортизационные отчисления на реновацию:

$$I_{AM} = K \cdot a_p, \quad (37)$$

где K – капиталовложение в соответствующие оборудование;

a_p – норма отчислений на реновацию для соответствующего оборудования.

Расчёт эксплуатационных издержек вариантов приведен в приложении Б. Результаты расчета представлены в таблице 47.

Таблица 47 – Издержки

Вариант	И _{э.р.} , тыс.руб	И _{ам.рен.} , тыс.руб	И _{ΔW} тыс.руб	И, тыс.руб
№2	18380	157700	47260	223400
№3	3663	17600	46547.6	67810

4.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети

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

среднегодовых или приведенных затрат. При экономическом анализе воспользуемся методом расчета приведенных затрат, а не чистого дисконтированного дохода по причине того, что скорость вложений одна и ликвидной стоимости нет так как переключательный пункт является вновь подключаемыми.

Затраты определяются по формуле [6]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (38)$$

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

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I – издержки.

Произведя расчет по вышеуказанным формулам с найденными капиталовложениями и издержками, получим значения приведённых затрат, значения которых сведены в таблице 48.

Таблица 48 – Сравнение вариантов

Вариант	Капиталовложения тыс. руб	Издержки тыс. руб	Затраты тыс. руб
2	14020000	223400	1625173
3	1617254.381	67810	229534.264

4.4 Ущерб от отказа или нарушения электроснабжения

Ущерб от отказа или нарушения электроснабжения – это комплексный показатель надежности электроснабжения потребителей, т.е. экономическая категория. Он характеризует свойство потребительской стоимости электроэнергии, поставляемой с определенной надежностью. Его применяют при подсчете штрафов, пени и неустоек, связанных с нарушением договорных

обязательств, вызванных перерывами электроснабжения потребителей. Одним из основных причин строительства ПП Агорта служит электроснабжение крупного потребителя АГХК, поэтому произведем расчет величины ущерба от его перерывов в электроснабжении.

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

Основной ущерб – ущерб, обусловленный перерывом в электроснабжении, при условии сохранения технологического процесса, оборудования, отсутствия брака, т.е. ущерб Y_0 из-за невыполнения плана по производству продукции.

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

Удельный ущерб потребителя при отключении будет определяться по следующей формуле:

$$y = y_0 \cdot P_n \cdot t_{огр} + \left(y_0 + \frac{y_{вн}}{t_{огр}} \right) \cdot P_{техн.бр} \cdot t_{огр}, \quad (39)$$

где y_0 – средняя величина удельного основного ущерба, у.е./кВт*ч;

P_n – мощность нагрузки потребителя, кВт;

$t_{огр}$ – продолжительность отключения электроснабжения, ч;

$y_{вн}$ – удельная величина ущерба внезапности при полном отключении, у.е./кВт[23];

$P_{техн.бр}$ – мощность технологической брони потребителя, кВт.

Мощность технологической брони определяется:

$$P_{техн.бр} = P_n \cdot \sigma_{техн.бр}, \quad (40)$$

где $\sigma_{тех.бр}$ – доля нагрузки технологической брони.

Величина полного ущерба при отключении электроснабжения за год:

$$Y = y \cdot T_{cp} \cdot c, \quad (41)$$

где T_{cp} – среднее время отключения потребителя в год, ч;

c – тариф на электроэнергию, равен 1,5 руб/кВт*ч.

Подробный расчёт величины ущерба для варианта №2 и 3 приведён в приложении Б.

$$y = 0.6 \cdot 300 \cdot 1 + \left(0.6 + \frac{1.5}{1} \right) \cdot 270 \cdot 1 = 747 \text{ МВт}.$$

$$Y = 747000 \cdot 144.88 \cdot 1.5 = 162300 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчета для вариантов представлен в таблице 49.

Таблица 49 – Расчет величины ущерба для вариантов

Объект	у, кВт	T_{cp} , ч	У, тыс.руб
ПП Агорта №2	747000	144.88	162300
ПП Агорта №3	747000	134.98	151200

4.5 Оценка экономической эффективности проекта

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

Оценка экономической эффективности варианта №2

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

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T, \quad (39)$$

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

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

Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

$$W_t = P_H \cdot T_{\max}, \quad (40)$$

где P_H – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

T_{\max} – время использования максимума нагрузки в год, принято равным 5500 ч.

$$W_t = 180000 \cdot 5500 = 990000 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

$$O_{Pt} = 990000 \cdot 2 = 1980000 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль от реализации продукции определится:

$$П_{\delta t} = O_{Pt} - I_t - K_t - Y_t; \quad (41)$$

где K_t – суммарные капиталовложения в год;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год;

Y_t – суммарная величина ущерба в год.

Ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot (П_{\delta t}). \quad (42)$$

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

$$П_{чt} = П_{\delta t} - H_t; \quad (43)$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей Δ_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования).

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

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (44)$$

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

T_p – расчетный период, принимаем равным 20 лет;

t – год, к которому приводятся платежи.

Инвестирование капиталовложений в реконструкцию сетей 3 года.

Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунках 19.

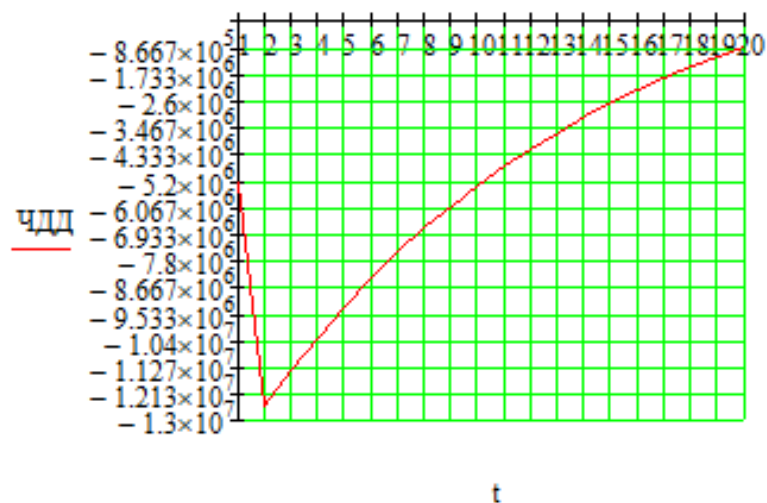


Рисунок 19 – График ЧДД

Из графика видно, что срок окупаемости проекта сети превышает 20 лет. Значения ЧДД положительны и, следовательно, проект является инвестиционно–привлекательным и рекомендуется к реализации.

Рентабельность инвестиций рассчитываются по каждому году расчётного периода после начала эксплуатации электросетевого объекта или только по некоторым характерным годам. В качестве характерных рассматриваются: год после выхода на режим нормальной эксплуатации, но с выплатой заемных средств и с финансовыми издержками, а также в период после выплаты всей суммы кредита и процентов. В нашем случае считаем, что объект построен без заёмных средств. Рентабельность инвестиций определяется по формуле [1]:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K}, \quad (45)$$

где K – суммарные капитальные вложения;
 \mathcal{E}_t – системный эффект, обусловленный вводом объекта в год t ;
 I_t – общие годовые издержки без учёта затрат на амортизацию;
 H_t – налог на прибыль.

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

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

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования называется продолжительность периода от начального момента до «момента окупаемости с учетом дисконтирования» – наиболее раннего момента времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остается положительным. Расчёт оценки экономической эффективности для варианта №2 в приложении Б.

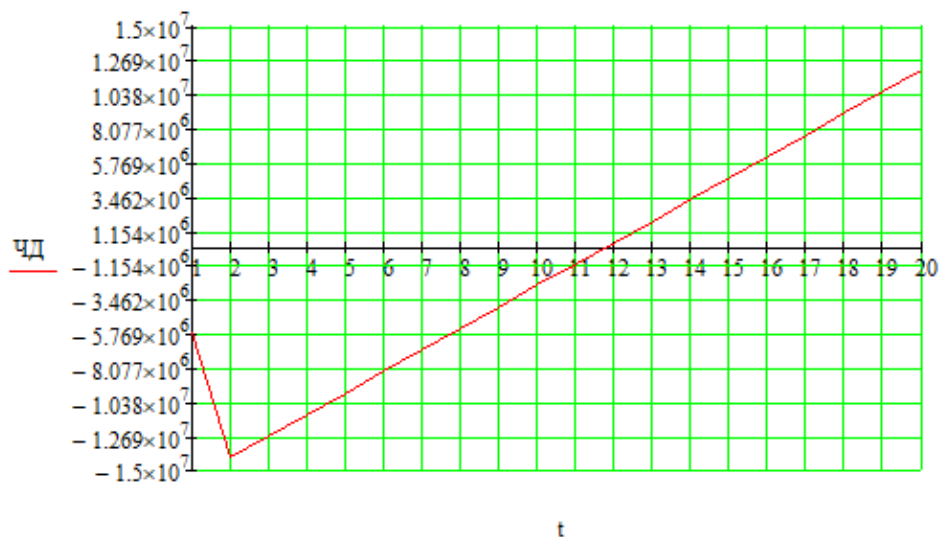


Рисунок 20 – График ЧД вариант 2

Срок окупаемости предложенного варианта при капиталовложениях в 14 миллиардов руб. составит более 20 лет. Проект является экономически не эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций $ИДД > 1$ ($ИДД = 0.941$). Рентабельность проекта составит 10.38% в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период – 20 лет).

Оценка экономической эффективности варианта №3. Результаты расчета представлены в приложении Б. Графика ЧДД и ЧД представлена на рисунках 21 и 22 соответственно.

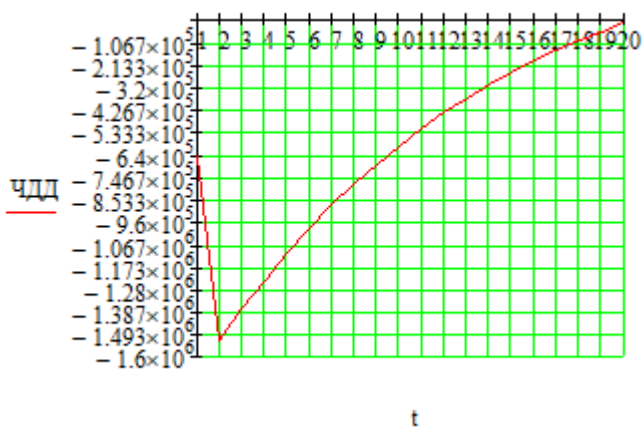


Рисунок 21 – График ЧДД вариант 3

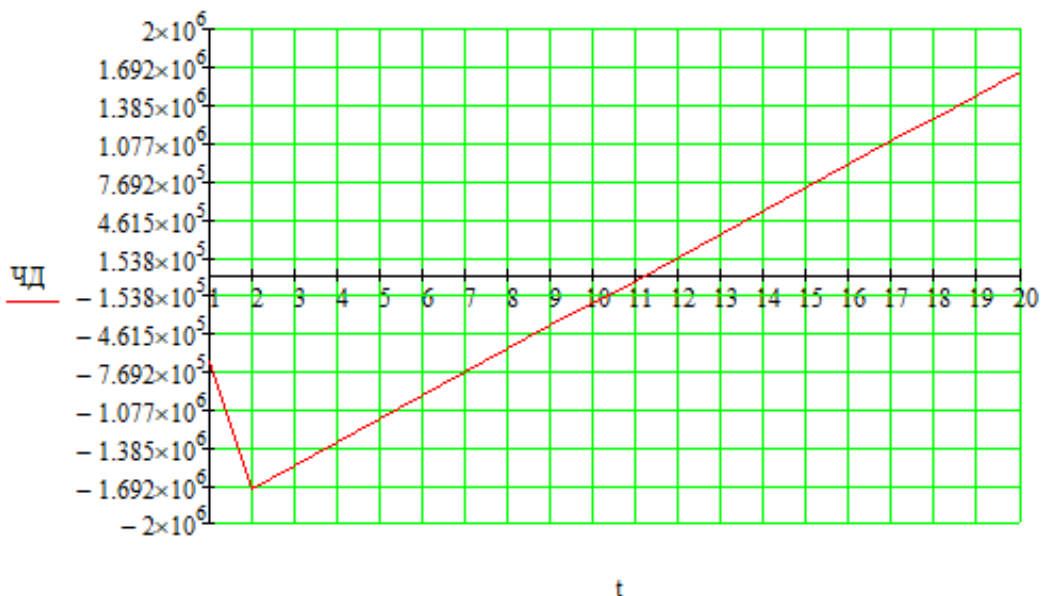


Рисунок 22 – График ЧД вариант 3

Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 1.617 миллиарда руб. составит 20 лет. Проект является

экономически не эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций $ИДД > 1$ ($ИДД = 0.992$). Рентабельность проекта составит 11.59% в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период – 20 лет).

4.6 Выводы

В данном разделе определены оптимальные экономические затраты и капиталовложения на реализацию предложенных проектов. Лучшим по этим показателям является вариант №3 с подключением ПП Агорта к существующим сетям на напряжение 500 кВ к двум ЛЭП 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной магистерской диссертации рассмотрен вопрос строительства и возможности подключения ПП Агорта для электрофикации крупных потребителей в Амурской области и повышения надежности электроснабжения Западного энергорайона в Амурской области.

Подробно осуществлен анализ электрических сетей, Западного энергорайона из которого отмечены такие проблемы как: большая протяженность линий, отсутствие генерирующих мощностей в районе, также при расчете существующего режима отклонений от параметра режима не наблюдается, но в ближайшее время ожидается увеличения потребления основными потребителями этого района при расчете режима с увеличением потребления мы наблюдаем значительные отклонения по параметрам режима и строительство крупного потребителя электроэнергии Амурского газа химического комбината. Решение данных проблем возможно при строительстве крупной узловой подстанции на напряжение 500 кВ.

Для электрической схемы развития посчитаны и проанализированы установившиеся минимальный и послеаварийный режимы, отрегулированные по напряжению.

Определены оптимальные экономические затраты и капиталовложения на реализацию предложенных проектов. Лучшим по этим показателям является вариант с подключением ПП Агорта к существующим сетям на напряжение 500 кВ к двум ЛЭП 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская. Для этого необходимо строительство ПП Агорта и заходов от ЛЭП 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская. Реализация данного варианта позволит подключить нового крупного потребителя и расширить сети 500 кВ на Запад Амурской области.

Таким образом, в магистерской диссертации доказана необходимость и предложены подключения ПП Агорта в Амурской области.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Баглейбтер О.И. Трансформатор тока в сетях релейной защиты. Противодействие насыщению ТТ аperiodической составляющей тока КЗ // Новости ЭлектроТехники. 2008. № 5(53).

2 В.А. Овсейчук Обеспечение надежности электроснабжения в условиях рыночной экономики [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://news.elteh.ru/arh/2011/67/03.php> – 30.03.2022.

3 Воропай Н.И. Основные положения концепции обеспечения надежности в электроэнергетике / доклад на отраслевой конференции Торгово–промышленной палаты РФ 25.02.2010 г. «Надежность и безопасность энергетических объектов и оборудования».

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

6 Главгосэкспертиза одобрила строительство ЛЭП для Амурского ГХК[Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.akm.ru/news/glavgosekspertiza_odobрила_stroitelstvo_lep_dlya_amurskogo_gkhk/h – 1

7 Гринь М.А. Интеллектуализация переключательного пункта // Сборник статей Международного научно-исследовательского конкурса «RESEARCH SUCCESS 2021», 2021. – 20 с.

8 Гринь М.А. Методы и критерии оценки эффективности использования энергии // Сборник статей Международной научно-практической конференции «Цифровизация: Россия и СНГ в контексте глобальной трансформации», 2020. –57 с.

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

10 Изучение методов расчета установившихся режимов сложных энергосистем: Лабораторный практикум: Учебное пособие / В.А. Строев, Н.Г. Филиппова, Т.И. Шелухина, С.В. Шульженко. – М.: Изд-во МЭИ, 2005. – 48 с.

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

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

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

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

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

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

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

18 Непомнящий В.А., Овсейчук В.А. Учет надежности электроснабжения при расчете тарифов // Новости ЭлектроТехники. 2010. № 4(64).

19 Непомнящий В.А. Проблемы надежности при проектировании и эксплуатации электрических сетей энергосистем. СПб.: ПЭИПК, 2010.

- 20 Непомнящий В.А. Проблемы надежности электроснабжения и их влияние на экономику электроэнергетики // Энергорынок. 2009. № 9. С. 22–26.
- 21 Непомнящий В.А. Учет надежности при проектировании энергосистем. М.: Энергия, 1978.
- 22 Непомнящий В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей. М.: Изд. дом МЭИ, 2010.
- 23 Неуймин В.Г. Пособия по работе с программой RastrWin/ В.Г. Неуймин [Электронный ресурс] – Екатеринбург: «УПИ–Энерго», 2009.– 93 с.
- 24 Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, и
- 25 Основы современной энергетики: учебник для вузов в 2 т. / под общ. ред. чл
- 26 Правила устройства электроустановок седьмое издание: ПУЭ. – Москва: Изд
- 27 Приказ Минэнерго России От 30.06.2003 № 277 Методические указания по у
- 28 Рапопорт А.Н., Кучеров Ю.Н. Новые технологии обеспечения надежности и
2006. С. 12–18.
- 29 Распределительное устройство с элегазовой изоляцией ELK-3 С, 500 кВ[Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1HC0029799&LanguageCode=ru&DocumentPartId=&Action=Launch> – 1.05.2022.
- 30 Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд–во АмГУ, 2013. – 98 с.
- 31 Савина, Н. В. Практикум по электрическим сетям : учебное пособие / Н. В. Савина, Ю. В. Мясоедов, В. Ю. Маркитан. — Благовещенск : АмГУ, 2014. — 254 с. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/156469> (дата обращения: 12.04.2022).
- 32 Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей: методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд–во АмГУ, 2013. – 46 с.
- 33 Савина, Н. В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей : методические указания / Н. В. Савина. — Благовещенск : АмГУ, 2013. — 65 с. — Текст : электронный // Лань : электронно-

библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/156471> (дата обращения: 12.03.2022).

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

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

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

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

38 Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2021–2026 годов.

39 Схема нормального зимнего режима электрических соединений Амурских электрических сетей, зимний режим 2021 г;

40 Схема потокораспределения Амурских электрических сетей за 2021 г;

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

42 Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.html> – 1.05.2022

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

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

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

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

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

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

49 IEC 61850–1: Introduction and Overview.

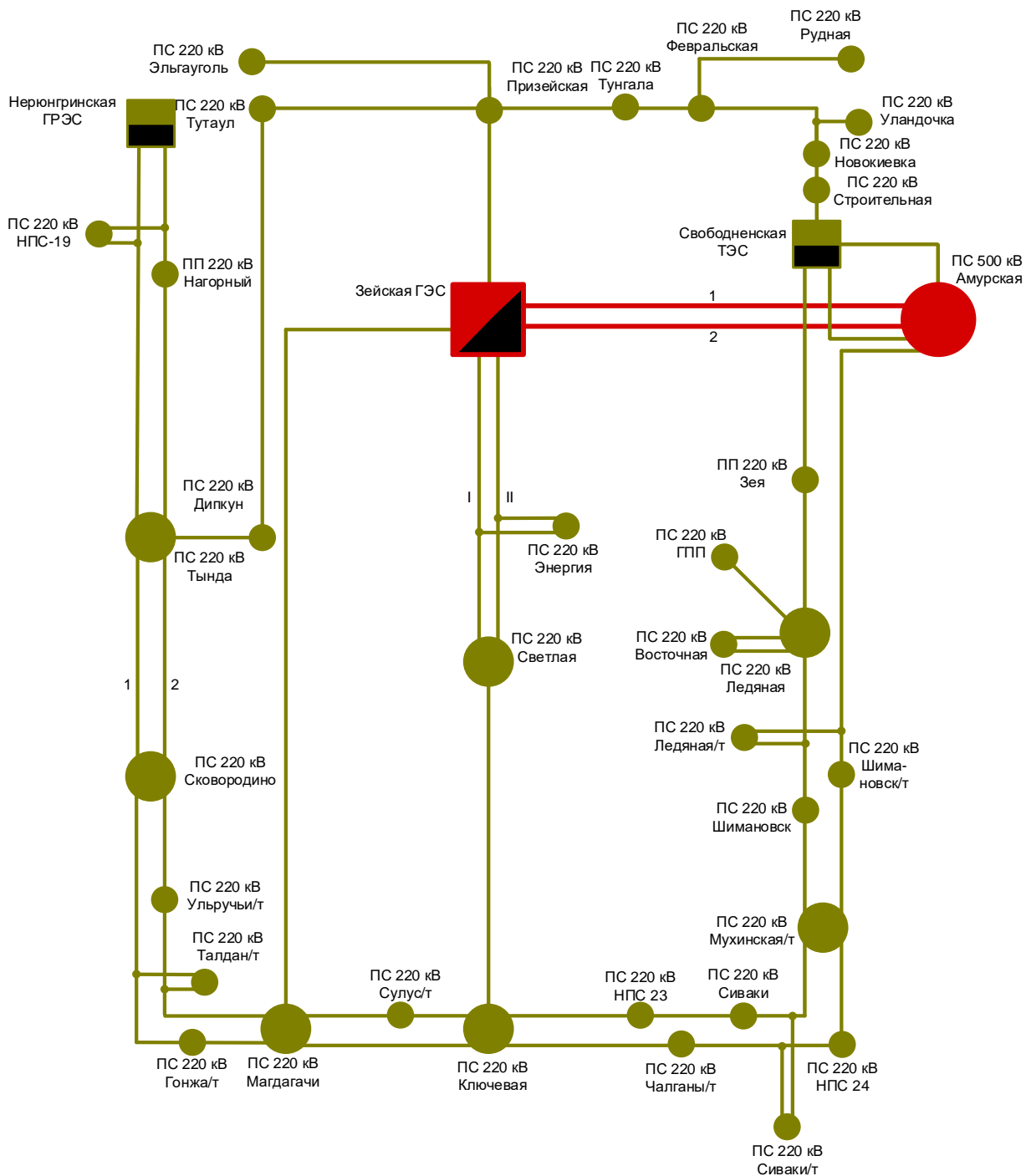
50 Grid 2030. A National Vision for Electricity's Second 100 years. Office of Electric Transmission and Distribution of USA Department of Energy, 2003.

