


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

И.о. зав. кафедрой


_____ Н.В. Савина
« 03 » 07 2020 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ


на тему: Обеспечение оптимальной работы силовых трансформаторов и автотрансформаторов в действующих электрических сетях 220 кВ
Филиала ПАО " ФСК ЕЭС" Амурское ПМЭС

Исполнитель
студент группы 842-0М2


_____ 30.06.2020
подпись, дата


М.И. Косицына

Руководитель
докт.техн.наук,
профессор


_____ 02.07.2020
подпись, дата

Н.В. Савина

Руководитель
магистерской
программы
докт.техн.наук,
профессор


_____ 02.07.2020
подпись, дата


Н.В. Савина

Нормоконтроль
ст. преподаватель


_____ 02.07.2020
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Рецензент


_____ 06.07.2020
подпись, дата

Н.В. Перова

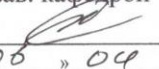
Благовещенск 2020

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

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
« 06 » 04 2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Косицына Мария Ивановна

1. Тема выпускной квалификационной работы: Обеспечение оптимальной работы силовых трансформаторов и автотрансформаторов в действующих электрических сетях 220 кВ Филиала ПАО " ФСК ЕЭС" Амурское ПМЭС
(утверждено приказом от 10.03.2020 № 548-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Электрическая схема Амурской области, однолинейная схема, результаты контрольных замеров

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Режимы работы трансформаторов; анализ современного состояния схемно – режимной ситуации в электрических сетях 220 кВ Амурской области; варианты решения поставленной проблемы

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Граф рассматриваемого эквивалента сети; расчёт в программе Mathcad; расчёт в программе RastWin

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

7. Дата выдачи задания 11.03.2020

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна, доктор технических наук, профессор

Задание принял к исполнению (дата): 11.03.20 Kocf
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 105 стр., 14 рисунков, 22 таблиц, 6 приложений, 45 источника.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, ПОДСТАНЦИЯ, ПОТОКИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ДЛИТЕЛЬНО ДОПУСТИМЫЙ ТОК, ТРАНСФОРМАТОР, РЕЖИМ РАБОТЫ СЕТИ, ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ.

В данной магистерской диссертации показаны мероприятия по обеспечению оптимальной работы силовых трансформаторов и автотрансформатор в действующих электрических сетях 220 кВ АПМЭС филиал ПАО " ФСК ЕЭС". Осуществлён структурный анализ электрической сети рассматриваемого района. Определён эквивалент рассматриваемого участка сети. Произведены расчёты нормальных и послеаварийных режимов существующей сети, выполнен анализ этих режимов и выявлены слабые места электрической сети данного района.

Расчёты режимов электрической сети проводились с использованием программно – вычислительного комплекса RastrWin. Осуществлён прогноз электрических нагрузок района проектирования. На основании результатов расчётов и анализа режимов разработаны варианты повышение эффективности использования силовых трансформаторов и автотрансформатор в действующих электрических сетях. Проведена техническая проработка предложенных вариантов. Выполнен выбор оптимального варианта подключения на основании расчёта экономической эффективности с учетом фактора надежности.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Современное состояние режимов работы силовых трансформаторов и автотрансформаторов	9
1.1 Режимы работы трансформаторов	9
1.2 Актуальные решения проблем, связанных с неоптимальной работой СТ и АТ	14
1.3 Возможные неисправности в силовых трансформаторах в процессе эксплуатации	20
1.4 Выбор метода исследования для магистерской диссертации	25
2 Анализ схемно–режимной ситуации в электрических сетях 220 кв Амурской области	30
2.1 Климатогеографические характеристики Амурской области	30
2.2 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети	31
2.3 Структурный анализ электроэнергетической системы района	35
2.3.1 Характеристика источников питания	35
2.3.2 Структурный анализ ПС	40
2.4 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети	48
3 Варианты решения поставленной проблемы	69
3.1 Разработка вариантов оптимизации режимов работы силовых трансформаторов	69
3.2 Техническая проработка вариантов	69
3.2.1 Вариант развития электрической сети при отключении одного из двух СТ или АТ работающих с низким коэффициентом загрузки на подстанциях	69
3.2.2 Вариант развития электрической сети при замене трансформаторов с низким коэффициентом загрузки на трансформаторы с меньшей номинальной мощностью	75

3.2.3 Вариант развития электрической сети при отключении одного из двух СТ или АТ на ПС после их модернизации	89
4 Оценка экономической эффективности и целесообразности	94
4.1 Капиталовложения	94
4.2 Расчет эксплуатационных издержек	96
4.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети	97
4.4 Оценка экономической эффективности проекта	98
Заключение	105
Библиографический список	107
Приложение А Граф рассматриваемого эквивалента сети	112
Приложение Б Расчёт в программе Mathcad	114
Приложение В Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима	131
Приложение Г Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1	140
Приложение Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2	143
Приложение Е Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3	149

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

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

ВВЕДЕНИЕ

Силовые трансформаторы являются одними из основных элементов электрической сети. Посредством электромагнитной индукции в трансформаторе преобразуется одна величина переменного напряжения и тока в другую величину переменного напряжения и тока, той же частоты без изменения её передаваемой мощности. Без силового трансформатора распределение электрической энергии отсутствует. При малой нагрузке силовых трансформаторов может увеличиваться доля потерь электроэнергии. Это связано с тем, что при снижении коэффициента загрузки трансформаторного оборудования происходит увеличение потребляемой реактивной мощности намагничивания, которая тратится на создания магнитного потока холостого хода в самом трансформаторе. Установлено, что при снижении коэффициента загрузки трансформатора до 0,3 происходит существенное повышение величины реактивной мощности на намагничивание. Данное обстоятельство приводит к росту потерь в электрических сетях. В настоящее время наблюдается тенденция роста технологического присоединения к трансформаторным подстанциям со стороны новых потребителей. Перегруз силовых трансформаторов может повлечь за собой технологические нарушения, являться следствием недоотпуска электроэнергии. Недостаточная нагрузка или перегрузка силовых трансформаторов вызывает финансовые потери, несет увеличение трудовых и материальных затрат и может быть причиной снижения развития всего региона.

В данной магистерской диссертации разработан проект оптимизации работы силовых трансформаторов и автотрансформатор в действующих электрических сетях 220 кВ.

В качестве объекта исследования выбраны электрические сети 220 кВ в Амурской области. Предмет исследования оптимизация работы силовых трансформаторов и автотрансформатор.

Целью работы является исследование режимов работы силовых и автотрансформаторов и выбор оптимальных в различных схемно-режимных

ситуациях, включающее в себя оценку эксплуатационной надежности, рассмотрение классификации дефектов и аварийных процессов в силовых трансформаторах для обеспечения оптимальной работы силовых трансформаторов и автотрансформаторов, повышения эффективности мероприятий по оценке их состояния, что в конечном итоге ведет к повышению эксплуатационной надежности.

Для достижения указанной цели необходимо решить следующие задачи:

- разработать и проанализировать возможные варианты оптимизации работы силовых трансформаторов и автотрансформатор;
- выбор конкурентно– способных вариантов;
- расчёт и анализ нормальных и ремонтных режимов сети;
- выбор оптимального варианта, при котором будут минимальные капиталовложения.

Актуальность работы заключается в предложенном методическом подходе и выборе оптимального варианта оптимизации работы силовых трансформаторов и автотрансформатор основанном на систематическом подходе. Практическая значимость заключается в повышении надежности и эффективности транспорта электроэнергии, а также снижении потерь.

При выполнении данной магистерской диссертации были использованы лицензионные средства программного обеспечения: проект разработан в операционной системе Windows 7 с использованием: Microsoft Office Word 2013г., Microsoft Office Visio 2013 г, Microsoft Office Excel 2013г, MathType 6.1 Equation, Mathcad 14.0, ПВК RastrWin 3.

1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ

В магистерской диссертации поставлена цель проанализировать режимы работы силовых трансформаторов и при необходимости предложить мероприятия по их оптимизации. После проведения оптимизации ожидается оптимизация коэффициентов загрузки силовых трансформаторов и как следствие снижения в них потерь.

1.1 Режимы работы трансформаторов

Работа трансформаторов приводит к потерям энергии. Путем правильного выбора оборудования и рабочего напряжения можно сократить число необходимых трансформаторов и уменьшить потери энергии. Следует помнить, что если трансформаторы эксплуатируются потребителем, то он оплачивает соответствующие потери энергии. Потери энергии характерны для всех систем распределения электроэнергии главным образом благодаря потерям активной мощности и потерям в трансформаторах. Правильное проектирование и эксплуатация электрических систем позволяют не только свести к минимуму потери энергии, но и обеспечивают снижение затрат на электроэнергию. Потери энергии вызываются наличием включенных трансформаторов даже при отсутствии нагрузки. Неиспользуемое оборудование должно быть отключено. Низкие коэффициенты мощности в дополнение к значительным потерям напряжения в сети и увеличению размеров штрафов, налагаемых энергопоставляющими компаниями, могут привести к росту потерь энергии и стоимости электроснабжения. Коэффициент загрузки представляет собой параметр, характеризующий способность эффективно использовать электроэнергию.

Срок естественного износа трансформатора, работающего в номинальном режиме, составляет примерно 25 лет [42]. Срок определяется старением изоляции обмоток — бумаги, тканей, лаков и других материалов — под влиянием температур, превышающих допустимую; для данного класса изоляции.

Процесс старения ведет к изменению исходных электрических, механических и химических свойств изоляционных материалов. В процессе эксплуатации трансформаторов их нагрузка, а следовательно, и нагрев изменяются в значительных пределах. В период недогрузки трансформатор недоиспользуется. Поэтому при сохранении расчетного срока службы 25 лет разрешается перегружать трансформаторы, когда это требуется. На каждые 3% недогрузки допускается на такое же время перегрузка трансформатора на 1%; кроме того, на 1% недогрузки трансформатора летом разрешается 1% перегрузки в зимнее время. Это нормальная систематическая перегрузка, которая в общей сложности не должна превышать 30% для масляных трансформаторов.