51 Schaub P., Haywood J., Ingram D., Kenwick A., Dusha G. Test and Evaluation of Non Conventional Instrument Transformers and Sampled Value Process Bus on Powerlink's Transmission Network. SEAPAC 2011. CIGRE Australia Panel B5.

52 Schwarz K. Comparison of IEC 60870–5–101/–103/–104, DNP3, and IEC 60870–6–TASE.2 with IEC 61850 (электронный документ: <http://bit.ly/NOHn8L>).

Приложение А

Граф рассматриваемого эквивалента сети



Приложение Б. Расчёт в программе Mathcad

Выбор вводных выключателей: $\alpha_1 := 1$ $\alpha_2 := 1.05$

$$K_{уд500} := 1.75 \quad I_{но500} := 6.06 \quad T_{а500} := 0.3$$

$$i_{уд500} := \sqrt{2} \cdot K_{уд500} \cdot I_{но500} = 14.998$$

$$B_{крас500} := I_{но500}^2 (1.02 + T_{а500}) = 48.475$$

$$i_{вт500} := \sqrt{2} \cdot I_{но500} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{а500}}} = 8.289$$

$$I_{ра6500} := \frac{\sqrt{800^2 + 1.1^2}}{\sqrt{3} \cdot 500} = 0.924$$

Расчётное значение тока:

$$I_{расч1} := I_{ра6500} \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2 = 0.97 \quad \text{кА}$$

Выбираем провод 3хАС-330/39 с длительно допустимым током 2000 А.

*Сравнить варианты пот дисконтированным затратам. Определить оптимальный.

Укрупнённые стоимостные показатели взяты из СТО
5694700729.240.124-2012.

Расчёт приведённых затрат.

$$Z := E \cdot K + И$$

$$E := 0.1$$

Капиталовложения на сооружение сети:

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

Капиталовложения в строительство ВЛ:

$$K_{вл} := C_0 \cdot l$$

Капиталовложения в строительство ВЛ:

$$K_{вл} := C_0 \cdot l$$

$$C_{330} := 5100 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$l_1 := 10 \quad l_2 := 200$$

Вариант №1.

$$K_{вл1} := C_{330} \cdot l_1 \cdot 2 = 102000$$

тыс.руб

Затраты, сопутствующие строительству:

3,3% - временные здания и сооружения;

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

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

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma \text{вл}1} := K_{\text{вл}1} + K_{\text{вл}1} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 116769.6 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$K_{\text{вл}2} := C_{330} \cdot I_2 \cdot 2 = 2.04 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma \text{вл}2} := K_{\text{вл}2} + K_{\text{вл}2} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 2.335 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в строительство ПС:

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

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

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

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

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

$$K_{\text{пост}500} := 13340 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ру}500} := 22100 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс}1} := K_{\text{пост}500} + K_{\text{ру}500} = 3.544 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс}2} := K_{\text{пост}500} + K_{\text{ру}500} = 3.544 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Итоговые капиталовложения на сооружение ПС:

$$K_{\Sigma \text{пс}1} := K_{\text{пс}1} + K_{\text{пс}1} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 4.057 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\Sigma \text{пс}2} := K_{\text{пс}2} + K_{\text{пс}2} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 4.057 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения на сооружение сети:

$$K_{\text{инф}} := 5.9$$

Вариант №1.

$$K_1 := (K_{\Sigma \text{вл}1} + K_{\Sigma \text{пс}1}) \cdot K_{\text{инф}} = 928313.741 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$K_2 := (K_{\Sigma \text{вл}2} + K_{\Sigma \text{пс}2}) \cdot K_{\text{инф}} = 1.402 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad

Затраты на издержки:

$$И := I_3 + I_{ам} + I_{\Delta W}$$

Эксплуатационные издержки:

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

Вариант №1.

$$I_{э1} := \alpha_{э.вл} \cdot K_{\Sigma вл1} + \alpha_{э.лс} \cdot K_{\Sigma лс1} = 2.846 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{э2} := \alpha_{э.вл} \cdot K_{\Sigma вл2} + \alpha_{э.лс} \cdot K_{\Sigma лс2} = 1.838 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Амортизационные издержки:

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

Вариант №1.

$$I_{ам1} := \frac{K_{\Sigma вл1}}{T_{ст.вл}} + \frac{K_{\Sigma лс1}}{T_{ст.лс}} = 9.813 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{ам2} := \frac{K_{\Sigma вл2}}{T_{ст.вл}} + \frac{K_{\Sigma лс2}}{T_{ст.лс}} = 1.577 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

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

Потери электроэнергии:

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

Потери в ВЛ:

Вариант №1.

$$T := 5500 \quad \text{ч}$$

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{вл1} := 16320$$

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad

Вариант №2.

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{\text{вл}2} := 16570$$

Потери электрической энергии в трансформаторах:

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Sigma W_{\text{тр}} := 70$$

Суммарные потери в сети:

Вариант №1.

$$\Sigma W_1 := (\Sigma W_{\text{вл}1} + \Sigma W_{\text{тр}}) \cdot 1000 = 1.639 \times 10^7$$

Вариант №2.

$$\Sigma W_2 := (\Sigma W_{\text{вл}2} + \Sigma W_{\text{тр}}) \cdot 1000 = 1.664 \times 10^7$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 := 2.84 \text{ руб/кВт*ч}$$

Вариант №1.

$$I_{\Delta W1} := (\Sigma W_1 \cdot C_0) \cdot 10^{-3} = 46547.6 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{\Delta W2} := (\Sigma W_2 \cdot C_0) \cdot 10^{-3} = 4.726 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

Вариант №1.

$$I_1 := I_{\text{с}1} + I_{\text{зм}1} + I_{\Delta W1} = 5.921 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_2 := I_{\text{с}2} + I_{\text{зм}2} + I_{\Delta W2} = 2.234 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Приведённые затраты:

Вариант №1.

$$Z_1 := E \cdot K_1 + I_1 = 152038.172 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad

Вариант №2.

$$Z_2 := E \cdot K_2 + I_2 = 1.62517391 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Из двух предложенных вариантов наиболее выгодным является вариант №1, так как капиталовложения, издержки и, соответственно, приведённые затраты на сооружение сети меньше на 1473000 тыс. руб по сравнению с вариантом №2.

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

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

Годовая прибыль:

$$O := W_{\text{год}} \cdot T_3 \quad T_3 := 0.3 \text{ руб/кВт*ч}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} \quad T_{\text{max}} := 5500 \text{ ч}$$

$$S_{\text{ном1}} := 300000 \text{ кВт} \quad n := 2 \quad k_{\text{I3ном}} := 0.5$$

$$S_{p1} := n \cdot S_{\text{ном1}} \cdot k_{\text{I3ном}} = 3 \times 10^5 \text{ кВА}$$

$$\cos\phi_1 := 0.6$$

$$P_{p1} := S_{p1} \cdot \cos\phi_1 = 1.8 \times 10^5 \text{ кВт}$$

$$P_p := P_{p1} = 1.8 \times 10^5 \text{ кВт}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 9.9 \times 10^8 \text{ кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_3) \cdot 10^{-3} = 2.97 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$I := I_1 - I_{\text{ам1}} = 4.939 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$P_{\text{год}} := O - I = 2.476 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad

Налог на прибыль:

$$H := \Pi_{\text{год}} \cdot 0.24 = 5.943 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

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

Капиталовложения в первый год:

$$K_{t1} := 0.4 \cdot K_1 = 3.713 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{t2} := 0.6 \cdot K_1 = 5.57 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Первый год:

$$E_n := 0.08$$

$$\Theta_1 := -И - K_{t1} = -4.207 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_1 := \frac{\Theta_1}{(1 + E_n)^1} = -3.896 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{1.} := \text{ЧДД}_1 = -3.896 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Второй год:

$$\Theta_2 := -И - K_{t2} = -6.064 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \frac{\Theta_2}{(1 + E_n)^2} = -5.199 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{2.} := \text{ЧДД}_1 + \text{ЧДД}_2 = -9.094 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Третий год:

$$\Theta_3 := О - И - Н = 1.882 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \frac{\Theta_3}{(1 + E_n)^3} = 1.494 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{3.} := \text{ЧДД}_{2.} + \text{ЧДД}_3 = -7.6 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\Theta := \Theta_3 = 1.882 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad

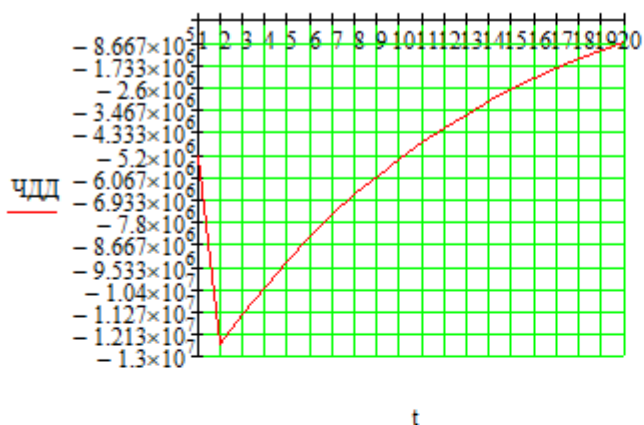
$$\begin{aligned} \text{ЧДД}_4 &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^4} = 1.383 \times 10^5 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_4 &:= \text{ЧДД}_3 + \text{ЧДД}_4 = -6.217 \times 10^5 \\ \text{ЧДД}_5 &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^5} = 1.281 \times 10^5 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_5 &:= \text{ЧДД}_4 + \text{ЧДД}_5 = -4.937 \times 10^5 \\ \text{ЧДД}_6 &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^6} = 1.186 \times 10^5 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_6 &:= \text{ЧДД}_5 + \text{ЧДД}_6 = -3.751 \times 10^5 \\ \text{ЧДД}_7 &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^7} = 1.098 \times 10^5 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_7 &:= \text{ЧДД}_6 + \text{ЧДД}_7 = -2.653 \times 10^5 \\ \text{ЧДД}_8 &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^8} = 1.017 \times 10^5 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_8 &:= \text{ЧДД}_7 + \text{ЧДД}_8 = -1.636 \times 10^5 \\ \text{ЧДД}_9 &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^9} = 9.414 \times 10^4 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_9 &:= \text{ЧДД}_8 + \text{ЧДД}_9 = -6.946 \times 10^4 \\ \text{ЧДД}_{10} &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{10}} = 8.716 \times 10^4 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_{10} &:= \text{ЧДД}_9 + \text{ЧДД}_{10} = 1.77 \times 10^4 \\ \text{ЧДД}_{11} &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{11}} = 8.071 \times 10^4 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_{11} &:= \text{ЧДД}_{10} + \text{ЧДД}_{11} = 9.841 \times 10^4 \\ \text{ЧДД}_{12} &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{12}} = 7.473 \times 10^4 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_{12} &:= \text{ЧДД}_{11} + \text{ЧДД}_{12} = 1.731 \times 10^5 \\ \text{ЧДД}_{13} &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{13}} = 6.919 \times 10^4 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_{13} &:= \text{ЧДД}_{12} + \text{ЧДД}_{13} = 2.423 \times 10^5 \\ \text{ЧДД}_{14} &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{14}} = 6.407 \times 10^4 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_{14} &:= \text{ЧДД}_{13} + \text{ЧДД}_{14} = 3.064 \times 10^5 \\ \text{ЧДД}_{15} &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{15}} = 5.932 \times 10^4 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_{15} &:= \text{ЧДД}_{14} + \text{ЧДД}_{15} = 3.657 \times 10^5 \end{aligned}$$

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad

$\text{ЧДД}_{16} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{16}} = 5.493 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{16} := \text{ЧДД}_{15} + \text{ЧДД}_{16} = 4.207 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{17} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{17}} = 5.086 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{17} := \text{ЧДД}_{16} + \text{ЧДД}_{17} = 4.715 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{18} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{18}} = 4.709 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{18} := \text{ЧДД}_{17} + \text{ЧДД}_{18} = 5.186 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{19} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{19}} = 4.36 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{19} := \text{ЧДД}_{18} + \text{ЧДД}_{19} = 5.622 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{20} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{20}} = 4.037 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{20} := \text{ЧДД}_{19} + \text{ЧДД}_{20} = 6.026 \times 10^5$

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

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} = \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_2} + 1 = 0.941$$

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.

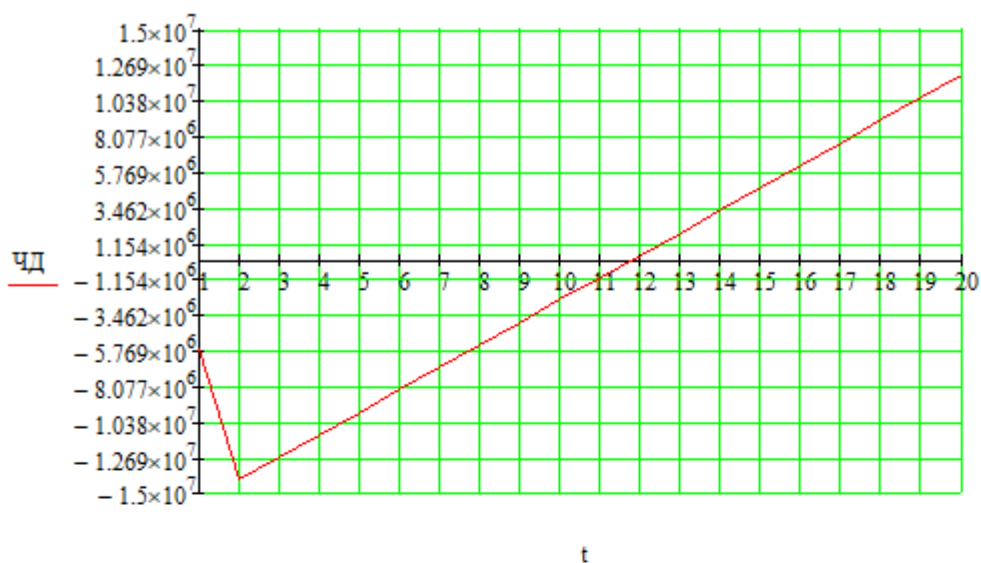
Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad

		$ЧД_6 := ЧД_5 + ЧД_6 = -2.744 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_7 := Э = 1.882 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_7 := ЧД_6 + ЧД_7 = -8.62 \times 10^4$	тыс.руб
$ЧД_8 := Э = 1.882 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_8 := ЧД_7 + ЧД_8 = 1.02 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_9 := Э = 1.882 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_9 := ЧД_8 + ЧД_9 = 2.902 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{10} := Э = 1.882 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{10} := ЧД_9 + ЧД_{10} = 4.783 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{11} := Э = 1.882 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{11} := ЧД_{10} + ЧД_{11} = 6.665 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{12} := Э = 1.882 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{12} := ЧД_{11} + ЧД_{12} = 8.547 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{13} := Э = 1.882 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{13} := ЧД_{12} + ЧД_{13} = 1.043 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{14} := Э = 1.882 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{14} := ЧД_{13} + ЧД_{14} = 1.231 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{15} := Э = 1.882 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{15} := ЧД_{14} + ЧД_{15} = 1.419 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{16} := Э = 1.882 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{16} := ЧД_{15} + ЧД_{16} = 1.607 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{17} := Э = 1.882 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{17} := ЧД_{16} + ЧД_{17} = 1.796 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{18} := Э = 1.882 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{18} := ЧД_{17} + ЧД_{18} = 1.984 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{19} := Э = 1.882 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{19} := ЧД_{18} + ЧД_{19} = 2.172 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{20} := Э = 1.882 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{20} := ЧД_{19} + ЧД_{20} = 2.36 \times 10^6$	тыс.руб

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad

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

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad



Простой срок окупаемости составит 11 лет 10 месяцев.

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

Дисконтированный срок окупаемости составит 20 лет.

*Рассчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

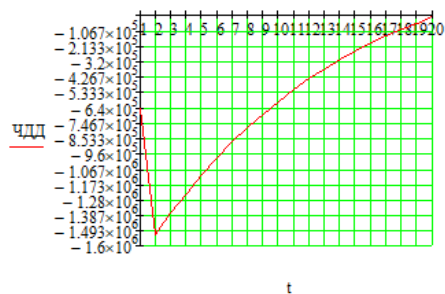
$$R_t := \frac{\Delta_t}{K} \cdot 100$$

$$R_1 := \frac{\Delta_1}{K_2} \cdot 100 = -40.468 \quad \%$$

$$R_2 := \frac{\Delta_2}{K_2} \cdot 100 = -60.468 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\Delta_3}{K_2} \cdot 100 = 10.379 \quad \%$$

Продолжение приложение Б. Расчёт в программе Mathcad



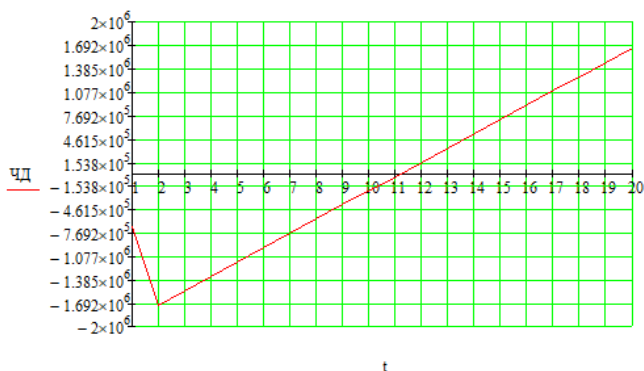
Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_1} + 1 = 0.992$$

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.



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.

*Рассчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

$$R_i := \frac{\mathcal{E}_i}{K} \cdot 100$$

$$R_1 := \frac{\mathcal{E}_1}{K_1} \cdot 100 = -43.105 \quad \%$$

$$R_2 := \frac{\mathcal{E}_2}{K_1} \cdot 100 = -63.105 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\mathcal{E}_3}{K_1} \cdot 100 = 11.597 \quad \%$$

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad

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

$$Y_o := 0.6$$

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

$$Y_{вн} := 1.5$$

Продолжительность отключения, ч

$$t_{огр} := 1$$

Доля нагрузки технологической брони:

$$\sigma_{техн.бр} := 0.9$$

Мощность нагрузки, КВт

$$P_{пс} := 300 \cdot 10^3$$

Технологическая броня, КВт:

$$P_{техн.бр.ПС} := P_{пс} \cdot \sigma_{техн.бр} = 2.7 \times 10^5$$

Удельная величина ущерба, у.е.

$$Y_{ПС} := Y_o \cdot P_{пс} \cdot t_{огр} + \left(Y_o + \frac{Y_{вн}}{t_{огр}} \right) \cdot P_{техн.бр.ПС} \cdot t_{огр} = 7.47 \times 10^5 \quad \frac{\text{кВт}}{\text{час}}$$

$$\omega_{0.вл500} := \frac{0.5}{100} \quad T_{в.вл500} := 11 \quad \omega_{пл.вл500} := 2.8 \quad T_{в.пл.вл500} := 17$$

$$T_{пр.1} := \omega_{0.вл500} \cdot I_2 \cdot T_{в.вл500} + \omega_{пл.вл500} \cdot T_{в.пл.вл500} = 58.6$$

$$T_{пр.2} := \omega_{0.вл500} \cdot I_2 \cdot T_{в.вл500} + \omega_{пл.вл500} \cdot T_{в.пл.вл500} = 58.6$$

$$\omega_{тр500} := 0.025 \quad T_{в.тр500} := 60 \quad \omega_{тек.тр500} := 1 \quad T_{в.тек.тр500} := 30$$

$$\omega_{кап.тр500} := 0.166 \quad T_{в.кап.тр500} := 330$$

$$T_{пр.тр.500} := \omega_{тр500} \cdot T_{в.тр500} + \omega_{тек.тр500} \cdot T_{в.тек.тр500} + \omega_{кап.тр500} \cdot T_{в.кап.тр500} = 86.28$$

$$T_{пр.3} := T_{пр.тр.500} = 86.28$$

Среднее время отключения потребителя, ч:

$$t_{пр.пс} := \frac{T_{пр.1} + T_{пр.2}}{2} + T_{пр.3} = 144.88$$

Величина ущерба, тыс. руб.

$$Y_{ПС} := \frac{Y_{ПС} \cdot t_{пр.пс} \cdot 1.5}{1000} = 1.623 \times 10^5$$

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad

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

$$Y_o := 0.6$$

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

$$Y_{вн} := 1.5$$

Продолжительность отключения, ч

$$t_{огр} := 1$$

Доля нагрузки технологической брони:

$$\sigma_{техн.бр} := 0.9$$

Мощность нагрузки, КВт

$$P_{пс} := 300 \cdot 10^3$$

Технологическая броня, КВт:

$$P_{техн.бр.ПС} := P_{пс} \cdot \sigma_{техн.бр} = 2.7 \times 10^5$$

Удельная величина ущерба, у.е.

$$Y_{ПС} := Y_o \cdot P_{пс} \cdot t_{огр} + \left(Y_o + \frac{Y_{вн}}{t_{огр}} \right) \cdot P_{техн.бр.ПС} \cdot t_{огр} = 7.47 \times 10^5 \quad \frac{\text{кВт}}{\text{час}}$$

$$\omega_{0.вл500} := \frac{0.5}{100} \quad T_{в.вл500} := 11 \quad \omega_{пл.вл500} := 2.8 \quad T_{в.пл.вл500} := 17$$

$$T_{пр.1} := \omega_{0.вл500} \cdot I_1 \cdot T_{в.вл500} + \omega_{пл.вл500} \cdot T_{в.пл.вл500} = 48.7$$

$$T_{пр.2} := \omega_{0.вл500} \cdot I_1 \cdot T_{в.вл500} + \omega_{пл.вл500} \cdot T_{в.пл.вл500} = 48.7$$

$$\omega_{тр500} := 0.025 \quad T_{в.тр500} := 60 \quad \omega_{тек.тр500} := 1 \quad T_{в.тек.тр500} := 30$$

$$\omega_{кап.тр500} := 0.166 \quad T_{в.кап.тр500} := 330$$

$$T_{пр.тр.500} := \omega_{тр500} \cdot T_{в.тр500} + \omega_{тек.тр500} \cdot T_{в.тек.тр500} + \omega_{кап.тр500} \cdot T_{в.кап.тр500} = 86.28$$

$$T_{пр.3} := T_{пр.тр.500} = 86.28$$

Среднее время отключения потребителя, ч:

$$t_{пр.пс} := \frac{T_{пр.1} + T_{пр.2}}{2} + T_{пр.3} = 134.98$$

Величина ущерба, тыс. руб.

$$Y_{ПС} := \frac{Y_{ПС} \cdot t_{пр.пс} \cdot 1.5}{1000} = 1.512 \times 10^5$$

Приложение В. Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta	
Ген	1	Зейская ГЭС	220	1					128,8	230	-300	300	230	4,55	-1,25
Нагр	2	ПС 220 кВ Призейская	220	1	2,9	1,2		-30					226,21	2,82	-7,21
Нагр	3	ПС 220 кВ Тутаул	220	1	1,3	0,3		-20					224,54	2,07	-8,91
Нагр	4	ПС 220 кВ Дипкун	220	1	2,8	0,1		-30,9					223,6	1,63	-11,52
Нагр	5	ПС 220 кВ Тында	220	1	58,8	14,1		-50					226,54	2,97	-14,08
Нагр	6	ПС 220 кВ Энергия	220	1	31	10							229,8	4,45	-1,44
Нагр	7	ПС 220 кВ Светлая	220	1	65,4	11,5							229,61	4,37	-1,74
Нагр	8	ПС 220 кВ Ключевая	220	1	11,3	3,6							227,71	3,5	-8,58
Нагр	9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	1	25,1	-15,2							227,82	3,56	-9,82
Нагр	10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	1	27,9	-26,8							227,06	3,21	-10,19
Нагр	11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	1	8,3	-20,5							226,63	3,01	-11,16
Нагр	12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	1	8,2	-10,8							224,67	2,12	-11,87
Нагр	13	ПС 220 кВ Ульручьи/т	220	1	6,1	0,2							222,22	1,01	-12,77
Нагр	14	ПС 220 кВ Сквородино	220	1	148,4	107,9							221,85	0,84	-12,96
Нагр	15	ПС 220 кВ Сквородино/т	220	1	10,2	4,8							221,81	0,82	-12,98
Нагр	31	НПС - 19	220	1	24,5	7,5							227,18	3,26	-14,14
Ген	32	Нерюнгринская ГРЭС	220	1	338,5	52,5	369,9	97,5	240	-200	200	240	9,09	-13,5	
Нагр	33	1	220	1									229,83	4,47	-1,43
Нагр	34	2	220	1									229,83	4,47	-1,43
Нагр	35	3	220	1									224,69	2,13	-11,79
Нагр	36	4	220	1									224,58	2,08	-11,91
Нагр	37	5	220	1									227,22	3,28	-14,12
Нагр	38	6	220	1									227,22	3,28	-14,12
Нагр	39	Зейская ГЭС Н1	500	1									522,8	4,56	-1,24
База	40	Зейская ГЭС 500	500	1			627	-531,1	505				505	1	
Нагр	41	Зейская ГЭС 35	35	1									36,6	4,56	-1,24
Нагр	42	ПС Амурская 500	500	1	500			-360					507,2	1,44	-6,58
Нагр	43	ПС Амурская Н1	500	1									514,22	2,84	-6,78
Нагр	44	ПС Амурская Н2	500	1									514,22	2,84	-6,78
Нагр	45	ПС Амурская 220	220	1	30	21							226,25	2,84	-6,78
Нагр	46	ПС Амурская 35	35	1									36	2,84	-6,78
Нагр	47	ПС 220 кВ Тунгала	220	1	3	1,8		-16,4					227,69	3,49	-9,28
Нагр	48	ПС 220 кВ Февральская	220	1	59,2	0,2		-32,9					228,96	4,07	-11,32
Нагр	49	ПС 220 кВ Рудная	220	1	0,3	0,2							232,87	5,85	-11,57
Нагр	50	ПС 220 кВ Уландочка	220	1	1	0,1							231,01	5,01	-9,78
Нагр	51	ПС 220 кВ Новокиевка	220	1	2,9	0,3							231,12	5,06	-8,29
Нагр	52	ПС 220 кВ Строительная	220	1	2	0,4							229,98	4,54	-6,54
Нагр	53	ПП Зeya	220	1	12	4							229,14	4,15	-6,57
Нагр	54	ПС 220 кВ ГПП	220	1	13,3	4,4							228,54	3,88	-6,69
Нагр	55	ПС 220 кВ Восточная	220	1	0,8	0,1							228,58	3,9	-6,69
Нагр	56	ПС 220 кВ Ледяная	220	1	4,3	0,2							228,57	3,9	-6,69
Нагр	57	ПС 220 кВ Ледяная/т	220	1	7,9	8,2							226,43	2,92	-6,86
Нагр	58	ПС 220 кВ Шимановск	220	1	12,1	4,7							226,81	3,1	-7,57
Нагр	59	ПС 220 кВ Шимановск/т	220	1	7,9	2,7							227,05	3,21	-7,58
Нагр	60	ПС 220 кВ Мухинская/т	220	1	7,1	0,2							227,63	3,47	-8,18
Нагр	61	ПС 220 кВ НПС 24	220	1	10,5	0,2							227,65	3,48	-8,25
Нагр	62	ПС 220 кВ Сиваки	220	1	2,6	0,3							228,24	3,74	-8,46
Нагр	63	ПС 220 кВ Сиваки/т	220	1	4	0,7							227,66	3,48	-8,22
Нагр	64	ПС 220 кВ НПС 23	220	1	5,7	0,2							228,06	3,66	-8,61
Нагр	65	ПС 220 кВ Чалганы/т	220	1	11	22,8							227,07	3,21	-8,51
Ген+	66	Свободненская ТЭС	220	1	14,1	6,2	160	80	230	-80	80	229,83	4,47	-6,39	

Продолжение приложение В. Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kt/g	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_расч	Загр.	
ЛЭП		1	2 Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	17,65	78,85	-486,2						-68	14	175	630	27,8
ЛЭП		1	10 Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	9,74	53,99	-355,5						-150	12	377	960	39,3
ЛЭП		1	33 Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3						-112	0	280	1000	28
ЛЭП		1	34 Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3						-112	0	280	1000	28
ЛЭП		33	6 1 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6						-16	-5	41	690	5,9
ЛЭП		34	6 2 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6						-16	-5	41	690	5,9
ЛЭП		33	7 1 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1						-96	4	242	1000	24,2
ЛЭП		34	7 2 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1						-96	4	242	1000	24,2
ЛЭП		7	8 ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17	-297						-127	19	322	1000	32,2
ЛЭП		8	9 ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	4,99	19,84	-123,7						-53	17	141	630	22,4
ЛЭП		8	10 ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	5,24	23,43	-144,5						-61	10	156	1000	15,6
ЛЭП		9	10 ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	3,81	13,02	-81,9						-27	-3	72	630	11,4
ЛЭП		10	11 ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1						-55	8	142	630	22,6
ЛЭП		10	35 ПС 220 кВ Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5						-150	-21	386	690	56
ЛЭП		11	36 ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	3,65	15,71	-93,2						-47	-17	131	630	20,8
ЛЭП		12	35 ПС 220 кВ Талдан/т - 3	0,4	1,85	-11,4						33	-5	86	630	13,6
ЛЭП		12	36 ПС 220 кВ Талдан/т - 4	0,4	1,85	-11,4						-25	-6	66	630	10,4
ЛЭП		14	36 ПС 220 кВ Сковородино - 4	3	14	-90						71	30	200	630	31,8
ЛЭП		13	35 ПС 220 кВ Ульручи/т - 3	3	8	-52						115	26	307	630	48,7
ЛЭП		14	13 ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Ульручи/т	0,38	1,63	-10						109	26	292	630	46,3
ЛЭП		14	15 ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Сковородино/т	0,51	2,27	-14						-5	-2	15	630	2,3
ЛЭП		14	15 ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Сковородино/т	0,51	2,27	-14						-5	-2	15	630	2,3
ЛЭП		5	14 ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сковородино	14,9	66,59	-410,6						11	-8	78	630	12,4
ЛЭП		5	14 ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сковородино	14,9	66,59	-410,6						11	-8	78	630	12,4
ЛЭП		2	3 ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	9,29	41,53	-256,1						-37	5	95	630	15,1
ЛЭП		3	4 ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	14,18	63,36	-390,6						-35	14	97	630	15,4
ЛЭП		4	5 ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	14,18	63,36	-390,6						-32	27	107	630	17
ЛЭП		5	37 ПС 220 кВ Тында - 5	0,95	3,5	-21						3	44	113	600	18,8
ЛЭП		5	38 ПС 220 кВ Тында - 6	0,95	3,5	-21						3	44	113	600	18,8
ЛЭП		37	31 5 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6						-12	-3	33	600	5,4
ЛЭП		38	31 6 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6						-12	-3	33	600	5,4
ЛЭП		37	32 5 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1						15	46	124	630	19,7
ЛЭП		38	32 6 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1						15	46	124	630	19,7
ЛЭП		2	47 ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тунгала	14,9	62,5	-388,1						-27	21	88	630	14
ЛЭП		47	48 ПС 220 кВ Тунгала - ПС 220 кВ Февральская	16,33	71,49	-440,8						-24	20	80	630	12,7
ЛЭП		48	49 ПС 220 кВ Февральская - ПС 220 кВ Рудная	16,7	74,5	-460						0	24	61	810	7,5
ЛЭП		48	50 ПС 220 кВ Февральская - ПС 220 кВ Уландочка	11,69	39,91	-251,7						36	7	92	630	14,7
ЛЭП		50	51 ПС 220 кВ Уландочка - ПС 220 кВ Новокиевка	10,14	34,62	-218,2						37	-5	101	630	16,1
ЛЭП		51	52 ПС 220 кВ Новокиевка - ПС 220 кВ Строительная	10,8	34,4	-216,6						40	-15	121	630	19,1
ЛЭП		52	66 ПС 220 кВ Строительная - Свободненская ТЭС	0,83	2,82	-17,8						43	-25	126	630	19,9
ЛЭП		66	45 Свободненская ТЭС - ПС Амурская 220	4,12	18,41	-113,5						-28	-35	125	800	15,7
ЛЭП		66	45 Свободненская ТЭС - ПС Амурская 220	4,12	18,41	-113,5						-28	-35	125	800	15,7
ЛЭП		66	53 Свободненская ТЭС - ПП Зяя	0,89	3,96	-24,4						-47	-29	141	800	17,6
ЛЭП		53	56 ПП Зяя - ПС 220 кВ Ледяная	0,88	3,73	-23,8						-35	-26	112	800	14
ЛЭП		56	55 ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Восточная	0,63	2,76	-17						0	1	2	630	0,4
ЛЭП		56	55 ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Восточная	0,63	2,76	-17						0	1	2	630	0,4
ЛЭП		56	54 ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ ГПП	0,6	0,13	-40						-13	-2	35	800	4,4
ЛЭП		56	57 ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Ледяная/т	3,56	15,06	-96,2						-17	-26	89	630	14,2
ЛЭП		45	57 ПС Амурская 220 - ПС 220 кВ Ледяная/т	0,28	0,95	-6						-54	58	202	630	32,1
ЛЭП		57	58 ПС 220 кВ Ледяная/т - ПС 220 кВ Шимановск	4,71	16,8	-101						-34	17	97	630	15,4
ЛЭП		57	59 ПС 220 кВ Ледяная/т - ПС 220 кВ Шимановск/т	5,72	19,53	-123						-29	19	87	630	13,8
ЛЭП		58	60 ПС 220 кВ Шимановск - ПС 220 кВ Мухинская/т	5,17	21,84	-139,5						-22	17	71	630	11,2
ЛЭП		59	60 ПС 220 кВ Шимановск/т - ПС 220 кВ Мухинская/т	6,63	22,62	-142,6						-21	15	65	630	10,4
ЛЭП		60	61 ПС 220 кВ Мухинская/т - ПС 220 кВ НПС 24	1,67	6,15	-36,8						-9	4	25	630	4
ЛЭП		60	63 ПС 220 кВ Мухинская/т - ПС 220 кВ Сиваки/т	0,33	1,12	-7,1						-26	14	76	630	12
ЛЭП		61	63 ПС 220 кВ НПС 24 - ПС 220 кВ Сиваки/т	4,72	17,17	-104,2						1	2	8	630	1,3
ЛЭП		63	62 ПС 220 кВ Сиваки/т - ПС 220 кВ Сиваки	5,19	23,21	-143						-8	11	34	630	5,4
ЛЭП		63	65 ПС 220 кВ Сиваки/т - ПС 220 кВ Чалганы/т	5,96	21,65	-131						-13	1	36	630	5,8
ЛЭП		62	64 ПС 220 кВ Сиваки - ПС 220 кВ НПС 23	6,11	27,8	-168						-5	4	18	630	2,8
ЛЭП		8	64 ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ НПС 23	2,77	12,66	-76						-1	8	21	630	3,4
ЛЭП		8	65 ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Чалганы/т	2,92	9,95	-62,7						2	-14	43	630	6,8
ЛЭП		40	42 Зейская ГЭС 500 - ПС Амурская 500	9,93	109,02	-1381						-267	195	378	1000	37,8
ЛЭП		40	42 Зейская ГЭС 500 - ПС Амурская 500	9,93	109,02	-1381						-267	195	378	1000	37,8
Тр-р		40	39 Зейская ГЭС 500 - Зейская ГЭС Н1	0,58	61,1	24,2	1,5		1	8	1	-92	141	192		
Тр-р		39	1 Зейская ГЭС Н1 - Зейская ГЭС	0,39					0,44			-92	154	198		
Тр-р		39	41 Зейская ГЭС Н1 - Зейская ГЭС 35	2,9	113,5				0,07			0	0	0		
Тр-р		42	43 ПС Амурская 500 - ПС Амурская Н1	0,58	61,1	24,2	1,5		1	8	1	-15	52	62		
Тр-р		42	44 ПС Амурская 500 - ПС Амурская Н2	0,58	61,1	24,2	1,5		1	8	1	-15	52	62		
Тр-р		43	45 ПС Амурская Н1 - ПС Амурская 220	0,39					0,44			-14	59	68		
Тр-р		44	45 ПС Амурская Н2 - ПС Амурская 220	0,39					0,44			-14	59	68		
Тр-р		43	46 ПС Амурская Н1 - ПС Амурская 35	2,9	113,5				0,07			0	0	0		
Тр-р		44	46 ПС Амурская Н2 - ПС Амурская 35	2,9	113,5				0,07			0	0	0		

Продолжение приложение В.
Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
Ген	1	Зейская ГЭС	220	1			350	140,7	230	-300	300	230	4,55	-1,32
Нагр	2	ПС 220 кВ Призейская	220	1	2,9	1,2		-30				223,11	1,41	-8,64
Нагр	3	ПС 220 кВ Тутаул	220	1	1,3	0,3		-20				220,12	0,06	-11,37
Нагр	4	ПС 220 кВ Дилкун	220	1	2,8	0,1		-30,9				217,96	-0,93	-15,61
Нагр	5	ПС 220 кВ Тында	220	1	58,8	14,1		-50				220,8	0,36	-19,84
Нагр	6	ПС 220 кВ Энергия	220	1	31	10						229,79	4,45	-1,52
Нагр	7	ПС 220 кВ Светлая	220	1	65,4	11,5						229,6	4,36	-1,8
Нагр	8	ПС 220 кВ Ключевая	220	1	11,3	3,6						227,34	3,34	-8,41
Нагр	9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	1	25,1	-15,2						227,35	3,34	-9,57
Нагр	10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	1	27,9	-26,8						226,53	2,97	-9,89
Нагр	11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	1	8,3	-20,5						222,29	1,04	-13,16
Нагр	12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	1	8,2	-10,8						217,01	-1,36	-16,39
Нагр	13	ПС 220 кВ Ульручи/т	220	1	6,1	0,2						212,02	-3,63	-19,19
Нагр	14	ПС 220 кВ Сковородино	220	1	148,4	107,9						212,04	-3,62	-19,18
Нагр	15	ПС 220 кВ Сковородино/т	220	1	10,2	4,8						212	-3,64	-19,19
Нагр	31	НПС - 19	220	1	24,5	7,5						221,68	0,76	-19,92
Ген	32	Нерюнгринская ГРЭС	220	1	338,5	52,5	369,9	131,6	240	-200	200	240	9,09	-19,58
Нагр	33		1 220	1								229,83	4,47	-1,5
Нагр	34		2 220	1								229,83	4,47	-1,5
Нагр	35		3 220	1										-11,79
Нагр	36		4 220	1								216,93	-1,39	-16,37
Нагр	37		5 220	1								221,73	0,79	-19,89
Нагр	38		6 220	1								221,73	0,79	-19,89
Нагр	39	Зейская ГЭС Н1	500	1								522,8	4,56	-1,31
База	40	Зейская ГЭС 500	500	1			634,2	-526,6	505			505	1	
Нагр	41	Зейская ГЭС 35	35	1								36,6	4,56	-1,31
Нагр	42	ПС Амурская 500	500	1	500			-360				506,72	1,34	-6,6
Нагр	43	ПС Амурская Н1	500	1								513,54	2,71	-6,81
Нагр	44	ПС Амурская Н2	500	1								513,54	2,71	-6,81
Нагр	45	ПС Амурская 220	220	1	30	21						225,95	2,71	-6,81
Нагр	46	ПС Амурская 35	35	1								35,95	2,71	-6,81
Нагр	47	ПС 220 кВ Тунгала	220	1	3	1,8		-16,4				225,06	2,3	-10,38
Нагр	48	ПС 220 кВ Февральская	220	1	59,2	0,2		-32,9				226,9	3,14	-12,04
Нагр	49	ПС 220 кВ Рудная	220	1	0,3	0,2						230,77	4,89	-12,29
Нагр	50	ПС 220 кВ Уландочка	220	1	1	0,1						229,47	4,31	-10,26
Нагр	51	ПС 220 кВ Новокиевка	220	1	2,9	0,3						230,09	4,59	-8,56
Нагр	52	ПС 220 кВ Строительная	220	1	2	0,4						229,54	4,33	-6,63
Нагр	53	ПП Зея	220	1	12	4						228,75	3,98	-6,63
Нагр	54	ПС 220 кВ ГПП	220	1	13,3	4,4						228,17	3,71	-6,74
Нагр	55	ПС 220 кВ Восточная	220	1	0,8	0,1						228,21	3,73	-6,74
Нагр	56	ПС 220 кВ Ледяная	220	1	4,3	0,2						228,2	3,73	-6,74
Нагр	57	ПС 220 кВ Ледяная/т	220	1	7,9	8,2						226,12	2,78	-6,89
Нагр	58	ПС 220 кВ Шимановск	220	1	12,1	4,7						226,5	2,96	-7,56
Нагр	59	ПС 220 кВ Шимановск/т	220	1	7,9	2,7						226,74	3,06	-7,56
Нагр	60	ПС 220 кВ Мухинская/т	220	1	7,1	0,2						227,29	3,32	-8,11
Нагр	61	ПС 220 кВ НПС 24	220	1	10,5	0,2						227,31	3,32	-8,18
Нагр	62	ПС 220 кВ Сиваки	220	1	2,6	0,3						227,89	3,59	-8,35
Нагр	63	ПС 220 кВ Сиваки/т	220	1	4	0,7						227,33	3,33	-8,15
Нагр	64	ПС 220 кВ НПС 23	220	1	5,7	0,2						227,7	3,5	-8,46
Нагр	65	ПС 220 кВ Чалганы/т	220	1	11	22,8						226,71	3,05	-8,37
Ген+	66	Свободненская ТЭС	220	1	14,1	6,2	160	80	230	-80	80	229,43	4,28	-6,46

Продолжение приложение В. Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_расч	I_загр.	
ЛЭП		1	2 Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	17,65	78,85	-486,2						-84	6	213	630	33,8
ЛЭП		1	10 Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	9,74	53,99	-355,5						-144	10	361	960	37,7
ЛЭП		1	33 Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3						-110	-1	275	1000	27,5
ЛЭП		1	34 Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3						-110	-1	275	1000	27,5
ЛЭП		33	6 1 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6						-16	-5	41	690	5,9
ЛЭП		34	6 2 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6						-16	-5	41	690	5,9
ЛЭП		33	7 1 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1						-94	3	236	1000	23,6
ЛЭП		34	7 2 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1						-94	3	236	1000	23,6
ЛЭП		7	8 ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17	-297						-123	17	311	1000	31,1
ЛЭП		8	9 ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	4,99	19,84	-123,7						-50	15	132	630	20,9
ЛЭП		8	10 ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	5,24	23,43	-144,5						-56	8	143	1000	14,3
ЛЭП		9	10 ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	3,81	13,02	-81,9						-24	-5	66	630	10,5
ЛЭП		10	11 ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1						-192	-22	493	630	78,3
ЛЭП		10	35 ПС 220 кВ Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5									690	
ЛЭП		11	36 ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	3,65	15,71	-93,2						-181	-36	481	630	76,4
ЛЭП		12	35 ПС 220 кВ Талдан/т - 3	0,4	1,85	-11,4									630	
ЛЭП		12	36 ПС 220 кВ Талдан/т - 4	0,4	1,85	-11,4						8	-11	37	630	5,9
ЛЭП		14	36 ПС 220 кВ Сковородино - 4	3	14	-90						168	36	469	630	74,4
ЛЭП		13	35 ПС 220 кВ Ульручи/т - 3	3	8	-52									630	
ЛЭП		14	13 ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Ульручи/т	0,38	1,63	-10						-6	0	17	630	2,6
ЛЭП		14	15 ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Сковородино/т	0,51	2,27	-14						-5	-2	15	630	2,4
ЛЭП		14	15 ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Сковородино/т	0,51	2,27	-14						-5	-2	15	630	2,4
ЛЭП		5	14 ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сковородино	14,9	66,59	-410,6						2	-19	102	630	16,2
ЛЭП		5	14 ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сковородино	14,9	66,59	-410,6						2	-19	102	630	16,2
ЛЭП		2	3 ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	9,29	41,53	-256,1						-57	2	150	630	23,8
ЛЭП		3	4 ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	14,18	63,36	-390,6						-55	12	149	630	23,6
ЛЭП		4	5 ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	14,18	63,36	-390,6						-52	29	156	630	24,8
ЛЭП		5	37 ПС 220 кВ Тында - 5	0,95	3,5	-21						2	58	153	600	25,5
ЛЭП		5	38 ПС 220 кВ Тында - 6	0,95	3,5	-21						2	58	153	600	25,5
ЛЭП		37	31 5 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6						-12	-3	33	600	5,6
ЛЭП		38	31 6 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6						-12	-3	33	600	5,6
ЛЭП		37	32 5 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1						15	61	163	630	25,9
ЛЭП		38	32 6 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1						15	61	163	630	25,9
ЛЭП		2	47 ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тунгала	14,9	62,5	-388,1						-22	21	79	630	12,5
ЛЭП		47	48 ПС 220 кВ Тунгала - ПС 220 кВ Февральская	16,33	71,49	-440,8						-18	21	72	630	11,4
ЛЭП		48	49 ПС 220 кВ Февральская - ПС 220 кВ Рудная	16,7	74,5	-460						0	24	60	810	7,4
ЛЭП		48	50 ПС 220 кВ Февральская - ПС 220 кВ Уландочка	11,69	39,91	-251,7						41	8	107	630	17
ЛЭП		50	51 ПС 220 кВ Уландочка - ПС 220 кВ Новокиевка	10,14	34,62	-218,2						43	-3	113	630	17,9
ЛЭП		51	52 ПС 220 кВ Новокиевка - ПС 220 кВ Строительная	10,8	34,4	-216,6						46	-13	130	630	20,7
ЛЭП		52	66 ПС 220 кВ Строительная - Свободненская ТЭС	0,83	2,82	-17,8						48	-23	135	630	21,5
ЛЭП		66	45 Свободненская ТЭС - ПС Амурская 220	4,12	18,41	-113,5						-26	-35	121	800	15,1
ЛЭП		66	45 Свободненская ТЭС - ПС Амурская 220	4,12	18,41	-113,5						-26	-35	121	800	15,1
ЛЭП		66	53 Свободненская ТЭС - ПП Зяя	0,89	3,96	-24,4						-46	-28	137	800	17,1
ЛЭП		53	56 ПП Зяя - ПС 220 кВ Ледяная	0,88	3,73	-23,8						-34	-25	108	800	13,5
ЛЭП		56	55 ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Восточная	0,63	2,76	-17						0	1	2	630	0,4
ЛЭП		56	55 ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Восточная	0,63	2,76	-17						0	1	2	630	0,4
ЛЭП		56	54 ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ ГПП	0,6	0,13	-40						-13	-2	35	800	4,4
ЛЭП		56	57 ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Ледяная/т	3,56	15,06	-96,2						-15	-25	86	630	13,7
ЛЭП		45	57 ПС Амурская 220 - ПС 220 кВ Ледяная/т	0,28	0,95	-6						-51	56	195	630	31
ЛЭП		57	58 ПС 220 кВ Ледяная/т - ПС 220 кВ Шимановск	4,71	16,8	-101						-32	16	92	630	14,6
ЛЭП		57	59 ПС 220 кВ Ледяная/т - ПС 220 кВ Шимановск/т	5,72	19,53	-123						-27	18	82	630	13
ЛЭП		58	60 ПС 220 кВ Шимановск - ПС 220 кВ Мухинская/т	5,17	21,84	-139,5						-20	16	65	630	10,4
ЛЭП		59	60 ПС 220 кВ Шимановск/т - ПС 220 кВ Мухинская/т	6,63	22,62	-142,6						-19	15	60	630	9,6
ЛЭП		60	61 ПС 220 кВ Мухинская/т - ПС 220 кВ НПС 24	1,67	6,15	-36,8						-9	4	25	630	3,9
ЛЭП		60	63 ПС 220 кВ Мухинская/т - ПС 220 кВ Сиваки/т	0,33	1,12	-7,1						-22	13	66	630	10,5
ЛЭП		61	63 ПС 220 кВ НПС 24 - ПС 220 кВ Сиваки/т	4,72	17,17	-104,2						2	2	9	630	1,4
ЛЭП		63	62 ПС 220 кВ Сиваки/т - ПС 220 кВ Сиваки	5,19	23,21	-143						-6	11	32	630	5
ЛЭП		63	65 ПС 220 кВ Сиваки/т - ПС 220 кВ Чалганы/т	5,96	21,65	-131						-10	0	32	630	5
ЛЭП		62	64 ПС 220 кВ Сиваки - ПС 220 кВ НПС 23	6,11	27,8	-168						-4	4	16	630	2,6
ЛЭП		8	64 ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ НПС 23	2,77	12,66	-76						-2	9	23	630	3,7
ЛЭП		8	65 ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Чалганы/т	2,92	9,95	-62,7						-1	-13	40	630	6,4
ЛЭП		40	42 Зейская ГЭС 500 - ПС Амурская 500	9,93	109,02	-1381						-268	193	378	1000	37,8
ЛЭП		40	42 Зейская ГЭС 500 - ПС Амурская 500	9,93	109,02	-1381						-268	193	378	1000	37,8
Тр-р		40	39 Зейская ГЭС 500 - Зейская ГЭС Н1	0,58	61,1	24,2	1,5		1	8	1	-98	141	196		
Тр-р		39	1 Зейская ГЭС Н1 - Зейская ГЭС	0,39					0,44			-97	154	202		
Тр-р		39	41 Зейская ГЭС Н1 - Зейская ГЭС 35	2,9	113,5				0,07			0	0	0		
Тр-р		42	43 ПС Амурская 500 - ПС Амурская Н1	0,58	61,1	24,2	1,5		1	8	1	-15	50	60		
Тр-р		42	44 ПС Амурская 500 - ПС Амурская Н2	0,58	61,1	24,2	1,5		1	8	1	-15	50	60		
Тр-р		43	45 ПС Амурская Н1 - ПС Амурская 220	0,39					0,44			-15	57	67		
Тр-р		44	45 ПС Амурская Н2 - ПС Амурская 220	0,39					0,44			-15	57	67		
Тр-р		43	46 ПС Амурская Н1 - ПС Амурская 35	2,9	113,5				0,07			0	0	0		
Тр-р		44	46 ПС Амурская Н2 - ПС Амурская 35	2,9	113,5				0,07			0	0	0		

Приложение Г. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
Ген	1	Зейская ГЭС	220	1			350	146,2	230	-300	300	230	4,55	-1,56
Нагр	2	ПС 220 кВ Призейская	220	1	2,9	1,2		-30				224,73	2,15	-7,89
Нагр	3	ПС 220 кВ Тутаул	220	1	1,3	0,3		-20				223,16	1,44	-9,65
Нагр	4	ПС 220 кВ Дилкун	220	1	2,8	0,1		-30,9				222,44	1,11	-12,32
Нагр	5	ПС 220 кВ Тында	220	1	58,8	14,1		-50				225,7	2,59	-14,96
Нагр	6	ПС 220 кВ Энергия	220	1	31	10						229,77	4,44	-1,77
Нагр	7	ПС 220 кВ Светлая	220	1	65,4	11,5						229,52	4,33	-2,08
Нагр	8	ПС 220 кВ Ключевая	220	1	11,3	3,6						225,92	2,69	-9,47
Нагр	9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	1	25,1	-15,2						226,28	2,86	-10,66
Нагр	10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	1	27,9	-26,8						225,69	2,59	-11
Нагр	11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	1	8,3	-20,5						225,29	2,4	-11,99
Нагр	12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	1	8,2	-10,8						223,36	1,53	-12,7
Нагр	13	ПС 220 кВ Ульручи/т	220	1	6,1	0,2						220,94	0,43	-13,62
Нагр	14	ПС 220 кВ Сковородино	220	1	148,4	107,9						220,58	0,26	-13,81
Нагр	15	ПС 220 кВ Сковородино/т	220	1	10,2	4,8						220,55	0,25	-13,83
Нагр	31	НПС - 19	220	1	24,5	7,5						226,38	2,9	-15,02
Ген	32	Нерюнгринская ГРЭС	220	1	338,5	52,5	369,9	102,5	240	-200	200	240	9,09	-14,42
Нагр	33		1 220	1								229,8	4,46	-1,75
Нагр	34		2 220	1								229,8	4,46	-1,75
Нагр	35		3 220	1								223,38	1,53	-12,63
Нагр	36		4 220	1								223,27	1,49	-12,75
Нагр	37		5 220	1								226,42	2,92	-15
Нагр	38		6 220	1								226,42	2,92	-15
Нагр	39	Зейская ГЭС Н1	500	1								522,81	4,56	-1,55
База	40	Зейская ГЭС 500	500	1			931,8	-335	505			505	1	
Нагр	41	Зейская ГЭС 35	35	1								36,6	4,56	-1,55
Нагр	42	ПС Амурская 500	500	1	500			-360				496,53	-0,69	-8,36
Нагр	43	ПС Амурская Н1	500	1								504,14	0,83	-8,41
Нагр	44	ПС Амурская Н2	500	1								504,14	0,83	-8,41
Нагр	45	ПС Амурская 220	220	1	30	21						221,82	0,83	-8,41
Нагр	46	ПС Амурская 35	35	1								35,29	0,83	-8,41
Нагр	47	ПС 220 кВ Тунгала	220	1	3	1,8		-16,4				225,17	2,35	-10,24
Нагр	48	ПС 220 кВ Февральская	220	1	59,2	0,2		-32,9				225,49	2,5	-12,6
Нагр	49	ПС 220 кВ Рудная	220	1	0,3	0,2						229,33	4,24	-12,85
Нагр	50	ПС 220 кВ Уландочка	220	1	1	0,1						227,23	3,29	-11,18
Нагр	51	ПС 220 кВ Новокиевка	220	1	2,9	0,3						227,07	3,22	-9,77
Нагр	52	ПС 220 кВ Строительная	220	1	2	0,4						225,67	2,58	-8,12
Нагр	53	ПП Зея	220	1	12	4						224,8	2,18	-8,16
Нагр	54	ПС 220 кВ ГПП	220	1	13,3	4,4						224,18	1,9	-8,28
Нагр	55	ПС 220 кВ Восточная	220	1	0,8	0,1						224,22	1,92	-8,28
Нагр	56	ПС 220 кВ Ледяная	220	1	4,3	0,2						224,22	1,92	-8,28
Нагр	57	ПС 220 кВ Ледяная/т	220	1	7,9	8,2						222,06	0,94	-8,47
Нагр	58	ПС 220 кВ Шимановск	220	1	12,1	4,7						222,99	1,36	-9,05
Нагр	59	ПС 220 кВ Шимановск/т	220	1	7,9	2,7						223,24	1,47	-9,04
Нагр	60	ПС 220 кВ Мухинская/т	220	1	7,1	0,2						224,47	2,03	-9,46
Нагр	61	ПС 220 кВ НПС 24	220	1	10,5	0,2						224,51	2,05	-9,53
Нагр	62	ПС 220 кВ Сиваки	220	1	2,6	0,3						225,62	2,55	-9,59
Нагр	63	ПС 220 кВ Сиваки/т	220	1	4	0,7						224,57	2,08	-9,48
Нагр	64	ПС 220 кВ НПС 23	220	1	5,7	0,2						226,01	2,73	-9,58
Нагр	65	ПС 220 кВ Чалганы/т	220	1	11	22,8						224,85	2,21	-9,52
Ген+	66	Свободненская ТЭС	220	1	14,1	6,2	160	80	230	-80	80	225,5	2,5	-7,97
Нагр	67	ПП Агорта	500	1	300	60		-80				499,58	-0,08	-6,06