По рекомендациям Международной энергетической комиссии (МЭК) для нормального суточного износа изоляции трансформатора температура наиболее нагретой точки обмоток не должна превышать $+98^{\circ}\text{C}$. Если температуру увеличить на 6°C , срок службы изоляции сократится почти вдвое. Здесь под температурой наиболее нагретой точки подразумевается температура наиболее нагретого внутреннего слоя обмотки верхней катушки трансформатора. Температура верхних слоев масла при нормальной нагрузке трансформатора и максимальной температуре охлаждающей среды (среднесуточная температура охлаждающего воздуха $+30^{\circ}\text{C}$, температура охлаждающей воды $+25^{\circ}\text{C}$ у входа в охладитель) не должна превышать следующих максимально допустимых значений: $+95^{\circ}\text{C}$ — в трансформаторах, имеющих естественное масляное охлаждение (М) или дутьевое охлаждение (Д); $+75^{\circ}\text{C}$ — в трансформаторах, имеющих циркуляционное охлаждение с принудительной циркуляцией масла и воздуха (ДЦ), если в технических условиях на трансформатор завод-изготовителем не оговорена другая температура; $+70^{\circ}\text{C}$ — в трансформаторах, имеющих масляно-водяное охлаждение с принудительной циркуляцией масла (Ц), на входе в маслоохладитель, если в технических условиях оговорена другая температура. В энергосистемах трансформаторы работают с переменной нагрузкой в условиях постоянно меняющейся температуры охлаждающей среды. Большая часть из них (а, следовательно, и изоляция) несет

номинальной нагрузки в течение всего срока службы. Другая часть трансформаторов, наоборот, систематически перегружается, что ускоряет износ изоляции. Очевидно, что оба варианта экономически нецелесообразны. Оптимальным для трансформатора должен быть такой режим работы, при котором износ его изоляции был бы близок к расчетному. Наилучшее использование изоляции трансформаторов достигается загрузкой их в соответствии с так называемой нагрузочной способностью, которая предусматривает кратковременные режимы работы с перегрузкой. Согласно ПТЭ допускается длительная перегрузка масляных трансформаторов по силе тока на 5%, если напряжение обмоток не выше номинального, при этом для обмоток с ответвлениями нагрузка не должна превышать более чем в 1,05 раза номинальный ток ответвления. Однако в некоторых случаях допустимая перегрузка для полного использования изоляции трансформатора оказывается недостаточной. Тогда продолжительность и значения перегрузок трансформаторов мощностью до 100 МВ·А, изготовленных в соответствии с [42], находят по графикам нагрузочной способности в зависимости от суточного графика нагрузки, эквивалентной температуры охлаждающей среды и постоянной времени трансформатора для эквивалентной температуры воздуха +20°C. Графики нагрузочной способности трансформаторов и методика пользования ими приведены в [43]. Применение указаний [43] допускается и для трансформаторов мощностью более 100 МВ·А, если в стандартах и технических условиях на такие трансформаторы нет иных указаний по нагрузочной способности. Трансформаторы с расщепленными обмотками допускают такие же перегрузки каждой ветви, отнесенные к ее номинальной мощности, как и трансформаторы с нерасщепленными обмотками. Систематические перегрузки, определяемые по графикам нагрузочной способности, допускаются не более 1,5-кратного значения номинального тока и только по согласованию с заводом-изготовителем. В аварийных условиях, когда отключился один из двух трансформаторов, разрешается перегрузка оставшегося в работе трансформатора на 40% выше номинальной мощности продолжительностью до 6 ч ежедневно в течение 5 сут.

Параллельная работа трансформаторов с нагрузками, пропорциональными их номинальным мощностям, возможна при равенстве первичных и вторичных напряжений (равенстве коэффициентов трансформации), равенстве напряжений короткого замыкания и тождественности групп соединения обмоток [35]. При параллельном соединении одноименные зажимы трансформаторов присоединяют к одному и тому же проводу сети [34]. Наилучшее использование установленной мощности трансформаторов может быть только при равенстве напряжений короткого замыкания.

Однако в эксплуатации допускается включение на параллельную работу трансформаторов с отклонением напряжения короткого замыкания от их среднего значения, но не более чем на $\pm 10\%$.

Это допущение связано с возможным отступлением (в пределах производственных допусков) при изготовлении трансформаторов в размерах обмоток, влияющих на напряжение короткого замыкания [35].

Не рекомендуется включение на параллельную работу трансформаторов с отношением номинальных мощностей более трех. Объясняется это тем, что даже при небольших реальных перегрузках трансформатор меньшей мощности может оказаться сильно перегруженным в процентном отношении и особенно в том случае, если он имеет меньшее напряжение короткого замыкания [35].

Параллельная работа трансформаторов, принадлежащих к разным группам соединений, невозможна по той причине, что между их вторичными обмотками возникает напряжение, обусловленное углом сдвига между векторами вторичных напряжений [35].

Применение нескольких параллельно включенных трансформаторов вместо одного трансформатора суммарной мощности необходимо для обеспечения бесперебойного энергоснабжения в случае аварии в каком-либо трансформаторе или отключения его для ремонта.

Это также целесообразно при работе трансформаторной подстанции с переменным графиком нагрузки, например, когда мощность нагрузки значительно меняется в различные часы суток.

В этом случае при уменьшении мощности нагрузки можно отключить один или несколько трансформаторов для того, чтобы нагрузка трансформаторов, оставшихся включенными, была близка к номинальной. В итоге эксплуатационные показатели работы трансформаторов (КПД и $\cos\varphi_2$) будут достаточно высокими [34].

При включении на параллельную работу трансформаторов с различными коэффициентами трансформации напряжения на зажимах их вторичных обмоток будут различными. Разность вторичных напряжений вызывает прохождение уравнивающих токов [35].

Уравнивающие токи, загружая обмотки трансформаторов, увеличивают потери энергии и снижают суммарную мощность подстанции, поэтому прохождение их недопустимо. В связи с этим согласно ГОСТ 11677 — 95 у трансформаторов, включаемых на параллельную работу, коэффициенты трансформации не должны отличаться более чем на $\pm 5\%$ [35].

При нагрузке трансформаторов уравнивающий ток накладывается на нагрузочный.

При этом трансформатор с более высоким вторичным напряжением холостого хода (с меньшим коэффициентом трансформации) оказывается перегруженным, а трансформатор равной мощности, но с большим коэффициентом трансформации — недогруженным. Так как перегрузка трансформаторов недопустима, то приходится снижать общую нагрузку.

При значительной разнице коэффициентов трансформации нормальная работа трансформаторов становится практически невозможной. Однако ГОСТ допускает включение на параллельную работу трансформаторов с различными коэффициентами трансформации, если разница коэффициентов трансформации не превышает $\pm 0,5\%$ их среднего значения [34].

1.2 Актуальные решения проблем, связанных с неоптимальной работой СТ и АТ

В [44] освещена проблема повышение эффективности режимов работы двух трансформаторной подстанции.

В ней автор утверждает, что в условиях постоянного увеличения цен на топливо – энергетические ресурсы остро стоит проблема энергосбережения, затрагивающая все отрасли страны. Актуальна данная проблема и для энергетики. Повышение энергетической эффективности является приоритетной государственной политикой на всех уровнях систем электроснабжения: от выработки, преобразования и распределения, до потребления электроэнергии потребителями. Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях определяется величиной и характером электрических нагрузок (требуемой надежностью электроснабжения и характером потребления электроэнергии), территориальным размещением нагрузок, их перспективным изменением и при необходимости обосновывается технико – экономическими расчетами. Проектирование большинства подстанций ввелось с учетом перспективного увеличения электрических нагрузок. Мощности понижающих трансформаторов выбирались на ступень выше оптимальной стандартной мощности, найденной по технико– экономическим показателям. В настоящее время анализ графиков нагрузок многих подстанций энергосистемы показывает, что трансформаторы подстанций работают в недогруженном режиме. Положение усугубилось после перехода от плановой экономики к рыночной, когда произошло снижение производства продукции на многих промышленных предприятиях, следовательно, произошло и снижение электрических нагрузок. Графики нагрузок многих предприятий потеряли стабильность и стали иметь ярко выраженную нелинейность как в суточном временном промежутке, так и в более продолжительных промежутках времени. В условиях рыночной экономики аналитически прогнозировать графики электрических нагрузок на длительную перспективу достаточно трудоемко и часто недостоверно. На низительных подстанциях, а также на станциях для трансформаторов связи с

системой нагрузка трансформаторов определяется в основном графиком работы потребителей. Потери электроэнергии в трансформаторах, как известно, делятся на две составляющие: потери холостого хода и нагрузочные потери. В дневное время, когда загрузка трансформаторов велика, нагрузочные потери превышают потери холостого хода. В ночное время, в выходные и праздничные дни, когда загрузка трансформаторов снижается, потери холостого хода, напротив, намного превосходят нагрузочные. Поэтому, руководствуясь известным графиком нагрузки, необходимо выбирать то или иное число параллельно работающих трансформаторов для обеспечения их наиболее экономичной работы.

В своей статье он также приводит зависимости потерь в трансформаторах от количества включенных трансформаторов на ПС. Данные зависимости представлены на рисунках 1 и 2.

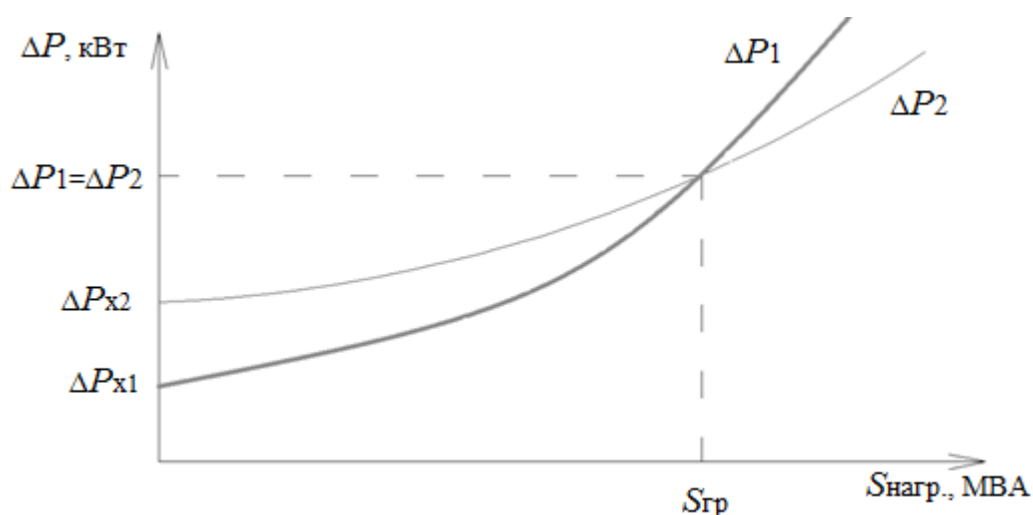


Рисунок 1 – Графики потерь активной мощности в трансформаторах одинаковой номинальной мощности

На двухтрансформаторной подстанции установлены трансформаторы одинаковой номинальной мощности. На рисунке 1 показаны зависимости потерь активной мощности в одном и двух параллельно работающих трансформаторах от нагрузки потребителей $S_{нагр.}$. Точка пересечения графиков соответствует значению граничной мощности нагрузки $S_{гр}$, при которой потери мощности в одном трансформаторе равны потерям мощности в двух трансформаторах. Следовательно, значение данной мощности и определяет точку

наиболее выгодного с точки зрения потерь мощности перехода от режима работы одним трансформатором к режиму работы двумя трансформаторами, и наоборот.

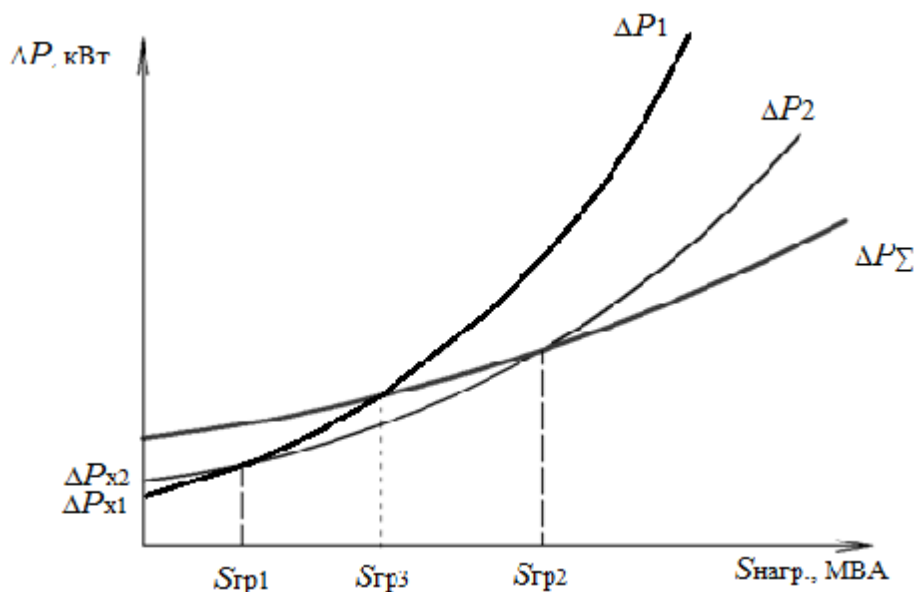


Рисунок 2 – График потерь активной мощности в трансформаторах различной номинальной мощности

На двухтрансформаторной подстанции установлены трансформаторы разной номинальной мощности. Условно примем, что номинальная мощность первого трансформатора Т1 меньше мощности второго Т2. На рисунке 2 показаны зависимости потерь активной мощности в трансформаторе меньшей номинальной мощности, большей номинальной мощности и суммарные потери в двух трансформаторах от нагрузки потребителей $S_{нагр}$. Точка пересечения графиков $S_{гр1}$ соответствует значению граничной мощности нагрузки, при которой потери мощности в Т1 равны потерям мощности в Т2. Точка пересечения графиков $S_{гр2}$ соответствует значению граничной мощности нагрузки, при которой потери мощности в Т2 равны суммарным потерям мощности в Т1 и Т2. Следовательно, значение граничной мощности $S_{гр1}$ определяет точку наиболее выгодного с точки зрения потерь мощности перехода от режима работы трансформатором меньшей мощности к трансформатору большей мощности, и наоборот. Значение граничной мощности $S_{гр2}$ определяет точку наиболее выгодного перехода от режима работы трансформатором большей

мощности к работе двумя параллельно включенными трансформаторами, и наоборот. Значение граничной мощности $S_{гр3}$ не имеет качественной оценки для определения экономичных режимов работы двухтрансформаторной подстанции, значение мощности находится выше кривой минимальных потерь. Мощность $S_{гр3}$ определяет точку наиболее выгодного перехода от режима работы двумя трансформаторами к работе одним трансформатором меньшей мощности, и наоборот.

В качестве решения данной проблемы предложено следующее. Нагрузка большинства подстанций в течении суток и в разные дни недели не остается постоянной, а может изменяться в достаточно широком диапазоне, непрерывная работа со всеми включенными трансформаторами экономически нецелесообразна. Во время длительного снижения суммарной нагрузки подстанции один из трансформаторов выгодно держать отключенным, а всю нагрузку (обе секции шин низкого напряжения) запитать включением секционного выключателя от одного трансформатора. При этом может появиться необходимость гарантированного быстрого включения трансформатора, выведенного в резерв, при увеличении нагрузки подстанции до значения, при котором выгодно работать всеми трансформаторами подстанции. При этом должен быть введен в работу второй трансформатор, а секционный выключатель отключен. Допускается параллельная работа трансформаторов (без отключения секционного выключателя стороны НН) при соблюдении следующих условий: группы соединения обмоток одинаковы, соотношение мощностей трансформаторов не более 1 : 3, коэффициенты трансформации отличаются не более чем на $\pm 0,5\%$, напряжения короткого замыкания отличаются не более чем на $\pm 10\%$, произведена фазировка трансформаторов. Также в данном режиме необходимо учитывать фактор увеличения токов короткого замыкания, оборудование должно быть устойчиво к их воздействию. Для выравнивания нагрузки между параллельно работающими трансформаторами с отличными напряжениями короткого замыкания допускается в небольших пределах изменение коэффициента трансформации путем переключения ответвлений при условии, что ни один из

трансформаторов не будет перегружен. Как правило, на параллельную работу должны включаться одинаковые трансформаторы (с точностью до производственных отклонений). Технический аспект перехода от одного режима работы к другому может рассматриваться исходя из двух позиций: ручного перехода и автоматического. Ручной переход применим в крайне редких случаях, как правило, на двухтрансформаторных подстанциях, не имеющих потребителей первой категории и имеющих стабильный график нагрузки, значение мощности которого в любом режиме не превысит допустимую мощность перегрузки трансформатора (по значению величины и продолжительности). Анализ систем электроснабжения показывает, что по данному пункту выбраны резервы по оптимизации режима работы: практически на всех подстанциях данного типа в работе находится один трансформатор, второй выведен в резерв. На подстанциях, имеющих потребителей первой категории и с вероятностью увеличения мощности подстанции выше перегрузочной способности одного трансформатора, ручной вывод трансформатора в резерв недопустим. На данных типах подстанций необходим автоматический переход от режима работы одним трансформатором к режиму работы двумя, и наоборот. Автоматический переход подразумевает наличие на подстанции аппаратных средств для управления режимом работы в зависимости от графика электрической нагрузки.

В своей работе он приходит к выводу о том, что оптимизация режимов работы двухтрансформаторных подстанций раскрывает весомый потенциал эффективного энергосбережения – сокращения потерь электроэнергии в системах электроснабжения. Не изменяя тип оборудования подстанций и мощность подключенных потребителей, оперируя лишь составом включенного оборудования, можно изменять потери электроэнергии. Таким образом, определяющим фактором в эффективности работы двухтрансформаторной подстанции будет являться симбиоз графика электрической нагрузки потребителей и соответствующего состава включенного оборудования. Значения граничных мощностей позволяют определить нагрузку потребителя, при которой

с точки зрения потерь мощности в трансформаторе эффективно переходить от одного режима работы к другому. Поэтому актуальной является разработка адаптивных систем распределения нагрузки между трансформаторами с целью уменьшения потерь мощности как в самих трансформаторах, так и в питающих системах электроснабжения. Внедрение данных систем на подстанциях энергосистемы, промышленных предприятий, железнодорожного транспорта, сельского хозяйства позволит сократить потери мощности, что значительно повысит показатели выполнения программы «Энергосбережение» в рамках конкретной ПС и всей страны [33-36].

Также проблема оптимальной работы СТ хорошо освещена в статье [45] в ней приведены критерии оптимальной параллельной работы силовых трансформаторов для тяговых подстанций.

В данной статье показано, что для оптимального перевода силовых трансформаторов тяговых подстанций железных дорог на параллельную работу необходимо учитывать нестационарный характер тяговой нагрузки. Предложены критерии оптимального распределения мощности тяговых подстанций.