Продолжение приложение Г. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kt/g	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Идон_расч	I_загр.		
лэп		1	2 Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	17,65	78,85	-486,2						-73	10	185	630	29,3	
лэп		1	10 Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	9,74	53,99	-355,5						-158	7	397	960	41,4	
лэп		1	33 Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3						-117	-4	294	1000	29,4	
лэп		1	34 Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3						-117	-4	294	1000	29,4	
лэп		33	6 1 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6						-16	-5	41	690	5,9	
лэп		34	6 2 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6						-16	-5	41	690	5,9	
лэп		33	7 1 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1						-102	1	255	1000	25,5	
лэп		34	7 2 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1						-102	1	255	1000	25,5	
лэп		7	8 ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17	-297						-138	12	347	1000	34,7	
лэп		8	9 ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	4,99	19,84	-123,7						-49	19	136	630	21,5	
лэп		8	10 ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	5,24	23,43	-144,5						-56	13	147	1000	14,7	
лэп		9	10 ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	3,81	13,02	-81,9						-24	-1	63	630	10	
лэп		10	11 ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1						-55	8	143	630	22,7	
лэп		10	35 ПС 220 кВ Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5						-150	-20	388	690	56,2	
лэп		11	36 ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	3,65	15,71	-93,2						-47	-16	131	630	20,8	
лэп		12	35 ПС 220 кВ Талдан/т - 3	0,4	1,85	-11,4						33	-5	86	630	13,7	
лэп		12	36 ПС 220 кВ Талдан/т - 4	0,4	1,85	-11,4						-25	-6	66	630	10,4	
лэп		14	36 ПС 220 кВ Сковородино - 4	3	14	-90						71	29	201	630	31,8	
лэп		13	35 ПС 220 кВ Ульрүчы/т - 3	3	8	-52						115	24	307	630	48,8	
лэп		14	13 ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Ульрүчы/т	0,38	1,63	-10						109	24	292	630	46,3	
лэп		14	15 ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Сковородино/т	0,51	2,27	-14						-5	-2	15	630	2,3	
лэп		14	15 ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Сковородино/т	0,51	2,27	-14						-5	-2	15	630	2,3	
лэп		5	14 ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сковородино	14,9	66,59	-410,6						11	-9	81	630	12,9	
лэп		5	14 ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сковородино	14,9	66,59	-410,6						11	-9	81	630	12,9	
лэп		2	3 ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	9,29	41,53	-256,1						-37	6	97	630	15,3	
лэп		3	4 ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	14,18	63,36	-390,6						-36	14	99	630	15,7	
лэп		4	5 ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	14,18	63,36	-390,6						-32	28	110	630	17,5	
лэп		5	37 ПС 220 кВ Тында - 5	0,95	3,5	-21						3	46	119	600	19,8	
лэп		5	38 ПС 220 кВ Тында - 6	0,95	3,5	-21						3	46	119	600	19,8	
лэп		37	31 5 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6						-12	-3	33	600	5,4	
лэп		38	31 6 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6						-12	-3	33	600	5,4	
лэп		37	32 5 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1						15	49	130	630	20,6	
лэп		38	32 6 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1						15	49	130	630	20,6	
лэп		2	47 ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тунгала	14,9	62,5	-388,1						-31	18	92	630	14,7	
лэп		47	48 ПС 220 кВ Тунгала - ПС 220 кВ Февральская	16,33	71,49	-440,8						-28	18	85	630	13,5	
лэп		48	49 ПС 220 кВ Февральская - ПС 220 кВ Рудная	16,7	74,5	-460						0	23	60	810	7,4	
лэп		48	50 ПС 220 кВ Февральская - ПС 220 кВ Уландочка	11,69	39,91	-251,7						32	6	84	630	13,3	
лэп		50	51 ПС 220 кВ Уландочка - ПС 220 кВ Новокиевка	10,14	34,62	-218,2						33	-6	94	630	15	
лэп		51	52 ПС 220 кВ Новокиевка - ПС 220 кВ Строительная	10,8	34,4	-216,6						36	-16	115	630	18,2	
лэп		52	66 ПС 220 кВ Строительная - Свободненская ТЭС	0,83	2,82	-17,8						39	-25	120	630	19	
лэп		66	45 Свободненская ТЭС - ПС Амурская 220	4,12	18,41	-113,5						-30	-36	130	800	16,3	
лэп		66	45 Свободненская ТЭС - ПС Амурская 220	4,12	18,41	-113,5						-30	-36	130	800	16,3	
лэп		66	53 Свободненская ТЭС - ПП Зяя	0,89	3,96	-24,4						-48	-29	145	800	18,1	
лэп		53	56 ПП Зяя - ПС 220 кВ Ледяная	0,88	3,73	-23,8						-36	-26	115	800	14,4	
лэп		56	55 ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Восточная	0,63	2,76	-17						0	1	2	630	0,4	
лэп		56	55 ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Восточная	0,63	2,76	-17						0	1	2	630	0,4	
лэп		56	54 ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ ГПП	0,6	0,13	-40						-13	-2	36	800	4,5	
лэп		56	57 ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Ледяная/т	3,56	15,06	-96,2						-18	-26	91	630	14,4	
лэп		45	57 ПС Амурская 220 - ПС 220 кВ Ледяная/т	0,28	0,95	-6						-35	66	193	630	30,7	
лэп		57	58 ПС 220 кВ Ледяная/т - ПС 220 кВ Шимановск	4,71	16,8	-101						-24	21	85	630	13,4	
лэп		57	59 ПС 220 кВ Ледяная/т - ПС 220 кВ Шимановск/т	5,72	19,53	-123						-20	22	77	630	12,2	
лэп		58	60 ПС 220 кВ Шимановск - ПС 220 кВ Мухинская/т	5,17	21,84	-139,5						-12	22	64	630	10,2	
лэп		59	60 ПС 220 кВ Шимановск/т - ПС 220 кВ Мухинская/т	6,63	22,62	-142,6						-12	19	58	630	9,2	
лэп		60	61 ПС 220 кВ Мухинская/т - ПС 220 кВ НПС 24	1,67	6,15	-36,8						-8	4	24	630	3,8	
лэп		60	63 ПС 220 кВ Мухинская/т - ПС 220 кВ Сиваки/т	0,33	1,12	-7,1						-9	23	62	630	9,9	
лэп		61	63 ПС 220 кВ НПС 24 - ПС 220 кВ Сиваки/т	4,72	17,17	-104,2						2	3	9	630	1,5	
лэп		63	62 ПС 220 кВ Сиваки/т - ПС 220 кВ Сиваки	5,19	23,21	-143						-2	14	36	630	5,8	
лэп		63	65 ПС 220 кВ Сиваки/т - ПС 220 кВ Чалганы/т	5,96	21,65	-131						-1	6	17	630	2,6	
лэп		62	64 ПС 220 кВ Сиваки - ПС 220 кВ НПС 23	6,11	27,8	-168						1	7	19	630	3	
лэп		8	64 ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ НПС 23	2,77	12,66	-76						-7	5	21	630	3,4	
лэп		8	65 ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Чалганы/т	2,92	9,95	-62,7						-10	-19	64	630	10,1	
лэп		40	67 Зейская ГЭС 500 - ПП Агорта	4,5	56	-681						-479	51	554	1000	55,4	
лэп		40	42 Зейская ГЭС 500 - ПС Амурская 500	9,93	109,02	-1381						-337	143	426	1000	42,6	
тр-р		40	39 Зейская ГЭС 500 - Зейская ГЭС Н1	0,58	61,1	24,2	1,5		1	8	1	-116	141	208			
тр-р		39	1 Зейская ГЭС Н1 - Зейская ГЭС	0,39								-115	155	214			
тр-р		39	41 Зейская ГЭС Н1 - Зейская ГЭС 35	2,9	113,5							0	0	0			
тр-р		42	43 ПС Амурская 500 - ПС Амурская Н1	0,58	61,1	24,2	1,5		1	8	1	-3	56	65			
тр-р		42	44 ПС Амурская 500 - ПС Амурская Н2	0,58	61,1	24,2	1,5		1	8	1	-3	56	65			
тр-р		43	45 ПС Амурская Н1 - ПС Амурская 220	0,39								0,44	-3	63	72		
тр-р		44	45 ПС Амурская Н2 - ПС Амурская 220	0,39								0,44	-3	63	72		
тр-р		43	46 ПС Амурская Н1 - ПС Амурская 35	2,9	113,5							0,07	0	0	0		
тр-р		44	46 ПС Амурская Н2 - ПС Амурская 35	2,9	113,5							0,07	0	0	0		
лэп		67	42 ПП Агорта - ПС Амурская 500	4,55	57,3	-690						-175	70	230	1000	23	

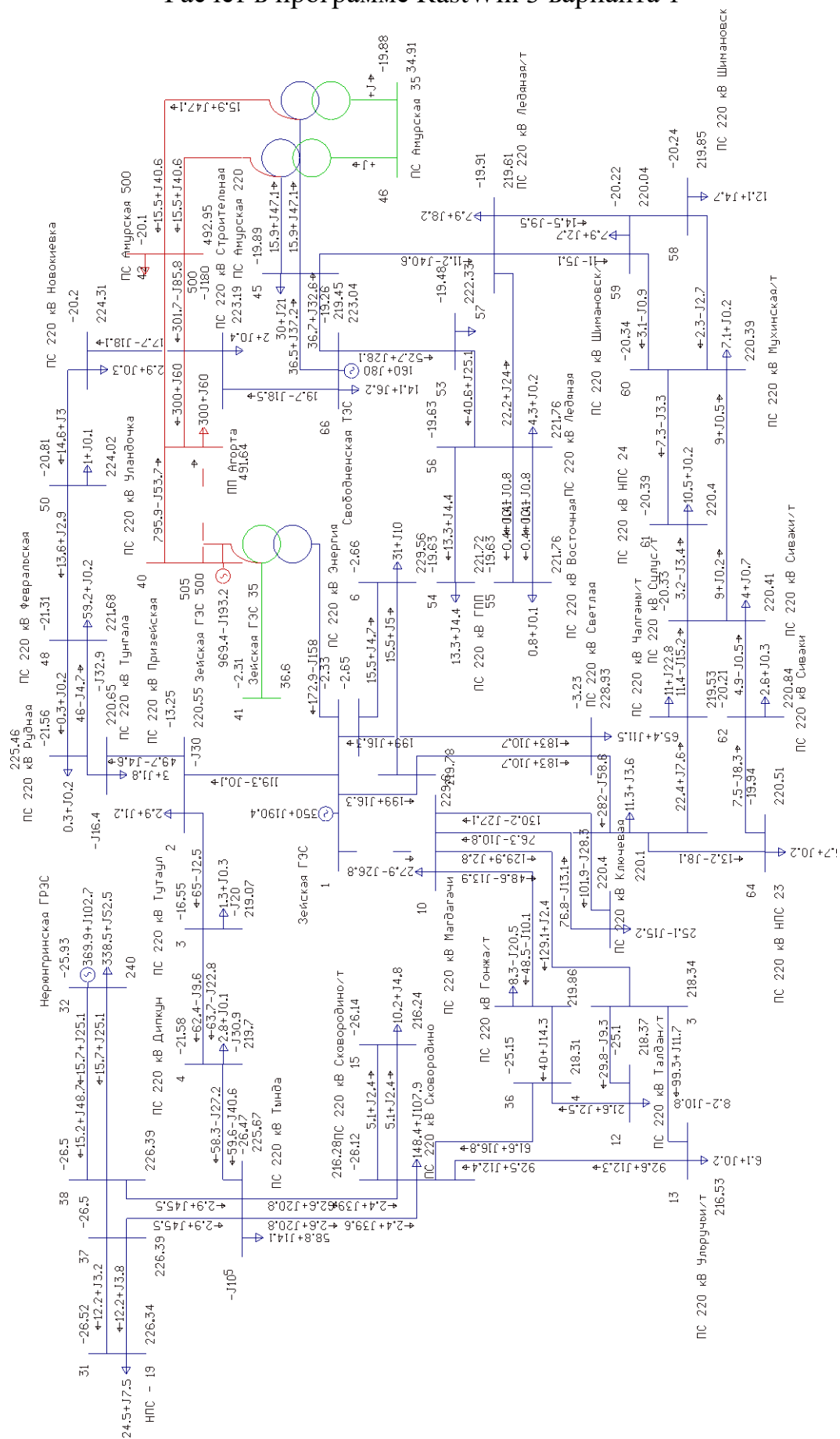
Продолжение приложение Г.
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
Ген	1	Зейская ГЭС	220	1			350	154,7	230	-300	300	230	4,55	-3,04
Нагр	2	ПС 220 кВ Призейская	220	1	2,9	1,2		-30				223,73	1,7	-11,26
Нагр	3	ПС 220 кВ Тутаул	220	1	1,3	0,3		-20				222,25	1,02	-13,11
Нагр	4	ПС 220 кВ Дилкун	220	1	2,8	0,1		-30,9				221,74	0,79	-15,93
Нагр	5	ПС 220 кВ Тында	220	1	58,8	14,1		-50				225,32	2,42	-18,71
Нагр	6	ПС 220 кВ Энергия	220	1	31	10						229,73	4,42	-3,29
Нагр	7	ПС 220 кВ Светлая	220	1	65,4	11,5						229,42	4,28	-3,68
Нагр	8	ПС 220 кВ Ключевая	220	1	11,3	3,6						225,51	2,5	-13,89
Нагр	9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	1	25,1	-15,2						225,81	2,64	-14,72
Нагр	10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	1	27,9	-26,8						225,19	2,36	-14,81
Нагр	11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	1	8,3	-20,5						224,79	2,18	-15,79
Нагр	12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	1	8,2	-10,8						222,87	1,31	-16,5
Нагр	13	ПС 220 кВ Ульручи/т	220	1	6,1	0,2						220,46	0,21	-17,41
Нагр	14	ПС 220 кВ Сквородино	220	1	148,4	107,9						220,1	0,04	-17,61
Нагр	15	ПС 220 кВ Сквородино/т	220	1	10,2	4,8						220,07	0,03	-17,62
Нагр	31	НПС - 19	220	1	24,5	7,5						226,01	2,73	-18,77
Ген	32	Нерюнгринская ГРЭС	220	1	338,5	52,5	369,9	104,8	240	-200	200	240	9,09	-18,2
Нагр	33	1	220	1								229,77	4,44	-3,27
Нагр	34	2	220	1								229,77	4,44	-3,27
Нагр	35	3	220	1								222,88	1,31	-16,43
Нагр	36	4	220	1								222,78	1,26	-16,55
Нагр	37	5	220	1								226,06	2,75	-18,75
Нагр	38	6	220	1								226,06	2,75	-18,75
Нагр	39	Зейская ГЭС Н1	500	1								522,9	4,58	-3,03
База	40	Зейская ГЭС 500	500	1			953,6	-246,9	505			505	1	
Нагр	41	Зейская ГЭС 35	35	1								36,6	4,58	-3,03
Нагр	42	ПС Амурская 500	500	1	500			-180				500,97	0,19	-18,08
Нагр	43	ПС Амурская Н1	500	1								506,37	1,27	-17,42
Нагр	44	ПС Амурская Н2	500	1								506,37	1,27	-17,42
Нагр	45	ПС Амурская 220	220	1	30	21						222,82	1,28	-17,42
Нагр	46	ПС Амурская 35	35	1								35,45	1,27	-17,42
Нагр	47	ПС 220 кВ Тунгала	220	1	3	1,8		-16,4				224,31	1,96	-15
Нагр	48	ПС 220 кВ Февральская	220	1	59,2	0,2		-32,9				225,59	2,54	-18,95
Нагр	49	ПС 220 кВ Рудная	220	1	0,3	0,2						229,43	4,29	-19,19
Нагр	50	ПС 220 кВ Уландочка	220	1	1	0,1						227,78	3,53	-18,41
Нагр	51	ПС 220 кВ Новокиевка	220	1	2,9	0,3						227,9	3,59	-17,77
Нагр	52	ПС 220 кВ Строительная	220	1	2	0,4						226,6	3	-16,89
Нагр	53	ПП Зея	220	1	12	4						225,73	2,61	-17
Нагр	54	ПС 220 кВ ГПП	220	1	13,3	4,4						225,13	2,33	-17,14
Нагр	55	ПС 220 кВ Восточная	220	1	0,8	0,1						225,17	2,35	-17,14
Нагр	56	ПС 220 кВ Ледяная	220	1	4,3	0,2						225,17	2,35	-17,14
Нагр	57	ПС 220 кВ Ледяная/т	220	1	7,9	8,2						223,03	1,38	-17,37
Нагр	58	ПС 220 кВ Шимановск	220	1	12,1	4,7						223,74	1,7	-17,01
Нагр	59	ПС 220 кВ Шимановск/т	220	1	7,9	2,7						223,89	1,77	-16,94
Нагр	60	ПС 220 кВ Мухинская/т	220	1	7,1	0,2						224,74	2,16	-16,22
Нагр	61	ПС 220 кВ НПС 24	220	1	10,5	0,2						224,77	2,17	-16,25
Нагр	62	ПС 220 кВ Сиваки	220	1	2,6	0,3						225,6	2,54	-15,41
Нагр	63	ПС 220 кВ Сиваки/т	220	1	4	0,7						224,81	2,19	-16,12
Нагр	64	ПС 220 кВ НПС 23	220	1	5,7	0,2						225,71	2,59	-14,44
Нагр	65	ПС 220 кВ Чалганы/т	220	1	11	22,8						224,58	2,08	-14,64
Ген+	66	Свободненская ТЭС	220	1	14,1	6,2	160	80	230	-80	80	226,43	2,92	-16,81
Нагр	67	ПП Агорта	500	1	300	60						500,06	0,01	-22,04

Продолжение приложение Г. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kt/g	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_расч	I_загр.	
лэп		1	2 Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	17,65	78,85	-486,2						-94	9	237	630	37,7
лэп		1	10 Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	9,74	53,99	-355,5						-197	4	494	960	51,4
лэп		1	33 Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3						-143	-3	359	1000	35,9
лэп		1	34 Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3						-143	-3	359	1000	35,9
лэп		33	6 1 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6						-16	-5	41	690	5,9
лэп		34	6 2 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6						-16	-5	41	690	5,9
лэп		33	7 1 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1						-127	2	320	1000	32
лэп		34	7 2 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1						-127	2	320	1000	32
лэп		7	8 ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17	-297						-189	14	477	1000	47,7
лэп		8	9 ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	4,99	19,84	-123,7						-34	15	95	630	15
лэп		8	10 ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	5,24	23,43	-144,5						-34	8	89	1000	8,9
лэп		9	10 ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	3,81	13,02	-81,9						-9	-6	35	630	5,5
лэп		10	11 ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1						-55	8	143	630	22,7
лэп		10	35 ПС 220 кВ Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5						-149	-19	386	690	55,9
лэп		11	36 ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	3,65	15,71	-93,2						-47	-16	131	630	20,7
лэп		12	35 ПС 220 кВ Талдан/т - 3	0,4	1,85	-11,4						33	-5	86	630	13,7
лэп		12	36 ПС 220 кВ Талдан/т - 4	0,4	1,85	-11,4						-25	-6	65	630	10,4
лэп		14	36 ПС 220 кВ Сковородино - 4	3	14	-90						70	29	200	630	31,7
лэп		13	35 ПС 220 кВ Ульручы/т - 3	3	8	-52						114	24	306	630	48,5
лэп		14	13 ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Ульручы/т	0,38	1,63	-10						108	24	290	630	46,1
лэп		14	15 ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Сковородино/т	0,51	2,27	-14						-5	-2	15	630	2,3
лэп		14	15 ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Сковородино/т	0,51	2,27	-14						-5	-2	15	630	2,3
лэп		5	14 ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сковородино	14,9	66,59	-410,6						10	-10	81	630	12,9
лэп		5	14 ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сковородино	14,9	66,59	-410,6						10	-10	81	630	12,9
лэп		2	3 ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутгаул	9,29	41,53	-256,1						-39	6	101	630	16,1
лэп		3	4 ПС 220 кВ Тутгаул - ПС 220 кВ Дипкун	14,18	63,36	-390,6						-37	15	104	630	16,5
лэп		4	5 ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	14,18	63,36	-390,6						-34	29	116	630	18,4
лэп		5	37 ПС 220 кВ Тында - 5	0,95	3,5	-21						3	47	121	600	20,2
лэп		5	38 ПС 220 кВ Тында - 6	0,95	3,5	-21						3	47	121	600	20,2
лэп		37	31 5 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6						-12	-3	33	600	5,5
лэп		38	31 6 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6						-12	-3	33	600	5,5
лэп		37	32 5 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1						15	50	132	630	21
лэп		38	32 6 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1						15	50	132	630	21
лэп		2	47 ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тунгала	14,9	62,5	-388,1						-50	22	140	630	22,2
лэп		47	48 ПС 220 кВ Тунгала - ПС 220 кВ Февральская	16,33	71,49	-440,8						-46	24	133	630	21,1
лэп		48	49 ПС 220 кВ Февральская - ПС 220 кВ Рудная	16,7	74,5	-460						0	23	60	810	7,4
лэп		48	50 ПС 220 кВ Февральская - ПС 220 кВ Уландочка	11,69	39,91	-251,7						14	14	52	630	8,3
лэп		50	51 ПС 220 кВ Уландочка - ПС 220 кВ Новокievка	10,14	34,62	-218,2						16	2	46	630	7,3
лэп		51	52 ПС 220 кВ Новокievка - ПС 220 кВ Строительная	10,8	34,4	-216,6						18	-9	69	630	11
лэп		52	66 ПС 220 кВ Строительная - Свободненская ТЭС	0,83	2,82	-17,8						21	-19	74	630	11,7
лэп		66	45 Свободненская ТЭС - ПС Амурская 220	4,12	18,41	-113,5						-37	-33	138	800	17,2
лэп		66	45 Свободненская ТЭС - ПС Амурская 220	4,12	18,41	-113,5						-37	-33	138	800	17,2
лэп		66	53 Свободненская ТЭС - ПП Зяя	0,89	3,96	-24,4						-51	-28	148	800	18,6
лэп		56	56 ПП Зяя - ПС 220 кВ Ледяная	0,88	3,73	-23,8						-38	-25	119	800	14,8
лэп		56	55 ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Восточная	0,63	2,76	-17						0	1	2	630	0,4
лэп		56	55 ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Восточная	0,63	2,76	-17						0	1	2	630	0,4
лэп		56	54 ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ ГПП	0,6	0,13	-40						-13	-2	36	800	4,5
лэп		56	57 ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Ледяная/т	3,56	15,06	-96,2						-20	-25	92	630	14,5
лэп		45	57 ПС Амурская 220 - ПС 220 кВ Ледяная/т	0,28	0,95	-6						53	34	162	630	25,8
лэп		57	58 ПС 220 кВ Ледяная/т - ПС 220 кВ Шимановск	4,71	16,8	-101						20	6	55	630	8,7
лэп		57	59 ПС 220 кВ Ледяная/т - ПС 220 кВ Шимановск/т	5,72	19,53	-123						20	7	56	630	8,8
лэп		58	60 ПС 220 кВ Шимановск - ПС 220 кВ Мухинская/т	5,17	21,84	-139,5						32	6	85	630	13,5
лэп		59	60 ПС 220 кВ Шимановск/т - ПС 220 кВ Мухинская/т	6,63	22,62	-142,6						28	4	74	630	11,7
лэп		60	61 ПС 220 кВ Мухинская/т - ПС 220 кВ НПС 24	1,67	6,15	-36,8						-4	3	14	630	2,1
лэп		60	63 ПС 220 кВ Мухинская/т - ПС 220 кВ Сиваки/т	0,33	1,12	-7,1						72	-7	186	630	29,6
лэп		61	63 ПС 220 кВ НПС 24 - ПС 220 кВ Сиваки/т	4,72	17,17	-104,2						6	1	19	630	3
лэп		63	62 ПС 220 кВ Сиваки/т - ПС 220 кВ Сиваки	5,19	23,21	-143						27	5	71	630	11,3
лэп		63	65 ПС 220 кВ Сиваки/т - ПС 220 кВ Чалганы/т	5,96	21,65	-131						55	-15	152	630	24,2
лэп		62	64 ПС 220 кВ Сиваки - ПС 220 кВ НПС 23	6,11	27,8	-168						30	-2	81	630	12,8
лэп		8	64 ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ НПС 23	2,77	12,66	-76						-36	13	98	630	15,5
лэп		8	65 ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Чалганы/т	2,92	9,95	-62,7						-67	0	171	630	27,2
лэп		40	67 Зейская ГЭС 500 - ПП Агорта	4,5	56	-681									1000	
лэп		40	42 Зейская ГЭС 500 - ПС Амурская 500	9,93	109,02	-1381						-726	109	840	1000	84
тр-р		40	39 Зейская ГЭС 500 - Зейская ГЭС Н1	0,58	61,1	24,2	1,5		1	8	1	-227	138	304		
тр-р		39	1 Зейская ГЭС Н1 - Зейская ГЭС	0,39								-227	161	307		
тр-р		39	41 Зейская ГЭС Н1 - Зейская ГЭС 35	2,9	113,5							0	0	0		
тр-р		42	43 ПС Амурская 500 - ПС Амурская Н1	0,58	61,1	24,2	1,5		1	8	1	48	37	70		
тр-р		42	44 ПС Амурская 500 - ПС Амурская Н2	0,58	61,1	24,2	1,5		1	8	1	48	37	70		
тр-р		43	45 ПС Амурская Н1 - ПС Амурская 220	0,39								44	45	75		
тр-р		44	45 ПС Амурская Н2 - ПС Амурская 220	0,39								44	45	75		
тр-р		43	46 ПС Амурская Н1 - ПС Амурская 35	2,9	113,5							0	0	0		
тр-р		44	46 ПС Амурская Н2 - ПС Амурская 35	2,9	113,5							0	0	0		
лэп		67	42 ПП Агорта - ПС Амурская 500	4,55	57,3	-690						300	60	363	1000	36,3