Капитальные затраты на систему электроснабжения железных дорог в большой степени определяются заданной надежностью электроснабжения потребителей. Стремление обеспечить бесперебойное питание потребителей, отнесенных не только к особой и 1 категории, приводит к 100 %-ному резервированию установленной мощности трансформаторов, сетей, коммутационной аппаратуры и т.д. Недогрузка трансформаторов в ряде случаев определяется схемой электроснабжения, требованиями высокой степени надежности питания потребителей электроэнергии. Тяговые подстанции электрических железных дорог переменного тока являются, как правило, двух трансформаторными. Питание тяговой нагрузки и районных потребителей обеспечивается одним трансформатором, установка второго диктуется соображениями обеспечения высокой надежности электроснабжения. При загрузке силового

трансформатора на 30 % нагрузочные потери примерно равны потерям холостого хода. В среднем на каждой трансформации теряется до 7 % передаваемой мощности [37]. Работа трансформатора в режиме холостого хода или близком к нему вызывает излишние потери электроэнергии не только в самом трансформаторе, но и по всей системе электроснабжения (от источника питания до самого трансформатора) из-за низкий коэффициент мощности. Важным мероприятием по экономии потерь при эксплуатации тяговых подстанций железных дорог является своевременное отключение в резерв силовых трансформаторов при снижении их нагрузки и включение при росте нагрузки [38]. Также в статье показано что для оптимального распределения мощности тяговых подстанций железных дорог необходимо учитывать нестационарный характер тяговой нагрузки. В качестве критериев для оптимального переключения тяговых подстанций на параллельную работу предложены: математическое ожидание активных потерь; математическое ожидание реактивных потерь [39].

Проанализировав данные работы и не только делаем вывод что в настоящее время проблема оптимальной работы СТ и АТ является актуальной. Поскольку их неоптимальная работа ведет к увеличению потерь, неэффективности их использования, а также может привести к неисправностям в них.

1.3 Возможные неисправности в силовых трансформаторах в процессе эксплуатации

Во время эксплуатации не исключено возникновение различного рода дефектов и неполадок трансформаторов, в разной степени отражающихся на их работе в следствии неоптимальной работы силовых трансформаторов. С одними неполадками трансформаторы могут длительно оставаться в работе, при других необходим немедленный вывод их из работы. В каждом случае возможность дальнейшей работы определяется характером повреждения. Неоперативность персонала, несвоевременное принятие мер, направленных на устранение порой незначительных дефектов, приводят к аварийным отключе-

ниям трансформаторов. Причины повреждений заключаются в неудовлетворительных условиях эксплуатации, некачественном ремонте и монтаже трансформаторов. Немалую роль играют дефекты отдельных элементов конструкции современных трансформаторов, применение недостаточно высокого качества изоляционных материалов. Типичными являются повреждения изоляции, магнитопроводов, переключающих устройств, отводов, маслonaполненных и фарфоровых вводов [37].

Повреждение изоляции трансформаторов

Главная изоляция часто повреждается из-за нарушения ее электрической прочности при увлажнении, а также при наличии мелких изъянов. В трансформаторах 220 кВ и выше повреждения связывают с появлением так называемого "ползущего разряда", представляющего собой постепенное разрушение изоляции местными разрядами, распространяющимися по поверхности диэлектрика под действием рабочего напряжения. На поверхности изоляции появляется сетка токопроводящих каналов, При этом сокращается расчетный изоляционный промежуток, что и ведет к пробое изоляции с образованием мощной дуги внутри бака.

К интенсивному тепловому износу витковой изоляции приводит набухание дополнительной изоляции катушек и связанное с этим прекращение циркуляции масла из-за частичного или полного перекрытия масляных каналов.

Механические повреждения витковой изоляции нередко происходят при коротких замыканиях во внешней электрической сети и недостаточной электродинамической стойкости трансформаторов, что является результатом ослабления усилий запрессовки обмоток.

Повреждения магнитопроводов трансформаторов

Магнитопроводы повреждаются из-за перегрева вследствие разрушения лаковой пленки между листами и спекания листов стали, при нарушении изоляции прессующих шпилек, при возникновении короткозамкнутых контуров, когда отдельные элементы магнитопровода оказываются замкнутыми между собой и на бак.

Повреждения переключающих устройств трансформаторов

Повреждение переключающих устройств ПБВ происходит при нарушении контакта между подвижными контактными кольцами и неподвижными токоведущими стержнями. Ухудшение контакта происходит при снижении контактного давления и образовании оксидной пленки на контактных поверхностях.

Переключающие устройства РПН являются достаточно сложными устройствами, требующими тщательной наладки, проверки и проведения специальных испытаний.

Причинами повреждения РПН являются нарушения в работе контакторов и переключателей, подгары контактов контакторных устройств, заклинивания механизмов контакторов, утрата механической прочности стальными деталями и бумажно–бакелитовым валом.

Повторяются аварии, связанные с повреждением регулировочной обмотки в результате перекрытия внешнего промежутка защитного разрядника.

Повреждения отводов от обмоток к переключающим устройствам и вводам вызываются главным образом неудовлетворительным состоянием паек контактных соединений, а также приближением гибких отводов к стенкам баков, загрязнением масла проводящими механическими примесями, в том числе оксидами и частицами металла из систем охлаждения.

Повреждения вводов трансформатора

Повреждения вводов 110 кВ и выше связаны в основном с увлажнением бумажной основы.

Попадание влаги внутрь вводов возможно при некачественном выполнении уплотнений, при доливке вводов трансформаторным маслом с пониженной электрической прочностью, повреждения вводов, как правило, сопровождаются пожарами трансформаторов, приносящими значительный ущерб.

Характерной причиной повреждения фарфоровых вводов является нагрев контактов в резьбовых соединениях составных токоведущих шпилек, или в месте подсоединения наружных шин.

Защита трансформаторов от внутренних повреждений

Защита трансформаторов от внутренних повреждений осуществляется устройствами релейной защиты. Основными быстродействующими защитами являются дифференциальная токовая защита от всех видов коротких замыканий в обмотках и на выводах трансформатора, газовая защита от замыканий, происходящих внутри бака трансформатора и сопровождающихся выделением газа и от понижения уровня масла, токовая отсечка без выдержки времени от повреждений в трансформаторе, сопровождающихся прохождением сравнительно больших токов короткого замыкания.

Все защиты от внутренних повреждений действуют на отключение всех выключателей трансформатора, а на подстанциях, выполненных по упрощенным схемам (без выключателей со стороны ВН), — на включение короткозамыкателя или на отключение выключателя питающей линии.

Для обнаружения повреждений трансформаторов на возможно более ранних стадиях их возникновения, когда выделение газа может быть еще очень слабым, в эксплуатационной практике широко пользуются методом хроматографического анализа газов, растворенных в масле.

Дело в том, что при развивающихся повреждениях трансформаторов, вызываемых высокотемпературным нагревом, происходит разложение масла и твердой изоляции с образованием легких углеводородов и газов (вполне определенного состава и концентрации), которые растворяются в масле и накапливаются в газовом реле трансформатора.

Период накопления газа в реле может быть достаточно длительным, а скопившийся в нем газ может существенно отличаться от состава газа, отобранного вблизи места его выделения. Поэтому диагностика повреждения на основе анализа газа, отобранного из реле, является затрудненной и может быть даже запоздалой.

Анализ пробы газа, растворенного в масле, помимо более точной диагностики повреждения дает возможность наблюдения за его развитием до сра-

батывания газового реле. И даже в случае крупных повреждений, когда газовая защита срабатывает на отключение трансформатора, сравнение составов газа, взятого из реле и растворенного в масле, может быть полезным для более правильной оценки серьезности повреждения.

Установлены состав и предельные концентрации газов, растворенных в масле, исправных трансформаторов и при характерных видах повреждений. Так, например, при разложении масла под действием электрической дуги (перекрытие в переключателе) выделяется преимущественно водород. Из непредельных углеводородов преобладает ацетилен, который в данном случае является характерным газом. Оксид и двуоксид углерода присутствуют в незначительных количествах.

А вот газ, выделяющийся при разложении масла и твердой изоляции (междувитковое замыкание в обмотке), отличается от газа, образующегося при разложении только масла, заметным содержанием оксида и диоксида углерода

В целях более ранней диагностики повреждений из трансформаторов периодически (2 раза в год) отбирают пробы масла для хроматографического анализа газов, растворенных в масле, при этом для отбора проб масла пользуются медицинскими шприцами.

Отбор пробы масла производится следующим образом: очищают от загрязнений патрубков крана, предназначенный для отбора пробы, на патрубок надевают резиновый шланг.

Открывают кран и шланг промывают маслом из трансформатора, конец шланга поднимают вверх для удаления пузырьков воздуха. На конце шланга устанавливают зажим; иглу шприца вкалывают в стенку шланга. Забирают масло в шприц и затем сливают масло через иглу для промывки шприца, повторяют операцию заполнения шприца маслом, заполненный маслом шприц вкалывают иглой в резиновую пробку и в таком виде отправляют в лабораторию.

Анализ проводится в лабораторных условиях с применением хроматографа. Результаты анализа сопоставляются с обобщенными данными состава

и концентрации газа, выделяющегося при различных видах повреждений трансформаторов, и выдается заключение об исправности трансформатора или его повреждении и степени опасности этого повреждения.

По составу растворенных в масле, газов возможно определение перегрева токопроводящих соединений и элементов конструкции остова трансформатора, частичных электрических разрядов в масле, перегрева и старения твердой изоляции трансформатора.

1.4 Выбор метода исследования для магистерской диссертации

Методы научного познания принято делить на общие и специальные.

Большинство специальных научных проблем и даже отдельные этапы исследования требуют применения специальных методов решения. Разумеется, такие методы имеют весьма специфический характер. Они никогда не бывают произвольными, т. к. определяются характером исследуемого объекта.

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

Общие методы научного познания обычно делят на две большие группы:

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

В магистерской диссертации были применены методы эмпирического исследования. Методы эмпирического исследования:

- наблюдение,
- сравнение,
- измерение,
- эксперимент
- материальное моделирование

Наблюдение

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

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

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

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

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

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

Сравнение

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

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

Сравниваться должны лишь такие явления, между которыми может существовать определенная объективная общность.

Для познания объектов их сравнение должно осуществляться по наиболее важным, существенным (в плане конкретной познавательной задачи) признакам.

С помощью сравнения информация об объекте может быть получена двумя различными путями. Во-первых, она может выступать в качестве непосредственного результата сравнения. Во-вторых, очень часто получение первичной информации не выступает в качестве главной цели сравнения, этой целью является получение вторичной, или производной информации, являющейся результатом обработки первичных данных. Наиболее распространенным и важным способом такой обработки является умозаключение по аналогии.

Измерение

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

Эксперимент

Частным случаем наблюдения является эксперимент. Эксперимент предполагает вмешательство в естественные условия существования предме-

тов и явлений или воспроизведение их определенных сторон в специально созданных условиях. Экспериментальное изучение объектов по сравнению с наблюдением имеет ряд преимуществ:

1) в процессе эксперимента становится возможным изучение того или иного явления в «чистом виде»;

2) эксперимент позволяет исследовать свойства объектов действительности в экстремальных условиях;

3) важнейшим достоинством эксперимента является его повторяемость.

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

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

Материальное моделирование

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

Существует несколько видов материальных моделей:

– Пространственно подобные (геометрически подобные) – макеты или муляжи.

– Физически подобные.

– Математически подобные.

В данном разделе показана актуальность поставленной проблемы определена цель исследования, задачи проекта и ожидаемый результат от него, а

также выбран метод исследования, который будет применяться в магистерской диссертации. Для оптимизации режимов работы силовых трансформаторов и автотрансформаторов необходимо проанализировать загрузку трансформаторов в сетях 220 кВ Амурской области в случаи недогрузки трансформаторов отключить один из трансформаторов на подстанциях, а в случае перегрузки заменить трансформаторы на трансформаторы с большей мощностью. Что позволит снизить потери в энергосистеме и оптимизировать режимы работы трансформаторов и автотрансформаторов, во избежание их поломок.

2 АНАЛИЗ СХЕМНО– РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 220 КВ АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

2.1 Климатогеографические характеристики Амурской области

Амурская область расположена на юго – востоке Российской Федерации, в умеренном географическом поясе, и входит в состав Дальневосточного федерального округа. Амурская область не имеет прямого выхода к морям. Его северо– восток находится всего в 150 км от Охотского моря, а его средние районы – 500 – 600 км. Большая часть области расположена в бассейне Верхнего и Среднего Приамурья, что определяет его название. Регион входит в 9– й часовой пояс вместе с Республикой Саха (Якутия), где разница с московским временем составляет 6 часов.

Климат Амурской области является переходным от резко континентального на северо – западе к муссонному на юго – востоке. Формирование такого климата обусловлено взаимодействием солнечной радиации, циркуляции воздушных масс и следующих географических факторов: широтное положение, удаленность территории от моря, влияние подстилающей поверхности в виде рельефа, растительность, водоемы.

В Амурской области Зейский, Селемджинский и Тындинский районы, а также города Зея и Тында приравниваются к районам Крайнего Севера.

Таблица 1 – Сводная таблица климатических параметров

№	Характеристика	Значение
1	2	3
1	Преобладающее направление ветра	3, 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

1	2	3
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

2.2 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети

В качестве источников питания в Амурской области выступают следующие станции:

1. Бурейская ГЭС;
2. Зейская ГЭС;
3. Нижне – Бурейская ГЭС;
4. Райчихенская ГРЭС.

Также выбрана подстанция с высшим классом напряжения 500 кВ: ПС Амурская и подстанции с высшим классом напряжения 220 кВ:

1. ПС Аячи/т;
2. ПС Ерофей Павлович/т;
3. ПС Б.Омутная/т;
4. ПС БАМ/т;
5. ПС Уруша/т;
6. ПС Сквородино;
7. ПС Сквородино/т;
8. ПС Тында;
9. ПС Дипкун;
10. ПС Тутаул;

11. ПС Призейская;
12. ПС Тунгала;
13. ПС Февральская;
14. ПС Этеркан;
15. ПС Уландочка;
16. ПС Новокиевка;
17. ПС Михайло Чесноковская/т;
18. ПС Куруктачи;
19. ПС Талакан;
20. ПС Ульручы/т;
21. ПС Талдан/т;
22. ПС Гонжа/т;
23. ПС Магдагачи;
24. ПС Сулус/т;
25. ПС Энергия;
26. ПС Светлая;
27. ПС Ключевая;
28. ПС Чалганы/т;
29. ПС Сиваки;
30. ПС Сиваки/т;
31. ПС НПС 24;
32. ПС Шимановск;
33. ПС Шимановск/т;
34. ПС Ледяная/т;
35. ПС Ледяная;
36. ПС Восточная;
37. ПС ГПП;
38. ПС Свободный;
39. ПС Белогорск;
40. ПС Белогорск/т;

41. ПС Короли/т;
42. ПС Хвойная;
43. ПС Завитая/т;
44. ПС Завитая;
45. ПС Варваровка;
46. ПС Благовещенская;
47. ПС Створ;
48. ПС НПС– 29;
49. ПС Архара;
50. ПС Тарманчукан/т;
51. ПС Ядрин/т.

2.3 Структурный анализ электроэнергетической системы района

Структурный анализ электроэнергетической системы района включает в себя следующие задачи:

- характеристику источников питания;
- структурный анализ ПС.

2.3.1 Характеристика источников питания

Бурейская ГЭС

Гидроэлектростанция, расположенная на реке Бурее, в Амурской области у посёлка Талакан. Крупнейшая электростанция на Дальнем Востоке России. Водохранилище ГЭС расположено на территории двух субъектов федерации — Амурской области и Хабаровского края. Является верхней ступенью Бурейского каскада ГЭС. Имея установленную мощность 2010 МВт, Бурейская ГЭС входит в десятку крупнейших гидроэлектростанций России. В здании ГЭС размещено 6 гидроагрегатов мощностью 335 МВт каждый, с радиально– осевыми турбинами РО140/0942– В– 625, работающими при расчётном напоре 103 м (максимальном 120 м) и имеющими мощность 339,5 МВт. Номинальная частота вращения гидротурбин — 125 об/мин, максимальный расход воды через каждую турбину — 359,7 м³/с. Турбины приводят в действие синхронные гидрогенераторы зонтичного типа СВ– 1313/265– 48 УХЛ4 мощностью 335 МВт, выдающие ток на напряжении 15,75 кВ. Гидрогенераторы имеют естественное воздушное охлаждение. Номинальная частота вращения генератора — 125 об/мин, угонная частота вращения — 230 об/мин, нагрузка на подпятник — 2300 т. Ширина спиральных камер — 21,654 метра, входной диаметр — 6,936 метра; отсасывающая изогнутая труба имеет высоту 16,062 метра и длину 27,0 метров. Для выдачи мощности гидроагрегатов № 1 и № 2 установлены трансформаторы ТДЦ– 400000/220, а для остальных четырёх — ТДЦ– 400000/500 производства ОАО «Электростанция». Первые два гидроагрегата подсоединены к системе шин 220 кВ, другие присоединены попарно к системе шин 500 кВ. Трансформаторы расположены в пазухе плотины. Генера-

торы подключаются к трансформаторам посредством элегазовых генераторных выключателей производства французской компании Alstom. После повышения напряжения электроэнергия подаётся с трансформаторов на открытое распределительное устройство ОРУ– 220 кВ и на КРУЭ– 500 кВ. Производимая гидроагрегатами № 1 и 2 электроэнергия, проходя по воздушным линиям, подаётся на ОРУ. Открытое распределительное устройство расположено на скальном основании и насыпной песчано– гравийной подушке толщиной около 5 метров, что позволяет выдерживать землетрясение до 8 баллов. На ОРУ установлены баковые элегазовые выключатели типа ВГБУМ 220 со встроенными трансформаторами тока, разъединители типа РГН– 220, индуктивные антирезонансные трансформаторы напряжения типа НАМИ. Электроэнергия от остальных четырёх гидроагрегатов, проходя по двум силовым кабелям 500 кВ в оболочке из сшитого полиэтилена длиной 850 м и диаметром 128 мм производства АВВ «Energiekabel» (подобный кабель используется впервые в России и второй раз в мире) через 340– метровый тоннель и 150– метровую шахту, прорубленные в скале, подаётся на КРУЭ– 500 кВ, которое было впервые установлено в России. КРУЭ– 500 кВ представляет собой ангар 18×90 м, что много меньше планировавшегося ранее ОРУ– 500. Для связи между ОРУ и КРУЭ установлено 4 трансформатора АОДЦТН– 167000/500/220. Электроэнергия, производимая станцией, выдаётся в энергосистему Дальнего Востока России по линиям электропередачи 220 кВ и 500 кВ:

ВЛ– 500 кВ Бурейская ГЭС — Амурская 1 (278,6 км);

ВЛ– 500 кВ Бурейская ГЭС — Хабаровская 1 (429,9 км);

ВЛ– 500 кВ Бурейская ГЭС — Хабаровская 2 (427,2 км);

ВЛ– 220 кВ Бурейская ГЭС — Талакан 1, Талакан 2 (тупиковые);

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

Зейская ГЭС

Гидроэлектростанция на реке Зея в Амурской области, у города Зея. Вторая по мощности гидроэлектростанция на Дальнем Востоке России. Имеет самую высокую в России плотину контрфорсного типа, а также самые мощные

диагональные гидротурбины. Водохранилище станции имеет большое противопаводковое значение. В здании ГЭС приплотинного типа длиной 144 м установлено 6 вертикальных гидроагрегатов — 4 гидроагрегата мощностью по 225 МВт, 2 гидроагрегата мощностью по 215 МВт. Гидроагрегаты конструктивно идентичны, каждый из них включает в себя поворотную лопастную диагональную гидротурбину Д45– 2556– В– 600, работающую при расчётном напоре 78,5 м, и гидрогенератор СВ– 1130/220– 44ХЛ4. Гидроагрегаты изготовлены предприятиями, в настоящее время входящими в концерн «Силловые машины». Гидроагрегаты выдают электроэнергию на напряжении 15,75 кВ, каждый генератор подключён к своему трёхфазному трансформатору. Два генератора подключены к трансформаторам ТНЕРЕ 265000/242/15,75– РН и ТЦ– 250000/220, четыре генератора — к трансформаторам ТЦ– 250000/500 (3 шт.) и ТНЕРЕ 265000/525/15.75– РН (1 шт.), а через них — к открытому распределительному устройству (ОРУ) напряжением 220/500 кВ. Для связи частей ОРУ 220 и 500 кВ между собой установлена группа из трёх однофазных автотрансформаторов АОДЦТН– 167000/500/220. Электроэнергия Зейской ГЭС выдаётся в энергосистему по следующим линиям электропередачи:

ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС — ПС Амурская (2 цепи);

ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС — ПС Светлая с отпайкой на ПС Энергия (2 цепи);

ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС — ПС Призейская;

ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС — ПС Магдагачи.