Продолжение приложение Г.
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1



Продолжение приложение Г.
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

№	№ сост	Тип	П 1	l 1	dl 1	l 2	l 0	dl 0	dl 2
1	1	1ф1ф	42	4,0807	-85,74	-1,9819	-2,1036	-88,44	-82,88
1	1	3ф	42	6,0609	-84,81	0	0		
1	1	2ф	42	3,0305	-84,81	-3,0305	0		-84,81
1	1	1ф	42	2,0621	-86,59	2,0621	2,0621	-86,59	-86,59

Приложение Д. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
Ген	1	Зейская ГЭС	220	1			350	128,8	230	-300	300	230	4,55	-1,25
Нагр	2	ПС 220 кВ Призейская	220	1	2,9	1,2		-30				226,21	2,82	-7,21
Нагр	3	ПС 220 кВ Тутаул	220	1	1,3	0,3		-20				224,54	2,07	-8,91
Нагр	4	ПС 220 кВ Дилкун	220	1	2,8	0,1		-30,9				223,6	1,63	-11,52
Нагр	5	ПС 220 кВ Тында	220	1	58,8	14,1		-50				226,54	2,97	-14,08
Нагр	6	ПС 220 кВ Энергия	220	1	31	10						229,8	4,45	-1,44
Нагр	7	ПС 220 кВ Светлая	220	1	65,4	11,5						229,61	4,37	-1,74
Нагр	8	ПС 220 кВ Ключевая	220	1	11,3	3,6						227,71	3,5	-8,58
Нагр	9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	1	25,1	-15,2						227,82	3,56	-9,82
Нагр	10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	1	27,9	-26,8						227,06	3,21	-10,19
Нагр	11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	1	8,3	-20,5						226,63	3,01	-11,16
Нагр	12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	1	8,2	-10,8						224,67	2,12	-11,87
Нагр	13	ПС 220 кВ Ульручи/т	220	1	6,1	0,2						222,22	1,01	-12,77
Нагр	14	ПС 220 кВ Сквородино	220	1	148,4	107,9						221,85	0,84	-12,96
Нагр	15	ПС 220 кВ Сквородино/т	220	1	10,2	4,8						221,81	0,82	-12,98
Нагр	31	НПС - 19	220	1	24,5	7,5						227,18	3,26	-14,14
Ген	32	Нерюнгринская ГРЭС	220	1	338,5	52,5	369,9	97,5	240	-200	200	240	9,09	-13,5
Нагр	33		1 220	1								229,83	4,47	-1,43
Нагр	34		2 220	1								229,83	4,47	-1,43
Нагр	35		3 220	1								224,69	2,13	-11,79
Нагр	36		4 220	1								224,58	2,08	-11,91
Нагр	37		5 220	1								227,22	3,28	-14,12
Нагр	38		6 220	1								227,22	3,28	-14,12
Нагр	39	Зейская ГЭС Н1	500	1								522,8	4,56	-1,24
База	40	Зейская ГЭС 500	500	1			928,6	-868,8	505			505	1	
Нагр	41	Зейская ГЭС 35	35	1								36,6	4,56	-1,24
Нагр	42	ПС Амурская 500	500	1	500			-360				507,2	1,44	-6,58
Нагр	43	ПС Амурская Н1	500	1								514,22	2,84	-6,78
Нагр	44	ПС Амурская Н2	500	1								514,22	2,84	-6,78
Нагр	45	ПС Амурская 220	220	1	30	21						226,25	2,84	-6,78
Нагр	46	ПС Амурская 35	35	1								36	2,84	-6,78
Нагр	47	ПС 220 кВ Тунгала	220	1	3	1,8		-16,4				227,69	3,49	-9,28
Нагр	48	ПС 220 кВ Февральская	220	1	59,2	0,2		-32,9				228,96	4,07	-11,32
Нагр	49	ПС 220 кВ Рудная	220	1	0,3	0,2						232,86	5,85	-11,57
Нагр	50	ПС 220 кВ Уландочка	220	1	1	0,1						231,01	5,01	-9,78
Нагр	51	ПС 220 кВ Новокиевка	220	1	2,9	0,3						231,12	5,06	-8,29
Нагр	52	ПС 220 кВ Строительная	220	1	2	0,4						229,98	4,54	-6,54
Нагр	53	ПП Зея	220	1	12	4						229,14	4,15	-6,57
Нагр	54	ПС 220 кВ ГПП	220	1	13,3	4,4						228,54	3,88	-6,69
Нагр	55	ПС 220 кВ Восточная	220	1	0,8	0,1						228,58	3,9	-6,69
Нагр	56	ПС 220 кВ Ледяная	220	1	4,3	0,2						228,57	3,9	-6,69
Нагр	57	ПС 220 кВ Ледяная/т	220	1	7,9	8,2						226,43	2,92	-6,86
Нагр	58	ПС 220 кВ Шимановск	220	1	12,1	4,7						226,81	3,1	-7,57
Нагр	59	ПС 220 кВ Шимановск/т	220	1	7,9	2,7						227,05	3,21	-7,58
Нагр	60	ПС 220 кВ Мухинская/т	220	1	7,1	0,2						227,63	3,47	-8,18
Нагр	61	ПС 220 кВ НПС 24	220	1	10,5	0,2						227,65	3,48	-8,25
Нагр	62	ПС 220 кВ Сиваки	220	1	2,6	0,3						228,24	3,74	-8,46
Нагр	63	ПС 220 кВ Сиваки/т	220	1	4	0,7						227,66	3,48	-8,22
Нагр	64	ПС 220 кВ НПС 23	220	1	5,7	0,2						228,06	3,66	-8,61
Нагр	65	ПС 220 кВ Чалганы/т	220	1	11	22,8						227,07	3,21	-8,51
Ген+	66	Свободненская ТЭС	220	1	14,1	6,2	160	80	230	-80	80	229,83	4,47	-6,39
Нагр	67	ПП Агорта	500	1	300	60		-100				510,29	2,06	-3

Продолжение приложение Д. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Iдон_расч	Iзагр.	
лЭП		1	2 Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	17,65	78,85	-486,2						-68	14	175	630	27,8
лЭП	1	10	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	9,74	53,99	-355,5						-150	12	377	960	39,3
лЭП	1	33	Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3						-112	0	280	1000	28
лЭП	1	34	Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3						-112	0	280	1000	28
лЭП	33	6	1 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6						-16	-5	41	690	5,9
лЭП	34	6	2 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6						-16	-5	41	690	5,9
лЭП	33	7	1 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1						-96	4	242	1000	24,2
лЭП	34	7	2 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1						-96	4	242	1000	24,2
лЭП	7	8	ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17	-297						-127	19	322	1000	32,2
лЭП	8	9	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	4,99	19,84	-123,7						-53	17	141	630	22,4
лЭП	8	10	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	5,24	23,43	-144,5						-61	10	156	1000	15,6
лЭП	9	10	ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	3,81	13,02	-81,9						-27	-3	72	630	11,4
лЭП	10	11	ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1						-55	8	142	630	22,6
лЭП	10	35	ПС 220 кВ Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5						-150	-21	386	690	56
лЭП	11	36	ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	3,65	15,71	-93,2						-47	-17	131	630	20,8
лЭП	12	35	ПС 220 кВ Талдан/т - 3	0,4	1,85	-11,4						33	-5	86	630	13,6
лЭП	12	36	ПС 220 кВ Талдан/т - 4	0,4	1,85	-11,4						-25	-6	66	630	10,4
лЭП	14	36	ПС 220 кВ Сковородино - 4	3	14	-90						71	30	200	630	31,8
лЭП	13	35	ПС 220 кВ Ульручы/т - 3	3	8	-52						115	26	307	630	48,7
лЭП	14	13	ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Ульручы/т	0,38	1,63	-10						109	26	292	630	46,3
лЭП	14	15	ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Сковородино/т	0,51	2,27	-14						-5	-2	15	630	2,3
лЭП	14	15	ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Сковородино/т	0,51	2,27	-14						-5	-2	15	630	2,3
лЭП	5	14	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сковородино	14,9	66,59	-410,6						11	-8	78	630	12,4
лЭП	5	14	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сковородино	14,9	66,59	-410,6						11	-8	78	630	12,4
лЭП	2	3	ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	9,29	41,53	-256,1						-37	5	95	630	15,1
лЭП	3	4	ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	14,18	63,36	-390,6						-35	14	97	630	15,4
лЭП	4	5	ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	14,18	63,36	-390,6						-32	27	107	630	17
лЭП	5	37	ПС 220 кВ Тында - 5	0,95	3,5	-21						3	44	113	600	18,8
лЭП	5	38	ПС 220 кВ Тында - 6	0,95	3,5	-21						3	44	113	600	18,8
лЭП	37	31	5 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6						-12	-3	33	600	5,4
лЭП	38	31	6 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6						-12	-3	33	600	5,4
лЭП	37	32	5 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1						15	46	124	630	19,7
лЭП	38	32	6 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1						15	46	124	630	19,7
лЭП	2	47	ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тунгала	14,9	62,5	-388,1						-27	21	88	630	14
лЭП	47	48	ПС 220 кВ Тунгала - ПС 220 кВ Февральская	16,33	71,49	-440,8						-24	20	80	630	12,7
лЭП	48	49	ПС 220 кВ Февральская - ПС 220 кВ Рудная	16,7	74,5	-460						0	24	61	810	7,5
лЭП	48	50	ПС 220 кВ Февральская - ПС 220 кВ Уландочка	11,69	39,91	-251,7						36	7	92	630	14,7
лЭП	50	51	ПС 220 кВ Уландочка - ПС 220 кВ Новокиевка	10,14	34,62	-218,2						37	-5	101	630	16,1
лЭП	51	52	ПС 220 кВ Новокиевка - ПС 220 кВ Строительная	10,8	34,4	-216,6						40	-15	121	630	19,1
лЭП	52	66	ПС 220 кВ Строительная - Свободненская ТЭС	0,83	2,82	-17,8						43	-25	126	630	19,9
лЭП	66	45	Свободненская ТЭС - ПС Амурская 220	4,12	18,41	-113,5						-28	-35	125	800	15,7
лЭП	66	45	Свободненская ТЭС - ПС Амурская 220	4,12	18,41	-113,5						-28	-35	125	800	15,7
лЭП	66	53	Свободненская ТЭС - ПП Зяя	0,89	3,96	-24,4						-47	-29	141	800	17,6
лЭП	53	56	ПП Зяя - ПС 220 кВ Ледяная	0,88	3,73	-23,8						-35	-26	112	800	14
лЭП	56	55	ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Восточная	0,63	2,76	-17						0	1	2	630	0,4
лЭП	56	55	ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Восточная	0,63	2,76	-17						0	1	2	630	0,4
лЭП	56	54	ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ ГПП	0,6	0,13	-40						-13	-2	35	800	4,4
лЭП	56	57	ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Ледяная/т	3,56	15,06	-96,2						-17	-26	89	630	14,2
лЭП	45	57	ПС Амурская 220 - ПС 220 кВ Ледяная/т	0,28	0,95	-6						-54	58	202	630	32,1
лЭП	57	58	ПС 220 кВ Ледяная/т - ПС 220 кВ Шимановск	4,71	16,8	-101						-34	17	97	630	15,4
лЭП	57	59	ПС 220 кВ Ледяная/т - ПС 220 кВ Шимановск/т	5,72	19,53	-123						-29	19	87	630	13,8
лЭП	58	60	ПС 220 кВ Шимановск - ПС 220 кВ Мухинская/т	5,17	21,84	-139,5						-22	17	71	630	11,2
лЭП	59	60	ПС 220 кВ Шимановск/т - ПС 220 кВ Мухинская/т	6,63	22,62	-142,6						-21	15	65	630	10,4
лЭП	60	61	ПС 220 кВ Мухинская/т - ПС 220 кВ НПС 24	1,67	6,15	-36,8						-9	4	25	630	4
лЭП	60	63	ПС 220 кВ Мухинская/т - ПС 220 кВ Сиваки/т	0,33	1,12	-7,1						-26	14	76	630	12
лЭП	61	63	ПС 220 кВ НПС 24 - ПС 220 кВ Сиваки/т	4,72	17,17	-104,2						1	2	8	630	1,3
лЭП	63	62	ПС 220 кВ Сиваки/т - ПС 220 кВ Сиваки	5,19	23,21	-143						-8	11	34	630	5,4
лЭП	63	65	ПС 220 кВ Сиваки/т - ПС 220 кВ Чалганы/т	5,96	21,65	-131						-13	1	36	630	5,8
лЭП	62	64	ПС 220 кВ Сиваки - ПС 220 кВ НПС 23	6,11	27,8	-168						-5	4	18	630	2,8
лЭП	8	64	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ НПС 23	2,77	12,66	-76						-1	8	21	630	3,4
лЭП	8	65	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Чалганы/т	2,92	9,95	-62,7						2	-14	43	630	6,8
лЭП	40	42	Зейская ГЭС 500 - ПС Амурская 500	9,93	109,02	-1381						-267	195	378	1000	37,8
лЭП	40	42	Зейская ГЭС 500 - ПС Амурская 500	9,93	109,02	-1381						-267	195	378	1000	37,8
Тр-р	40	39	Зейская ГЭС 500 - Зейская ГЭС Н1	0,58	61,1	24,2	1,5		1	8	1	-92	141	192		
Тр-р	39	1	Зейская ГЭС Н1 - Зейская ГЭС	0,39								0,44	-92	154	198	
Тр-р	39	41	Зейская ГЭС Н1 - Зейская ГЭС 35	2,9	113,5							0,07	0	0	0	
Тр-р	42	43	ПС Амурская 500 - ПС Амурская Н1	0,58	61,1	24,2	1,5		1	8	1	-15	52	62		
Тр-р	42	44	ПС Амурская 500 - ПС Амурская Н2	0,58	61,1	24,2	1,5		1	8	1	-15	52	62		
Тр-р	43	45	ПС Амурская Н1 - ПС Амурская 220	0,39								0,44	-14	59	68	
Тр-р	44	45	ПС Амурская Н2 - ПС Амурская 220	0,39								0,44	-14	59	68	
Тр-р	43	46	ПС Амурская Н1 - ПС Амурская 35	2,9	113,5							0,07	0	0	0	
Тр-р	44	46	ПС Амурская Н2 - ПС Амурская 35	2,9	113,5							0,07	0	0	0	
лЭП	40	67	Зейская ГЭС 500 - ПП Агорта	8,62	87	-998						-151	169	259	1000	25,9
лЭП	40	67	Зейская ГЭС 500 - ПП Агорта	8,62	87	-998						-151	169	259	1000	25,9

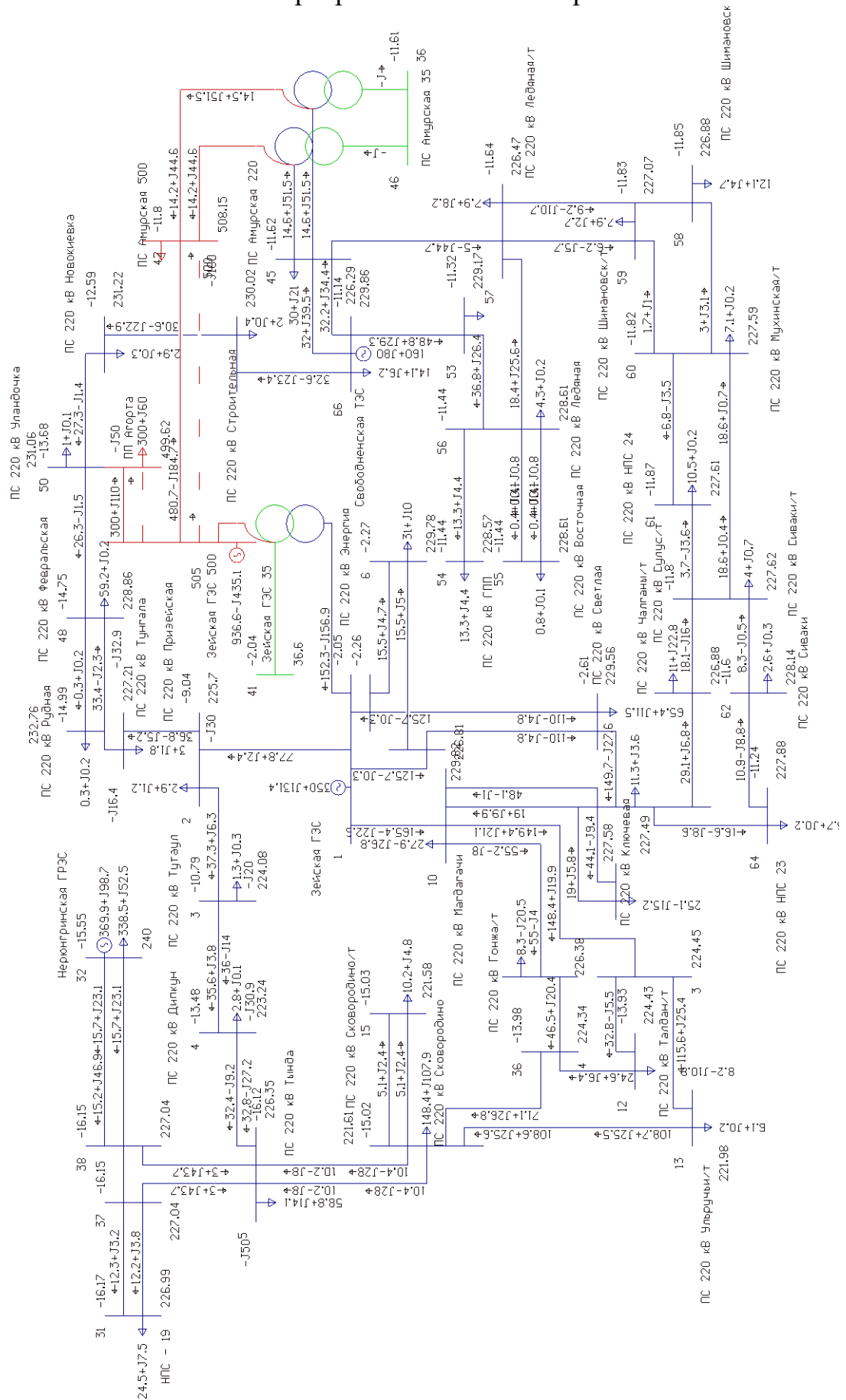
Продолжение приложение Д.
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
Ген	1	Зейская ГЭС	220	1			350	128,8	230	-300	300	230	4,55	-1,25
Нагр	2	ПС 220 кВ Призейская	220	1	2,9	1,2		-30				226,21	2,82	-7,21
Нагр	3	ПС 220 кВ Тутаул	220	1	1,3	0,3		-20				224,54	2,07	-8,91
Нагр	4	ПС 220 кВ Дилкун	220	1	2,8	0,1		-30,9				223,6	1,63	-11,52
Нагр	5	ПС 220 кВ Тында	220	1	58,8	14,1		-50				226,54	2,97	-14,08
Нагр	6	ПС 220 кВ Энергия	220	1	31	10						229,8	4,45	-1,44
Нагр	7	ПС 220 кВ Светлая	220	1	65,4	11,5						229,61	4,37	-1,74
Нагр	8	ПС 220 кВ Ключевая	220	1	11,3	3,6						227,71	3,5	-8,58
Нагр	9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	1	25,1	-15,2						227,82	3,56	-9,82
Нагр	10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	1	27,9	-26,8						227,06	3,21	-10,19
Нагр	11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	1	8,3	-20,5						226,63	3,01	-11,16
Нагр	12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	1	8,2	-10,8						224,67	2,12	-11,87
Нагр	13	ПС 220 кВ Ульручи/т	220	1	6,1	0,2						222,22	1,01	-12,77
Нагр	14	ПС 220 кВ Сквородино	220	1	148,4	107,9						221,85	0,84	-12,96
Нагр	15	ПС 220 кВ Сквородино/т	220	1	10,2	4,8						221,81	0,82	-12,98
Нагр	31	НПС - 19	220	1	24,5	7,5						227,18	3,26	-14,14
Ген	32	Нерюнгринская ГРЭС	220	1	338,5	52,5	369,9	97,5	240	-200	200	240	9,09	-13,5
Нагр	33		1 220	1								229,83	4,47	-1,43
Нагр	34		2 220	1								229,83	4,47	-1,43
Нагр	35		3 220	1								224,69	2,13	-11,79
Нагр	36		4 220	1								224,58	2,08	-11,91
Нагр	37		5 220	1								227,22	3,28	-14,12
Нагр	38		6 220	1								227,22	3,28	-14,12
Нагр	39	Зейская ГЭС Н1	500	1								522,8	4,56	-1,24
База	40	Зейская ГЭС 500	500	1			930,1	-641,5	505			505	1	
Нагр	41	Зейская ГЭС 35	35	1								36,6	4,56	-1,24
Нагр	42	ПС Амурская 500	500	1	500			-360				507,2	1,44	-6,58
Нагр	43	ПС Амурская Н1	500	1								514,22	2,84	-6,78
Нагр	44	ПС Амурская Н2	500	1								514,22	2,84	-6,78
Нагр	45	ПС Амурская 220	220	1	30	21						226,25	2,84	-6,78
Нагр	46	ПС Амурская 35	35	1								36	2,84	-6,78
Нагр	47	ПС 220 кВ Тунгала	220	1	3	1,8		-16,4				227,69	3,49	-9,28
Нагр	48	ПС 220 кВ Февральская	220	1	59,2	0,2		-32,9				228,96	4,07	-11,32
Нагр	49	ПС 220 кВ Рудная	220	1	0,3	0,2						232,86	5,85	-11,57
Нагр	50	ПС 220 кВ Уландочка	220	1	1	0,1						231,01	5,01	-9,78
Нагр	51	ПС 220 кВ Новокиевка	220	1	2,9	0,3						231,12	5,06	-8,29
Нагр	52	ПС 220 кВ Строительная	220	1	2	0,4						229,98	4,54	-6,54
Нагр	53	ПП Зея	220	1	12	4						229,14	4,15	-6,57
Нагр	54	ПС 220 кВ ГПП	220	1	13,3	4,4						228,54	3,88	-6,69
Нагр	55	ПС 220 кВ Восточная	220	1	0,8	0,1						228,58	3,9	-6,69
Нагр	56	ПС 220 кВ Ледяная	220	1	4,3	0,2						228,57	3,9	-6,69
Нагр	57	ПС 220 кВ Ледяная/т	220	1	7,9	8,2						226,43	2,92	-6,86
Нагр	58	ПС 220 кВ Шимановск	220	1	12,1	4,7						226,81	3,1	-7,57
Нагр	59	ПС 220 кВ Шимановск/т	220	1	7,9	2,7						227,05	3,21	-7,58
Нагр	60	ПС 220 кВ Мухинская/т	220	1	7,1	0,2						227,63	3,47	-8,18
Нагр	61	ПС 220 кВ НПС 24	220	1	10,5	0,2						227,65	3,48	-8,25
Нагр	62	ПС 220 кВ Сиваки	220	1	2,6	0,3						228,24	3,74	-8,46
Нагр	63	ПС 220 кВ Сиваки/т	220	1	4	0,7						227,66	3,48	-8,22
Нагр	64	ПС 220 кВ НПС 23	220	1	5,7	0,2						228,06	3,66	-8,61
Нагр	65	ПС 220 кВ Чалганы/т	220	1	11	22,8						227,07	3,21	-8,51
Ген+	66	Свободненская ТЭС	220	1	14,1	6,2	160	80	230	-80	80	229,83	4,47	-6,39
Нагр	67	ПП Агорта	500	1	300	60		-50				499,62	-0,08	-5,97

Продолжение приложение Д. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kt/g	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Iдон_расч	Iзагр.		
лэп		1	2 Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	17,65	78,85	-486,2						-68	14	175	630	27,8	
лэп	1	10	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	9,74	53,99	-355,5						-150	12	377	960	39,3	
лэп	1	33	Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3						-112	0	280	1000	28	
лэп	1	34	Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3						-112	0	280	1000	28	
лэп	33	6	1 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6						-16	-5	41	690	5,9	
лэп	34	6	2 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6						-16	-5	41	690	5,9	
лэп	33	7	1 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1						-96	4	242	1000	24,2	
лэп	34	7	2 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1						-96	4	242	1000	24,2	
лэп	7	8	ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17	-297						-127	19	322	1000	32,2	
лэп	8	9	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	4,99	19,84	-123,7						-53	17	141	630	22,4	
лэп	8	10	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	5,24	23,43	-144,5						-61	10	156	1000	15,6	
лэп	9	10	ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	3,81	13,02	-81,9						-27	-3	72	630	11,4	
лэп	10	11	ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1						-55	8	142	630	22,6	
лэп	10	35	ПС 220 кВ Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5						-150	-21	386	690	56	
лэп	11	36	ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	3,65	15,71	-93,2						-47	-17	131	630	20,8	
лэп	12	35	ПС 220 кВ Талдан/т - 3	0,4	1,85	-11,4						33	-5	86	630	13,6	
лэп	12	36	ПС 220 кВ Талдан/т - 4	0,4	1,85	-11,4						-25	-6	66	630	10,4	
лэп	14	36	ПС 220 кВ Сковородино - 4	3	14	-90						71	30	200	630	31,8	
лэп	13	35	ПС 220 кВ Ульрүчы/т - 3	3	8	-52						115	26	307	630	48,7	
лэп	14	13	ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Ульрүчы/т	0,38	1,63	-10						109	26	292	630	46,3	
лэп	14	15	ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Сковородино/т	0,51	2,27	-14						-5	-2	15	630	2,3	
лэп	14	15	ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Сковородино/т	0,51	2,27	-14						-5	-2	15	630	2,3	
лэп	5	14	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сковородино	14,9	66,59	-410,6						11	-8	78	630	12,4	
лэп	5	14	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сковородино	14,9	66,59	-410,6						11	-8	78	630	12,4	
лэп	2	3	ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	9,29	41,53	-256,1						-37	5	95	630	15,1	
лэп	3	4	ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	14,18	63,36	-390,6						-35	14	97	630	15,4	
лэп	4	5	ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	14,18	63,36	-390,6						-32	27	107	630	17	
лэп	5	37	ПС 220 кВ Тында - 5	0,95	3,5	-21						3	44	113	600	18,8	
лэп	5	38	ПС 220 кВ Тында - 6	0,95	3,5	-21						3	44	113	600	18,8	
лэп	37	31	5 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6						-12	-3	33	600	5,4	
лэп	38	31	6 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6						-12	-3	33	600	5,4	
лэп	37	32	5 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1						15	46	124	630	19,7	
лэп	38	32	6 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1						15	46	124	630	19,7	
лэп	2	47	ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тунгала	14,9	62,5	-388,1						-27	21	88	630	14	
лэп	47	48	ПС 220 кВ Тунгала - ПС 220 кВ Февральская	16,33	71,49	-440,8						-24	20	80	630	12,7	
лэп	48	49	ПС 220 кВ Февральская - ПС 220 кВ Рудная	16,7	74,5	-460						0	24	61	810	7,5	
лэп	48	50	ПС 220 кВ Февральская - ПС 220 кВ Уландочка	11,69	39,91	-251,7						36	7	92	630	14,7	
лэп	50	51	ПС 220 кВ Уландочка - ПС 220 кВ Новокievка	10,14	34,62	-218,2						37	-5	101	630	16,1	
лэп	51	52	ПС 220 кВ Новокievка - ПС 220 кВ Строительная	10,8	34,4	-216,6						40	-15	121	630	19,1	
лэп	52	66	ПС 220 кВ Строительная - Свободненская ТЭС	0,83	2,82	-17,8						43	-25	126	630	19,9	
лэп	66	45	Свободненская ТЭС - ПС Амурская 220	4,12	18,41	-113,5						-28	-35	125	800	15,7	
лэп	66	45	Свободненская ТЭС - ПС Амурская 220	4,12	18,41	-113,5						-28	-35	125	800	15,7	
лэп	66	53	Свободненская ТЭС - ПП Зеля	0,89	3,96	-24,4						-47	-29	141	800	17,6	
лэп	53	56	ПП Зеля - ПС 220 кВ Ледяная	0,88	3,73	-23,8						-35	-26	112	800	14	
лэп	56	55	ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Восточная	0,63	2,76	-17						0	1	2	630	0,4	
лэп	56	55	ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Восточная	0,63	2,76	-17						0	1	2	630	0,4	
лэп	56	54	ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ ГПП	0,6	0,13	-40						-13	-2	35	800	4,4	
лэп	56	57	ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Ледяная/т	3,56	15,06	-96,2						-17	-26	89	630	14,2	
лэп	45	57	ПС Амурская 220 - ПС 220 кВ Ледяная/т	0,28	0,95	-6						-54	58	202	630	32,1	
лэп	57	58	ПС 220 кВ Ледяная/т - ПС 220 кВ Шимановск	4,71	16,8	-101						-34	17	97	630	15,4	
лэп	57	59	ПС 220 кВ Ледяная/т - ПС 220 кВ Шимановск/т	5,72	19,53	-123						-29	19	87	630	13,8	
лэп	58	60	ПС 220 кВ Шимановск - ПС 220 кВ Мухинская/т	5,17	21,84	-139,5						-22	17	71	630	11,2	
лэп	59	60	ПС 220 кВ Шимановск/т - ПС 220 кВ Мухинская/т	6,63	22,62	-142,6						-21	15	65	630	10,4	
лэп	60	61	ПС 220 кВ Мухинская/т - ПС 220 кВ НПС 24	1,67	6,15	-36,8						-9	4	25	630	4	
лэп	60	63	ПС 220 кВ Мухинская/т - ПС 220 кВ Сиваки/т	0,33	1,12	-7,1						-26	14	76	630	12	
лэп	61	63	ПС 220 кВ НПС 24 - ПС 220 кВ Сиваки/т	4,72	17,17	-104,2						1	2	8	630	1,3	
лэп	63	62	ПС 220 кВ Сиваки/т - ПС 220 кВ Сиваки	5,19	23,21	-143						-8	11	34	630	5,4	
лэп	63	65	ПС 220 кВ Сиваки/т - ПС 220 кВ Чалганы/т	5,96	21,65	-131						-13	1	36	630	5,8	
лэп	62	64	ПС 220 кВ Сиваки - ПС 220 кВ НПС 23	6,11	27,8	-168						-5	4	18	630	2,8	
лэп	8	64	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ НПС 23	2,77	12,66	-76						-1	8	21	630	3,4	
лэп	8	65	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Чалганы/т	2,92	9,95	-62,7						2	-14	43	630	6,8	
лэп	40	42	Зейская ГЭС 500 - ПС Амурская 500	9,93	109,02	-1381						-267	195	378	1000	37,8	
лэп	40	42	Зейская ГЭС 500 - ПС Амурская 500	9,93	109,02	-1381						-267	195	378	1000	37,8	
Тр-р	40	39	Зейская ГЭС 500 - Зейская ГЭС Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1	8	1		-92	141	192			
Тр-р	39	1	Зейская ГЭС Н1 - Зейская ГЭС	0,39							0,44		-92	154	198		
Тр-р	39	41	Зейская ГЭС Н1 - Зейская ГЭС 35	2,9	113,5						0,07		0	0	0		
Тр-р	42	43	ПС Амурская 500 - ПС Амурская Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1	8	1		-15	52	62			
Тр-р	42	44	ПС Амурская 500 - ПС Амурская Н2	0,58	61,1	24,2	1,5	1	8	1		-15	52	62			
Тр-р	43	45	ПС Амурская Н1 - ПС Амурская 220	0,39							0,44		-14	59	68		
Тр-р	44	45	ПС Амурская Н2 - ПС Амурская 220	0,39							0,44		-14	59	68		
Тр-р	43	46	ПС Амурская Н1 - ПС Амурская 35	2,9	113,5						0,07		0	0	0		
Тр-р	44	46	ПС Амурская Н2 - ПС Амурская 35	2,9	113,5						0,07		0	0	0		
лэп	40	67	Зейская ГЭС 500 - ПП Агорта	8,62	87	-998						-303	110	369	1000	36,9	
лэп	40	67	Зейская ГЭС 500 - ПП Агорта	8,62	87	-998						-303	110	369	1000	36,9	

Продолжение приложение Д.
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2



Приложение Е. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V	dV	N_сxn	Район	Q_min	Q_max	В_ш	Delta
Ген	1	Зейская ГЭС	220				350	146,2	230	230	4,55	1	-300	300		-1,56
Нагр	2	ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2					224,73	2,15	1				-7,89
Нагр	3	ПС 220 кВ Тутаул	220	1,3	0,3					223,16	1,44	1				-9,65
Нагр	4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1					222,44	1,11	1				-12,32
Нагр	5	ПС 220 кВ Тында	220	58,8	14,1					225,7	2,59	1				-14,96
Нагр	6	ПС 220 кВ Энергия	220	31	10					229,77	4,44	1				-1,77
Нагр	7	ПС 220 кВ Светлая	220	65,4	11,5					229,52	4,33	1				-2,08
Нагр	8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6					225,92	2,69	1				-9,47
Нагр	9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	25,1	-15,2					226,28	2,86	1				-10,66
Нагр	10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	27,9	-26,8					225,69	2,59	1				-11
Нагр	11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	8,3	-20,5					225,29	2,4	1				-11,99
Нагр	12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	8,2	-10,8					223,36	1,53	1				-12,7
Нагр	13	ПС 220 кВ Ульручи/т	220	6,1	0,2					220,94	0,43	1				-13,62
Нагр	14	ПС 220 кВ Сквородино	220	148,4	107,9					220,58	0,26	1				-13,81
Нагр	15	ПС 220 кВ Сквородино/т	220	10,2	4,8					220,55	0,25	1				-13,83
Нагр	31	НПС - 19	220	24,5	7,5					226,38	2,9	1				-15,02
Ген	32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338,5	52,5	369,9	102,5	240	240	9,09		1	-200	200		-14,42
Нагр	33		1	220						229,8	4,46	1				-1,75
Нагр	34		2	220						229,8	4,46	1				-1,75
Нагр	35		3	220						223,38	1,53	1				-12,63
Нагр	36		4	220						223,27	1,49	1				-12,75
Нагр	37		5	220						226,42	2,92	1				-15
Нагр	38		6	220						226,42	2,92	1				-15
Нагр	39	Зейская ГЭС Н1	500							522,81	4,56	1				-1,55
База	40	Зейская ГЭС 500	500			931,8	-335	505	505	1		1				
Нагр	41	Зейская ГЭС 35	35							36,6	4,56	1				-1,55
Нагр	42	ПС Амурская 500	500	500						496,53	-0,69	1				-8,36
Нагр	43	ПС Амурская Н1	500							504,14	0,83	1				-8,41
Нагр	44	ПС Амурская Н2	500							504,14	0,83	1				-8,41
Нагр	45	ПС Амурская 220	220	30	21					221,82	0,83	1				-8,41
Нагр	46	ПС Амурская 35	35							35,29	0,83	1				-8,41
Нагр	47	ПС 220 кВ Тунгала	220	3	1,8					225,17	2,35	1				-10,24
Нагр	48	ПС 220 кВ Февральская	220	59,2	0,2					225,49	2,5	1				-12,6
Нагр	49	ПС 220 кВ Рудная	220	0,3	0,2					229,33	4,24	1				-12,85
Нагр	50	ПС 220 кВ Уландочка	220	1	0,1					227,23	3,29	1				-11,18
Нагр	51	ПС 220 кВ Новокиевка	220	2,9	0,3					227,07	3,22	1				-9,77
Нагр	52	ПС 220 кВ Строительная	220	2	0,4					225,67	2,58	1				-8,12
Нагр	53	ПП Зеля	220	12	4					224,8	2,18	1				-8,16
Нагр	54	ПС 220 кВ ГПП	220	13,3	4,4					224,18	1,9	1				-8,28
Нагр	55	ПС 220 кВ Восточная	220	0,8	0,1					224,22	1,92	1				-8,28
Нагр	56	ПС 220 кВ Ледяная	220	4,3	0,2					224,22	1,92	1				-8,28
Нагр	57	ПС 220 кВ Ледяная/т	220	7,9	8,2					222,06	0,94	1				-8,47
Нагр	58	ПС 220 кВ Шимановск	220	12,1	4,7					222,99	1,36	1				-9,05
Нагр	59	ПС 220 кВ Шимановск/т	220	7,9	2,7					223,24	1,47	1				-9,04
Нагр	60	ПС 220 кВ Мухинская/т	220	7,1	0,2					224,47	2,03	1				-9,46
Нагр	61	ПС 220 кВ НПС 24	220	10,5	0,2					224,51	2,05	1				-9,53
Нагр	62	ПС 220 кВ Сиваки	220	2,6	0,3					225,62	2,55	1				-9,59
Нагр	63	ПС 220 кВ Сиваки/т	220	4	0,7					224,57	2,08	1				-9,48
Нагр	64	ПС 220 кВ НПС 23	220	5,7	0,2					226,01	2,73	1				-9,58
Нагр	65	ПС 220 кВ Чалганы/т	220	11	22,8					224,85	2,21	1				-9,52
Ген+	66	Свободненская ТЭС	220	14,1	6,2	160	80	230	225,5	2,5		1	-80	80		-7,97
Нагр	67	ПП Агорта	500	300	60					499,58	-0,08	1				-6,06