Нижне – Бурейская ГЭС

Гидроэлектростанция на реке Бурей у посёлка Новобурейский Бурейского района Амурской области. Входит в Бурейский каскад ГЭС, являясь контррегулятором крупной Бурейской ГЭС. Русловое здание ГЭС длиной 96,5 м и максимальной высотой 58,1 м расположено у правого берега, сопряжение с водосливной плотиной производится при помощи отдельной стенки длиной 73 м, с берегом — с помощью подпорной стенки длиной 100 м (далее вплоть до впадения реки Долдыкан предусмотрено крепление берега каменной

наброской). В здании ГЭС размещены 4 гидроагрегата мощностью по 80 МВт с поворотно–лопастными турбинами ПЛ30–ВБ–630, работающими на расчётном напоре 26,1 м, и вертикальными синхронными гидрогенераторами. Для монтажа/демонтажа гидроагрегатов в машинном зале смонтированы два мостовых крана грузоподъёмностью 250 т каждый. Здание ГЭС оборудовано сороудерживающими решётками, ремонтными и аварийно–ремонтными затворами, двумя козловыми кранами (верхнего и нижнего бьефа). Пропускная способность здания ГЭС при расчётном напоре — 1380 м³/с (4×345 м³/с). К зданию ГЭС примыкают монтажная и станционная площадки. На станционной площадке расположены производственно–технологический комплекс и здание комплектного распределительного устройства (КРУЭ 220 кВ). Гидроагрегаты выдают электроэнергию на напряжении 13,8 кВ, каждый генератор подключён к своему трёхфазному трансформатору ТДЦ–125000/220–УХЛ1 мощностью по 125 МВА. С трансформаторов электроэнергия передаётся на КРУЭ 220 кВ, а с него — в энергосистему по следующим линиям электропередачи:

КВЛ 220 кВ Нижне–Бурейская ГЭС — ПС Архара;

КВЛ 220 кВ Нижнее–Бурейская ГЭС — ПС НПС–29;

КВЛ 220 кВ Нижне–Бурейская ГЭС — ПС Завитая.

Райчихинская ГРЭС

Райчихинская ГРЭС представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 102 МВт, тепловая мощность — 238,1 Гкал/час.

Станция работает по конденсационному графику с попутной выработкой тепла. Проектное и фактическое топливо — бурый уголь Райчихинского месторождения.

Конструктивная схема — с поперечными связями по основным потокам воды и пара. Основное оборудование станции разделено на две очереди включает в себя четыре турбоагрегата различной мощности. Оборудование первой

очереди (среднего давления) работает на давлении пара 29 кгс/см² и включает в себя:

Турбоагрегат № 4 мощностью 12 МВт, в составе турбины К– 12– 29 и генератора Т2– 12– 2, введен в эксплуатацию в 1961 году;

Турбоагрегат № 5 мощностью 7 МВт, в составе турбины Р– 7– 29/7,0 и генератора Т2– 12– 2, введен в эксплуатацию в 1956 году.

Пар для турбоагрегатов первой очереди вырабатывают два котла ЦКТИ– 75– 39Ф. Оборудование второй очереди (высокого давления) работает на давлении пара 90 кгс/см² и включает в себя:

Турбоагрегат № 6 мощностью 50 МВт, в составе турбины К– 50– 90– 3 и генератора ТВ– 60– 2, введен в эксплуатацию в 1965 году;

Турбоагрегат № 7 мощностью 33 МВт, в составе турбины П– 33/50– 90/8 и генератора ТВ– 60– 2, введен в эксплуатацию в 1966 году.

Пар для турбоагрегатов второй очереди вырабатывают четыре котла БКЗ– 220– 100Ф.

Система технического водоснабжения — оборотная с водохранилищем– охладителем, расположенным на реке Кивда.

Помимо выработки электроэнергии, Райчихинская ГРЭС обеспечивает теплоснабжение п. Прогресс (теплоснабжение производится только в холодное время года, в летний период отпуск тепла отсутствует). Электроэнергия выдаётся в энергосистему с открытых распределительных устройств (ОРУ) напряжением 110 кВ и 220 кВ, а также с закрытого распределительного устройства (ЗРУ) напряжением 35 кВ по следующим линиям электропередачи:

ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС — Завитая, 2 цепи;

ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС — Архара, 2 цепи;

ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС — Бурейск, 2 цепи;

ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС — Бурей– тяга;

ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС — Михайловка;

ВЛ 35 кВ Райчихинская ГРЭС — Широкий;

ВЛ 35 кВ Райчихинская ГРЭС — Н.Райчихинск;

- ВЛ 35 кВ Райчихинская ГРЭС — А;
- ВЛ 35 кВ Райчихинская ГРЭС — Усть– Кивда;
- ВЛ 35 кВ Райчихинская ГРЭС — Прогресс;
- ВЛ 35 кВ Райчихинская ГРЭС — Малиновка.

3.1.2 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 2 – ПС по способу присоединения к сети

Наименование ПС	Способ присоединения к сети
1	2
ПС Амурская	Узловая
ПС Аячи/т	Транзитная
ПС Ерофей Павлович/т	Узловая
ПС Б.Омутная/т	Транзитная
ПС БАМ/т	Транзитная
ПС Уруша/т	Транзитная
ПС Сковородино	Узловая
ПС Сковородино/т	Тупиковая
ПС Тында	Узловая
ПС Дипкун	Транзитная
ПС Тутаул	Транзитная
ПС Призейская	Транзитная
ПС Тунгала	Транзитная
ПС Февральская	Узловая
ПС Этеркан	Транзитная
ПС Уландочка	Ответвительная
ПС Новокиевка	Транзитная
ПС Михайло Чесноковская/т	Тупиковая

Продолжение таблицы 2

1	2
ПС Куруктачи	Ответвительная
ПС Талакан	Тупиковая
ПС Ульручы/т	Транзитная
ПС Талдан/т	Ответвительная
ПС Гонжа/т	Транзитная
ПС Магдагачи	Транзитная
ПС Сулус/т	Транзитная
ПС Энергия	Ответвительная
ПС Светлая	Узловая
ПС Ключевая	Транзитная
ПС Чалганы/т	Транзитная
ПС Сиваки	Транзитная
ПС Сиваки/т	Ответвительная
ПС НПС 24	Транзитная
ПС Шимановск	Транзитная
ПС Шимановск/т	Транзитная
ПС Ледяная/т	Ответвительная
ПС Ледяная	Узловая
ПС Восточная	Тупиковая
ПС ГПП	Узловая
ПС Свободный	Ответвительная
ПС Белогорск	Ответвительная
ПС Белогорск/т	Транзитная
ПС Короли/т	Транзитная
ПС Хвойная	Ответвительная
ПС Завитая/т	Тупиковая
ПС Завитая	Узловая

1	2
ПС Варваровка	Транзитная
ПС Благовещенская	Узловая
ПС Створ	Ответвительная
ПС НПС– 29	Транзитная
ПС Архара	Узловая
ПС Тарманчукан/т	Ответвительная
ПС Ядрин/т	Транзитная

Таблица 3 – ПС по схемам РУ

Наименование ПС	Схема РУ ВН
1	2
ПС Амурская	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
ПС Аячи/т	Мостик (5АН)
ПС Ерофей Павлович/т	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Б.Омутная/т	Мостик (5АН)
ПС БАМ/т	Мостик (5АН)
ПС Уруша/т	Мостик (5АН)
ПС Сковородино	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Сковородино/т	Два блока линия– трансформатор (4Н)
ПС Тында	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
ПС Дипкун	Мостик (5АН)
ПС Тутаул	Мостик (5АН)
ПС Призейская	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Тунгала	Мостик (5АН)

1	2
ПС Февральская	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Этеркан	Мостик (5АН)
ПС Уландочка	Блок (линия– трансформатор) с выключателем(3Н)
ПС Новокиевка	Мостик (5АН)
ПС Михайло Чесноковская/т	Два блока линия– трансформатор (4Н)
ПС Куруктачи	Мостик (5АН)
ПС Талакан	Два блока линия– трансформатор (4Н)
ПС Ульручы/т	Мостик (5АН)
ПС Талдан/т	Два блока линия– трансформатор (4Н)
ПС Гонжа/т	Мостик (5АН)
ПС Магдагачи	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Сулус/т	Мостик (5АН)
ПС Энергия	Два блока линия– трансформатор (4Н)
ПС Светлая	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
ПС Ключевая	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Чалганы/т	Мостик (5АН)
ПС Сиваки	Мостик (5АН)
ПС Сиваки/т	Два блока линия– трансформатор (4Н)
ПС НПС 24	Четырехугольник (7)
ПС Шимановск	Мостик (5АН)
ПС Шимановск/т	Мостик (5АН)
ПС Ледяная/т	Два блока линия– трансформатор (4Н)
ПС Ледяная	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)