Продолжение приложение Е. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	I max	I загр.
лэп	1	2			Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	17,65	78,85	-486,2				-73	10		185	29,3
лэп	1	10			Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	9,74	53,99	-355,5				-158	7		397	41,4
лэп	1	33			Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3				-117	-4		294	29,4
лэп	1	34			Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3				-117	-4		294	29,4
лэп	33	6			1 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6				-16	-5		41	5,9
лэп	34	6			2 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6				-16	-5		41	5,9
лэп	33	7			1 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1				-102	1		255	25,5
лэп	34	7			2 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1				-102	1		255	25,5
лэп	7	8			ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17	-297				-138	12		347	34,7
лэп	8	9			ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	4,99	19,84	-123,7				-49	19		136	21,5
лэп	8	10			ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	5,24	23,43	-144,5				-56	13		147	14,7
лэп	9	10			ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	3,81	13,02	-81,9				-24	-1		63	10
лэп	10	11			ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1				-55	8		143	22,7
лэп	10	35			ПС 220 кВ Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5				-150	-20		388	56,2
лэп	11	36			ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	3,65	15,71	-93,2				-47	-16		131	20,8
лэп	12	35			ПС 220 кВ Талдан/т - 3	0,4	1,85	-11,4				33	-5		86	13,7
лэп	12	36			ПС 220 кВ Талдан/т - 4	0,4	1,85	-11,4				-25	-6		66	10,4
лэп	14	36			ПС 220 кВ Сквородино - 4	3	14	-90				71	29		201	31,8
лэп	13	35			ПС 220 кВ Ульручи/т - 3	3	8	-52				115	24		307	48,8
лэп	14	13			ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручи/т	0,38	1,63	-10				109	24		292	46,3
лэп	14	15			ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	0,51	2,27	-14				-5	-2		15	2,3
лэп	14	15			ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	0,51	2,27	-14				-5	-2		15	2,3
лэп	5	14			ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6				11	-9		81	12,9
лэп	5	14			ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6				11	-9		81	12,9
лэп	2	3			ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	9,29	41,53	-256,1				-37	6		97	15,3
лэп	3	4			ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	14,18	63,36	-390,6				-36	14		99	15,7
лэп	4	5			ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	14,18	63,36	-390,6				-32	28		110	17,5
лэп	5	37			ПС 220 кВ Тында - 5	0,95	3,5	-21				3	46		119	19,8
лэп	5	38			ПС 220 кВ Тында - 6	0,95	3,5	-21				3	46		119	19,8
лэп	37	31			5 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6				-12	-3		33	5,4
лэп	38	31			6 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6				-12	-3		33	5,4
лэп	37	32			5 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1				15	49		130	20,6
лэп	38	32			6 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1				15	49		130	20,6
лэп	2	47			ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тунгала	14,9	62,5	-388,1				-31	18		92	14,7
лэп	47	48			ПС 220 кВ Тунгала - ПС 220 кВ Февральская	16,33	71,49	-440,8				-28	18		85	13,5
лэп	48	49			ПС 220 кВ Февральская - ПС 220 кВ Рудная	16,7	74,5	-460				0	23		60	7,4
лэп	48	50			ПС 220 кВ Февральская - ПС 220 кВ Уландочка	11,69	39,91	-251,7				32	6		84	13,3
лэп	50	51			ПС 220 кВ Уландочка - ПС 220 кВ Новокиевка	10,14	34,62	-218,2				33	-6		94	15
лэп	51	52			ПС 220 кВ Новокиевка - ПС 220 кВ Строительная	10,8	34,4	-216,6				36	-16		115	18,2
лэп	52	66			ПС 220 кВ Строительная - Свободненская ТЭС	0,83	2,82	-17,8				39	-25		120	19
лэп	66	45			Свободненская ТЭС - ПС Амурская 220	4,12	18,41	-113,5				-30	-36		130	16,3
лэп	66	45			Свободненская ТЭС - ПС Амурская 220	4,12	18,41	-113,5				-30	-36		130	16,3
лэп	66	53			Свободненская ТЭС - ПП Зеля	0,89	3,96	-24,4				-48	-29		145	18,1
лэп	53	56			ПП Зеля - ПС 220 кВ Ледяная	0,88	3,73	-23,8				-36	-26		115	14,4
лэп	56	55			ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Восточная	0,63	2,76	-17				0	1		2	0,4
лэп	56	55			ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Восточная	0,63	2,76	-17				0	1		2	0,4
лэп	56	54			ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ ГПП	0,6	0,13	-40				-13	-2		36	4,5
лэп	56	57			ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Ледяная/т	3,56	15,06	-96,2				-18	-26		91	14,4
лэп	45	57			ПС Амурская 220 - ПС 220 кВ Ледяная/т	0,28	0,95	-6				-35	66		193	30,7
лэп	57	58			ПС 220 кВ Ледяная/т - ПС 220 кВ Шимановск	4,71	16,8	-101				-24	21		85	13,4
лэп	57	59			ПС 220 кВ Ледяная/т - ПС 220 кВ Шимановск/т	5,72	19,53	-123				-20	22		77	12,2
лэп	58	60			ПС 220 кВ Шимановск - ПС 220 кВ Мухинская/т	5,17	21,84	-139,5				-12	22		64	10,2
лэп	59	60			ПС 220 кВ Шимановск/т - ПС 220 кВ Мухинская/т	6,63	22,62	-142,6				-12	19		58	9,2
лэп	60	61			ПС 220 кВ Мухинская/т - ПС 220 кВ НПС 24	1,67	6,15	-36,8				-8	4		24	3,8
лэп	60	63			ПС 220 кВ Мухинская/т - ПС 220 кВ Сиваки/т	0,33	1,12	-7,1				-9	23		62	9,9
лэп	61	63			ПС 220 кВ НПС 24 - ПС 220 кВ Сиваки/т	4,72	17,17	-104,2				2	3		9	1,5
лэп	63	62			ПС 220 кВ Сиваки/т - ПС 220 кВ Сиваки	5,19	23,21	-143				-2	14		36	5,8
лэп	63	65			ПС 220 кВ Сиваки/т - ПС 220 кВ Чалганы/т	5,96	21,65	-131				-1	6		17	2,6
лэп	62	64			ПС 220 кВ Сиваки - ПС 220 кВ НПС 23	6,11	27,8	-168				1	7		19	3
лэп	8	64			ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ НПС 23	2,77	12,66	-76				-7	5		21	3,4
лэп	8	65			ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Чалганы/т	2,92	9,95	-62,7				-10	-19		64	10,1
лэп	40	67			Зейская ГЭС 500 - ПП Агорта	4,5	56	-681				-479	51		554	55,4
лэп	40	67			Зейская ГЭС 500 - ПП Агорта	4,5	56	-681				-479	51		554	55,4
Тр-р	40	39			Зейская ГЭС 500 - Зейская ГЭС Н1	0,58	61,1	24,2		1	8	1	-116	141		208
Тр-р	39	1			Зейская ГЭС Н1 - Зейская ГЭС	0,39				0,44			-115	155		214
Тр-р	39	41			Зейская ГЭС Н1 - Зейская ГЭС 35	2,9	113,5			0,07			0	0		
Тр-р	42	43			ПС Амурская 500 - ПС Амурская Н1	0,58	61,1	24,2		1	8	1	-3	56		65
Тр-р	42	44			ПС Амурская 500 - ПС Амурская Н2	0,58	61,1	24,2		1	8	1	-3	56		65
Тр-р	43	45			ПС Амурская Н1 - ПС Амурская 220	0,39				0,44			-3	63		72
Тр-р	44	45			ПС Амурская Н2 - ПС Амурская 220	0,39				0,44			-3	63		72
Тр-р	43	46			ПС Амурская Н1 - ПС Амурская 35	2,9	113,5			0,07			0	0		0
Тр-р	44	46			ПС Амурская Н2 - ПС Амурская 35	2,9	113,5			0,07			0	0		0
лэп	67	42			ПП Агорта - ПС Амурская 500	4,55	57,3	-690				-175	70		230	23
лэп	67	42			ПП Агорта - ПС Амурская 500	4,55	57,3	-690				-175	70		230	23

Продолжение приложение Е.
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V	dV	N_схн	Район	Q_min	Q_max	В_ш	Delta	
Ген	1	Зейская ГЭС	220				350	154,7	230	230	4,55			-300	300		-3,04
Нагр	2	ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2			-30		223,73	1,7	1					-11,26
Нагр	3	ПС 220 кВ Тутаул	220	1,3	0,3			-20		222,25	1,02	1					-13,11
Нагр	4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1			-30,9		221,74	0,79	1					-15,93
Нагр	5	ПС 220 кВ Тында	220	58,8	14,1			-50		225,32	2,42	1					-18,71
Нагр	6	ПС 220 кВ Энергия	220	31	10					229,73	4,42	1					-3,29
Нагр	7	ПС 220 кВ Светлая	220	65,4	11,5					229,42	4,28	1					-3,68
Нагр	8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6					225,51	2,5	1					-13,89
Нагр	9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	25,1	-15,2					225,81	2,64	1					-14,72
Нагр	10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	27,9	-26,8					225,19	2,36	1					-14,81
Нагр	11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	8,3	-20,5					224,79	2,18	1					-15,79
Нагр	12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	8,2	-10,8					222,87	1,31	1					-16,5
Нагр	13	ПС 220 кВ Ульручи/т	220	6,1	0,2					220,46	0,21	1					-17,41
Нагр	14	ПС 220 кВ Сквородино	220	148,4	107,9					220,1	0,04	1					-17,61
Нагр	15	ПС 220 кВ Сквородино/т	220	10,2	4,8					220,07	0,03	1					-17,62
Нагр	31	НПС - 19	220	24,5	7,5					226,01	2,73	1					-18,77
Ген	32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338,5	52,5	369,9	104,8		240	240	9,09	1	-200	200			-18,2
Нагр	33		1	220						229,77	4,44	1					-3,27
Нагр	34		2	220						229,77	4,44	1					-3,27
Нагр	35		3	220						222,88	1,31	1					-16,43
Нагр	36		4	220						222,78	1,26	1					-16,55
Нагр	37		5	220						226,06	2,75	1					-18,75
Нагр	38		6	220						226,06	2,75	1					-18,75
Нагр	39	Зейская ГЭС Н1	500							522,9	4,58	1					-3,03
База	40	Зейская ГЭС 500	500			953,6	-246,9		505	505	1	1					
Нагр	41	Зейская ГЭС 35	35							36,6	4,58	1					-3,03
Нагр	42	ПС Амурская 500	500	500				-180		500,97	0,19	1					-18,08
Нагр	43	ПС Амурская Н1	500							506,37	1,27	1					-17,42
Нагр	44	ПС Амурская Н2	500							506,37	1,27	1					-17,42
Нагр	45	ПС Амурская 220	220	30	21					222,82	1,28	1					-17,42
Нагр	46	ПС Амурская 35	35							35,45	1,27	1					-17,42
Нагр	47	ПС 220 кВ Тунгала	220	3	1,8			-16,4		224,31	1,96	1					-15
Нагр	48	ПС 220 кВ Февральская	220	59,2	0,2			-32,9		225,59	2,54	1					-18,95
Нагр	49	ПС 220 кВ Рудная	220	0,3	0,2					229,43	4,29	1					-19,19
Нагр	50	ПС 220 кВ Уландочка	220	1	0,1					227,78	3,53	1					-18,41
Нагр	51	ПС 220 кВ Новокиевка	220	2,9	0,3					227,9	3,59	1					-17,77
Нагр	52	ПС 220 кВ Строительная	220	2	0,4					226,6	3	1					-16,89
Нагр	53	ПП Зeya	220	12	4					225,73	2,61	1					-17
Нагр	54	ПС 220 кВ ГПП	220	13,3	4,4					225,13	2,33	1					-17,14
Нагр	55	ПС 220 кВ Восточная	220	0,8	0,1					225,17	2,35	1					-17,14
Нагр	56	ПС 220 кВ Ледяная	220	4,3	0,2					225,17	2,35	1					-17,14
Нагр	57	ПС 220 кВ Ледяная/т	220	7,9	8,2					223,03	1,38	1					-17,37
Нагр	58	ПС 220 кВ Шимановск	220	12,1	4,7					223,74	1,7	1					-17,01
Нагр	59	ПС 220 кВ Шимановск/т	220	7,9	2,7					223,89	1,77	1					-16,94
Нагр	60	ПС 220 кВ Мухинская/т	220	7,1	0,2					224,74	2,16	1					-16,22
Нагр	61	ПС 220 кВ НПС 24	220	10,5	0,2					224,77	2,17	1					-16,25
Нагр	62	ПС 220 кВ Сиваки	220	2,6	0,3					225,6	2,54	1					-15,41
Нагр	63	ПС 220 кВ Сиваки/т	220	4	0,7					224,81	2,19	1					-16,12
Нагр	64	ПС 220 кВ НПС 23	220	5,7	0,2					225,71	2,59	1					-14,44
Нагр	65	ПС 220 кВ Чалганы/т	220	11	22,8					224,58	2,08	1					-14,64
Ген+	66	Свободненская ТЭС	220	14,1	6,2	160	80		230	226,43	2,92	1	-80	80			-16,81
Нагр	67	ПП Агорта	500	300	60					500,06	0,01	1					-22,04

Продолжение приложение Е. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	I max	I загр.
лэп	1	2			Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	17,65	78,85	-486,2				-94	9		237	37,7
лэп	1	10			Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	9,74	53,99	-355,5				-197	4		494	51,4
лэп	1	33			Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3				-143	-3		359	35,9
лэп	1	34			Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3				-143	-3		359	35,9
лэп	33	6			1 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6				-16	-5		41	5,9
лэп	34	6			2 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6				-16	-5		41	5,9
лэп	33	7			1 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1				-127	2		320	32
лэп	34	7			2 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1				-127	2		320	32
лэп	7	8			ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17	-297				-189	14		477	47,7
лэп	8	9			ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	4,99	19,84	-123,7				-34	15		95	15
лэп	8	10			ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	5,24	23,43	-144,5				-34	8		89	8,9
лэп	9	10			ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	3,81	13,02	-81,9				-9	-6		35	5,5
лэп	10	11			ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1				-55	8		143	22,7
лэп	10	35			ПС 220 кВ Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5				-149	-19		386	55,9
лэп	11	36			ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	3,65	15,71	-93,2				-47	-16		131	20,7
лэп	12	35			ПС 220 кВ Талдан/т - 3	0,4	1,85	-11,4				33	-5		86	13,7
лэп	12	36			ПС 220 кВ Талдан/т - 4	0,4	1,85	-11,4				-25	-6		65	10,4
лэп	14	36			ПС 220 кВ Сквородино - 4	3	14	-90				70	29		200	31,7
лэп	13	35			ПС 220 кВ Ульручи/т - 3	3	8	-52				114	24		306	48,5
лэп	14	13			ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручи/т	0,38	1,63	-10				108	24		290	46,1
лэп	14	15			ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	0,51	2,27	-14				-5	-2		15	2,3
лэп	14	15			ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	0,51	2,27	-14				-5	-2		15	2,3
лэп	5	14			ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6				10	-10		81	12,9
лэп	5	14			ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6				10	-10		81	12,9
лэп	2	3			ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	9,29	41,53	-256,1				-39	6		101	16,1
лэп	3	4			ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	14,18	63,36	-390,6				-37	15		104	16,5
лэп	4	5			ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	14,18	63,36	-390,6				-34	29		116	18,4
лэп	5	37			ПС 220 кВ Тында - 5	0,95	3,5	-21				3	47		121	20,2
лэп	5	38			ПС 220 кВ Тында - 6	0,95	3,5	-21				3	47		121	20,2
лэп	37	31			5 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6				-12	-3		33	5,5
лэп	38	31			6 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6				-12	-3		33	5,5
лэп	37	32			5 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1				15	50		132	21
лэп	38	32			6 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1				15	50		132	21
лэп	2	47			ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тунгала	14,9	62,5	-388,1				-50	22		140	22,2
лэп	47	48			ПС 220 кВ Тунгала - ПС 220 кВ Февральская	16,33	71,49	-440,8				-46	24		133	21,1
лэп	48	49			ПС 220 кВ Февральская - ПС 220 кВ Рудная	16,7	74,5	-460				0	23		60	7,4
лэп	48	50			ПС 220 кВ Февральская - ПС 220 кВ Уландочка	11,69	39,91	-251,7				14	14		52	8,3
лэп	50	51			ПС 220 кВ Уландочка - ПС 220 кВ Новокиевка	10,14	34,62	-218,2				16	2		46	7,3
лэп	51	52			ПС 220 кВ Новокиевка - ПС 220 кВ Строительная	10,8	34,4	-216,6				18	-9		69	11
лэп	52	66			ПС 220 кВ Строительная - Свободненская ТЭС	0,83	2,82	-17,8				21	-19		74	11,7
лэп	66	45			Свободненская ТЭС - ПС Амурская 220	4,12	18,41	-113,5				-37	-33		138	17,2
лэп	66	45			Свободненская ТЭС - ПС Амурская 220	4,12	18,41	-113,5				-37	-33		138	17,2
лэп	66	53			Свободненская ТЭС - ПП Зеля	0,89	3,96	-24,4				-51	-28		148	18,6
лэп	53	56			ПП Зеля - ПС 220 кВ Ледяная	0,88	3,73	-23,8				-38	-25		119	14,8
лэп	56	55			ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Восточная	0,63	2,76	-17				0	1		2	0,4
лэп	56	55			ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Восточная	0,63	2,76	-17				0	1		2	0,4
лэп	56	54			ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ ГПП	0,6	0,13	-40				-13	-2		36	4,5
лэп	56	57			ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Ледяная/т	3,56	15,06	-96,2				-20	-25		92	14,5
лэп	45	57			ПС Амурская 220 - ПС 220 кВ Ледяная/т	0,28	0,95	-6				53	34		162	25,8
лэп	57	58			ПС 220 кВ Ледяная/т - ПС 220 кВ Шимановск	4,71	16,8	-101				20	6		55	8,7
лэп	57	59			ПС 220 кВ Ледяная/т - ПС 220 кВ Шимановск/т	5,72	19,53	-123				20	7		56	8,8
лэп	58	60			ПС 220 кВ Шимановск - ПС 220 кВ Мухинская/т	5,17	21,84	-139,5				32	6		85	13,5
лэп	59	60			ПС 220 кВ Шимановск/т - ПС 220 кВ Мухинская/т	6,63	22,62	-142,6				28	4		74	11,7
лэп	60	61			ПС 220 кВ Мухинская/т - ПС 220 кВ НПС 24	1,67	6,15	-36,8				-4	3		14	2,1
лэп	60	63			ПС 220 кВ Мухинская/т - ПС 220 кВ Сиваки/т	0,33	1,12	-7,1				72	-7		186	29,6
лэп	61	63			ПС 220 кВ НПС 24 - ПС 220 кВ Сиваки/т	4,72	17,17	-104,2				6	1		19	3
лэп	63	62			ПС 220 кВ Сиваки/т - ПС 220 кВ Сиваки	5,19	23,21	-143				27	5		71	11,3
лэп	63	65			ПС 220 кВ Сиваки/т - ПС 220 кВ Чалганы/т	5,96	21,65	-131				55	-15		152	24,2
лэп	62	64			ПС 220 кВ Сиваки - ПС 220 кВ НПС 23	6,11	27,8	-168				30	-2		81	12,8
лэп	8	64			ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ НПС 23	2,77	12,66	-76				-36	13		98	15,5
лэп	8	65			ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Чалганы/т	2,92	9,95	-62,7				-67	0		171	27,2
лэп	40	67			Зейская ГЭС 500 - ПП Агорта	4,5	56	-681								
лэп	40	42			Зейская ГЭС 500 - ПС Амурская 500	9,93	109,02	-1381				-726	109		840	84
Тр-р	40	39			Зейская ГЭС 500 - Зейская ГЭС Н1	0,58	61,1	24,2		1	8	1	-227	138	304	
Тр-р	39	1			Зейская ГЭС Н1 - Зейская ГЭС	0,39				0,44			-227	161	307	
Тр-р	39	41			Зейская ГЭС Н1 - Зейская ГЭС 35	2,9	113,5			0,07			0	0	0	
Тр-р	42	43			ПС Амурская 500 - ПС Амурская Н1	0,58	61,1	24,2		1	8	1	48	37	70	
Тр-р	42	44			ПС Амурская 500 - ПС Амурская Н2	0,58	61,1	24,2		1	8	1	48	37	70	
Тр-р	43	45			ПС Амурская Н1 - ПС Амурская 220	0,39				0,44			48	45	75	
Тр-р	44	45			ПС Амурская Н2 - ПС Амурская 220	0,39				0,44			48	45	75	
Тр-р	43	46			ПС Амурская Н1 - ПС Амурская 35	2,9	113,5			0,07			0	0	0	
Тр-р	44	46			ПС Амурская Н2 - ПС Амурская 35	2,9	113,5			0,07			0	0	0	
лэп	67	42			ПП Агорта - ПС Амурская 500	4,55	57,3	-690				300	60		363	36,3