1	2
ПС Восточная	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС ГПП	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Свободный	Блок (линия– трансформатор) с выключателем(3Н)
ПС Белогорск	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Белогорск/т	Мостик (5АН)
ПС Короли/т	Мостик (5АН)
ПС Хвойная	Мостик (5АН)
ПС Завитая/т	Два блока линия– трансформатор (4Н)
ПС Завитая	Две рабочие системы шин (13)
ПС Варваровка	Мостик (5АН)
ПС Благовещен- ская	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Створ	Мостик (5АН)
ПС НПС– 29	Четырехугольник (7)
ПС Архара	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Тарманчукан/т	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Ядрин/т	Мостик (5АН)

Таблица 4 – Количество и марки, установленных на ПС трансформаторов

Наименование ПС	Количество и марки трансформаторов	Нагрузка ПС	Коэффициент загрузки трансформаторов
1	2	3	4
ПС Амурская	2 х АОДЦТН– 167000/500/220/10 2 х АДЦТН– 63000/220/110	141+i85 58.6+i3.3	0.49 0.46
ПС Аячи/т	2 х ТДНТЖ– 40000/220/27,5/10	10.1+i12.5	0.2
ПС Ерофей Павлович/т	2 х ТДНТЖ– 40000/220/27,5/10	5.1+i6.3	0.1
ПС Б.Омутная/т	2 х ТДНТЖ– 40000/220/27,5/10	12+i15	0.24
ПС БАМ/т	2 х ТДНТЖ– 40000/220/27,5/10	17+i25.6	0.38
ПС Уруша/т	2 х ТДНТЖ– 40000/220/27,5/10	22.9+i25.8	0.43
ПС Сковородино	2 х АДЦТН– 63000/220/110/10.5 2 х ТДТН– 25000/110/35/10	44+i13	0.26
ПС Сковородино/т	2 х ТДНТЖ– 40000/220/27,5/10	11.3+i12.9	0.21
ПС Тында	2 х АДЦТН– 63000/220/110/10.5 2 х ТДТН– 25000/110/35/10	31.8+i10.7	0.19
ПС Дипкун	2 х ТДТН– 25000/220/35/10	1.6+i0.4	0.03

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
ПС Тутаул	2 x ТДТН– 25000/220/35/10	0.2+i0.1	0.004
ПС Призейская	2 x ТДТН– 25000/220/35/10	2+i0.5	0.04
ПС Тунгала	2 x ТДТН– 25000/220/35/10	0.9+i0.7	0.023
ПС Февраль- ская	2 x АДЦТН– 63000/220/110/10.5	46.8+i2.8	0.37
ПС Этеркан	2 x ТДТН– 25000/220/35/10	20.9+i4	0.43
ПС Уландочка	ТДТН– 25000/220/35/10	1+i0.5	0.04
ПС Новокиевка	2 x ТДТН– 25000/220/35/10	5.5+i1.2	0.11
ПС Михайло Чесноковская/т	2 x ТДНТЖ– 40000/220/27,5/10	11.4+i9.4	0.18
ПС Куруктачи	2 x ТДТН– 25000/220/35/10	4.5+i2	0.098
ПС Талакан	2 x ТДТН– 40000/220/35/10	19.3+i1.6	0.24
ПС Ульручы/т	2 x ТДНТЖ– 40000/220/27,5/10	11.4+i9.4	0.18
ПС Талдан/т	2 x ТДНТЖ– 40000/220/27,5/10	5+i9	0.13
ПС Гонжа/т	2 x ТДНТЖ– 40000/220/27,5/10	8.6+i5.5	0.13
ПС Магдагачи	2 x ТРДН– 40000/220/35 ТДТН– 25000/220/35/10	17.7+i15.2	0.22
ПС Сулус/т	2 x ТДНТЖ– 40000/220/27,5/10	9.9+i10.5	0.18
ПС Энергия	2 x ТДТН– 40000/220/35/10	25.2+i4.4	0.32
ПС Светлая	2 x АДЦТН– 63000/220/110/10.5 2 x ТДТН– 25000/220/35/10	35.9+i4.2	0.20
ПС Ключевая	2 x ТДТН– 25000/220/35/10	5.6+i2.5	0.08

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
ПС Чалганы/т	2 x ТДНТЖ– 40000/220/27,5/10	17.7+i17.3	0.31
ПС Сиваки	2 x АДЦТН– 63000/220/110	1+i0.8	0.01
ПС Сиваки/т	2 x ТДНТЖ– 40000/220/27,5/10	7.7+i5.7	0.12
ПС НПС 24	2 x ТРДН– 25000/220/10	7.7+i0.9	0.15
ПС Шимановск	2 x ТДТН– 25000/220/35/10	3.8+i1.1	0.08
ПС Шима- новск/т	2 x ТДНТЖ– 40000/220/27,5/10	11.3+i9	0.18
ПС Ледяная/т	2 x ТДНТЖ– 40000/220/27,5/10	8.2+i6.6	0.13
ПС Ледяная	2 x ТДТН– 40000/220/35	10.8+i3.9	0.14
ПС Восточная	2 x ТРДЦН– 63000/220	0.7+i0.5	0.007
ПС ГПП	2 x АДЦТН– 63000/220/110	4.4+i2	0.04
ПС Свободный	ТДТН– 40000/220	60.1+i4.7	0.75
ПС Белогорск	2 x АДЦТН– 63000/220/110 2 x ТДТН– 40000/220	62.4+i30.6	0.34
ПС Белогорск/т	2 x ТДТНЖ– 40000/220	7.1+i6.4	0.12
ПС Короли/т	2 x ТДТНЖ– 40000/220	27.8+i6.9	0.36
ПС Хвойная	2 x АДЦТН– 32000/220/110	19.5+i2.4	0.31
ПС Завитая/т	2 x ТДТНЖ– 40000/220	8.5+i4.2	0.12
ПС Завитая	2 x ТДТН– 25000/220	24.9+i12.1	0.55
ПС Варваровка	2 x ТДТН– 40000/220	11.6+i2.1	0.15
ПС Благове- щенская	2 x АДЦТН– 125000/220/110/10.5	44+i21.6	0.20
ПС Створ	2 x ТДТН– 25000/220	1.1+i0.1	0.02

1	2	3	4
ПС НПС– 29	2 x ТДН– 25000/220	11.7+i0.7	0.23
ПС Архара	2 x ТДТН– 40000/220	26.4+i14.4	0.38
ПС Тарманчу- кан/т	2 x ТДТН– 40000/220	14.5+i21.9	0.33
ПС Ядрин/т	2 x ТДТН– 40000/220	9.7+i7.6	0.15

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 четырех связных элементов. Всего в рассматриваемом районе 51 подстанция, из них большинство являются двух трансформаторными. Проведя структурный анализ можно сделать вывод что большинство СТР и АТ на ПС являются недогруженными.

2.4 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети

Основными задачами данного раздела являются выявление режимных проблем, определение возможности и необходимости оптимизации режима [11]. В качестве участка сети для расчета режима возьмем участок от ПС Ледяная до ПС Ключевая данный граф представлен на рисунке 4.

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

- Схема нормального зимнего режима электрических соединений Амурских электрических сетей, зимний режим 2019 г;
- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Амурского РДУ 08.06.2019 г;
- Схема потокораспределения Амурских электрических сетей за 16.12.2019г;

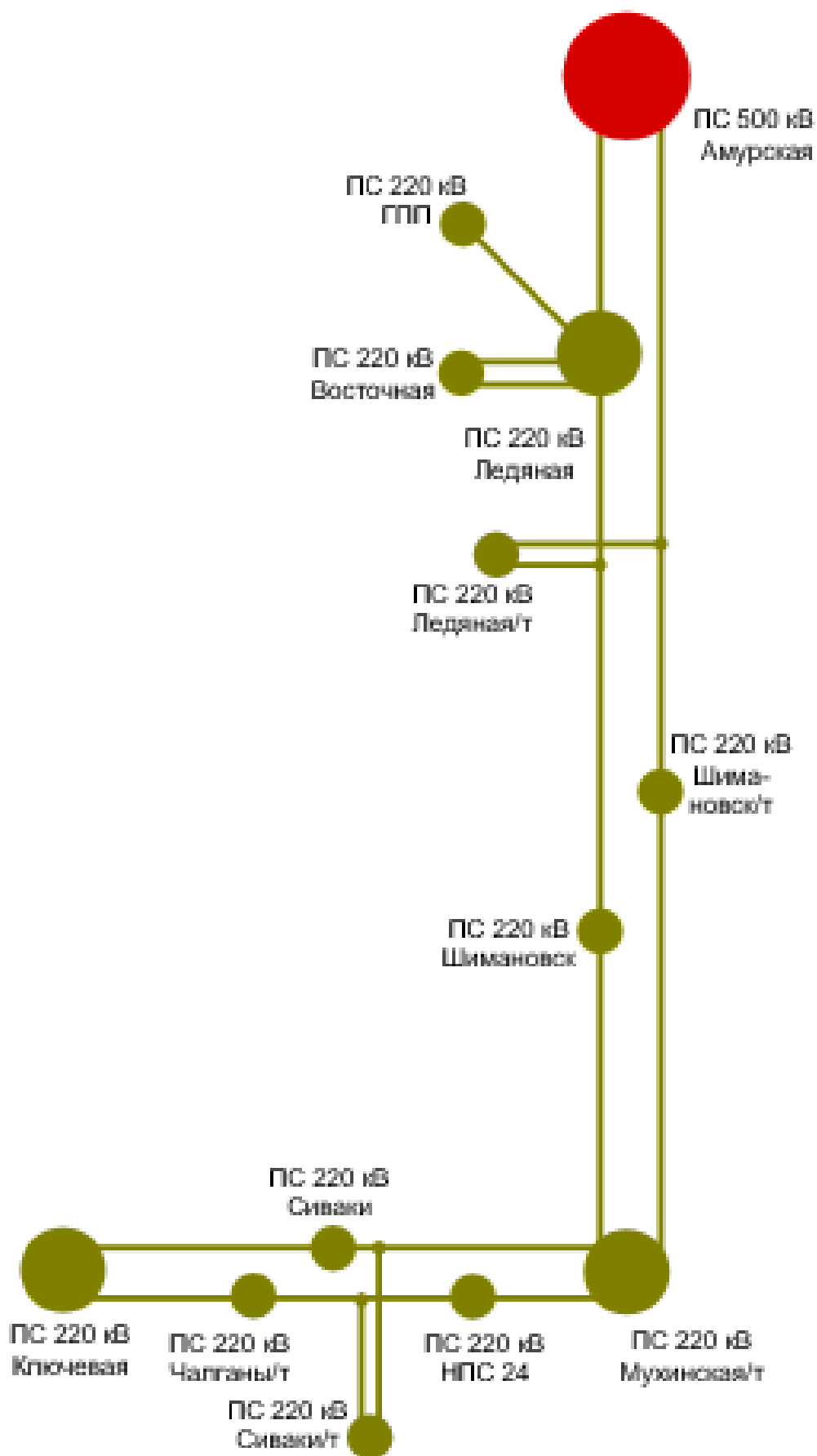


Рисунок 4 – Граф сети для расчета режима

Приведем краткое описание расчетной части программы “RASTR”.

Комплекс программы RASTR предназначен для расчета и анализа установившихся режимов электрических систем на ПЭВМ IBM PC и совместимых с ней. RASTR позволяет производить расчет, эквивалентирование и утяжеление режима, обеспечивает возможности экранного ввода и коррекции исходных данных, быстрого отключения узлов и ветвей схемы, имеет возможности районирования сети, также предусмотрено графическое представление схемы или отдельных ее фрагментов вместе с практически любыми расчетными и исходными параметрами. RASTR не имеет программных ограничений на объем рассчитываемых задач. Захват оперативной памяти определяется размером рассчитываемой схемы, и в настоящее время предельный объем схемы составляет 1200– 1500 узлов (в зависимости от конфигурации схемы) при минимальном числе 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) Uном – номинальное напряжение узла или модуль узла (определяется по стандартной шкале напряжения);
- 8) Pнаг, Qнаг – активная и реактивная нагрузка узла (определяется по контрольным замерам, либо используются расчетные данные);
- 9) Pген, Qген – активная и реактивная генерация узла, задаются также по контрольным замерам для тех узлов, где есть генерация;
- 10) Qmin, Qmax – 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 показываються все связи узла (если они не умещаются на экране, то узел не показывается целиком). Для прямого перехода на интересующий узел необходимо набрать его номер и нажать Enter (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.

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

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

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

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,0313, согласно СиПР ЕЭС РФ 2012–2018 гг.;

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

Определим прогнозируемые мощности для ПС Сиваки.

$$P_{Сиваки.}^{прог} = 0.86 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 1 \text{ МВт};$$

$$Q_{Сиваки.}^{прог} = 0.69 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 0,8 \text{ Мвар}.$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети результаты расчета приведены в таблице 4. В электрический расчет входят распределение активных и реактивных мощностей по линиям сети, вычисление потерь активной и реактивной мощностей в сети, а также расчет напряжений на шинах потребительских подстанций в основных нормальных и послеаварийных режимах работы. При выполнении расчетов установившихся режимов решаются следующие задачи:

- проверка работоспособности сети для рассматриваемого расчетного уровня электропотребления;
- выбор схем и параметров сети;

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

Исходными данными для расчета режимов являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов. В качестве участка сети для расчета режима возьмем участок от ПС Ледяная до ПС Ключевая данный граф представлен на рисунке 4. На данном участке представлено 12 ПС с высшим классом номинального напряжения 220 кВ. Исходя из структурного анализа, мы наблюдаем что прогнозируемая загрузка ПС в разы меньше чем номинальная мощность СТ. Проведем расчет режима для данного участка сети и проанализируем какие мероприятия можно применить для оптимизации работы СТ и АТ. Расчёты режимов предпочтительно проводить в специализированном ПВК RastrWin 3 [4].

Моделирование существующего участка электрической сети

Моделирование участка действующей электрической сети производится в ПВК RastrWin 3. В нём линии электропередач вводятся параметрами, описывающими П – образную схему замещения. Трансформаторы, а также автотрансформаторы задаются параметрами, соответствующими Г – образной схеме замещения, так же имеется возможность задания устройств регулирования напряжения (РПН, ПБВ). Все характеристические параметры элементов задаются вручную. Расчёт режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок приведён в приложении В.

Анализ режимов существующей сети

Рассмотрим нормальный режим данной сети, когда все элементы сети включены и находятся в работе. Токовая загрузка СТ и АТ, представлена в таблице 6, а напряжения в узлах сети приведены в таблице 5.

Таблицы 5 – Напряжения в узлах сети в нормальном режиме

Название	U _{ном}	U	ΔU
1	2	3	4
Амурская 220 кВ	220	233	5,91
Ледяная 220 кВ	220	232,48	5,67
Ледяная Н1	220	231	5
Ледяная Н2	220	231	5
Ледяная 35 кВ	35	36,72	4,91
Ледяная 10 кВ	10	11,06	5,35
ГПП 220 кВ	220	232,39	5,63
ГПП Н1	220	223,01	1,37
ГПП Н2	220	223,01	1,37
ГПП 110 кВ	110	111,51	1,37
ГПП 35 кВ	35	35,31	0,89
Восточная 220 кВ	220	232,47	5,67
Восточная Н1	220	232,37	5,62
Восточная Н2	220	232,37	5,62
Восточная 10 кВ	10	11,15	6,23
Восточная 10 кВ	10	11,15	6,23
Ледяная/т 220 кВ	220	232,47	5,67
Ледяная/т Н1	220	230,04	4,56
Ледяная/т Н2	220	230,04	4,56
Ледяная/т 27.5 кВ	28	28,75	4,54
Ледяная/т 10 кВ	10	11,02	4,93
Шимановск 220 кВ	220	232,46	5,66
Шимановск Н1	220	229,46	4,3
Шимановск Н2	220	229,46	4,3
Шимановск 35 кВ	35	36,48	4,22
Шимановск 10 кВ	10	11,01	4,83

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4
Шимановск/т 220 кВ	220	232,02	5,46
Шимановск/т Н1	220	228,66	3,94
Шимановск/т Н2	220	228,66	3,94
Шимановск/т 27 кВ	28	28,57	3,9
Шимановск/т 10 кВ	10	10,95	4,27
Мухинская/т 220 кВ	220	232,11	5,5
Мухинская/т Н1	220	231,32	5,15
Мухинская/т Н2	220	231,32	5,15
Мухинская/т 27 кВ	28	28,91	5,14
Мухинская/т 10 кВ	10	11,09	5,62
НПС 24 220 кВ	220	231,96	5,44
НПС 24 Н1	220	231,54	5,24
НПС 24 Н2	220	231,54	5,24
НПС 24 10 кВ	10	11,11	5,82
НПС 24 10 кВ	10	11,11	5,82
Сиваки/т 220 кВ	220	231,57	5,26
Сиваки/т Н1	220	229,46	4,3
Сиваки/т Н2	220	229,46	4,3
Сиваки/т 27 кВ	28	28,68	4,28
Сиваки/т 10 кВ	10	10,99	4,63
Чалганы/т 220 кВ	220	230,51	4,78
Чалганы/т Н1	220	223,87	1,76
Чалганы/т Н2	220	223,87	1,76
Чалганы/т 27 кВ	28	27,97	1,72
Чалганы/т 10 кВ	10	10,65	1,41
Сиваки 220 кВ	220	231,56	5,26
Сиваки Н1	220	222,49	1,13

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4
Сиваки Н2	220	222,49	1,13
Сиваки 110 кВ	110	111,24	1,13
Сиваки 35 кВ	35	35,38	1,07
Ключевая 220 кВ	220	230,85	4,93
Ключевая Н1	220	227,21	3,28
Ключевая Н2	220	227,21	3,28
Ключевая 35 кВ	35	36,12	3,2
Ключевая 10 кВ	10	10,82	3,06

Таблица 6 – Загрузка СТР и АТ в нормальном режиме

Название	Ртр МВт	Qтр МВар	Сном МВА	Загрузка ТР %
1	2	3	4	5
Чалганы/т 220 кВ – Чалганы/т Н2	9	10	40	31,3
Чалганы/т 220 кВ – Чалганы/т Н1	9	10	40	31,3
Чалганы/т Н2 – Чалганы/т 27 кВ	5	5	40	18,3
Чалганы/т Н1 – Чалганы/т 27 кВ	5	5	40	18,3
Шимановск/т 220 кВ – Шимановск/т Н2	6	5	40	18,1
Шимановск/т 220 кВ – Шимановск/т Н1	6	5	40	18,1
НПС 24 220 кВ – НПС 24 Н2	4	1	25	15,6
НПС 24 220 кВ – НПС 24 Н1	4	1	25	15,6
Ледяная 220 кВ – Ледяная Н2	5	2	40	14,1
Ледяная 220 кВ – Ледяная Н1	5	2	40	14,1
Шимановск/т Н2 – Шимановск/т 27 кВ	5	4	40	14
Шимановск/т Н1 – Шимановск/т 27 кВ	5	4	40	14

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5
Ледяная/т 220 кВ – Ледяная/т Н2	4	4	40	13,3
Ледяная/т 220 кВ – Ледяная/т Н1	4	4	40	13,3
Чалганы/т Н2 – Чалганы/т 10 кВ	3	4	40	12,3
Чалганы/т Н1 – Чалганы/т 10 кВ	3	4	40	12,3
Ключевая 220 кВ – Ключевая Н2	3	2	25	12,3
Ключевая 220 кВ – Ключевая Н1	3	2	25	12,3
Сиваки/т 220 кВ – Сиваки/т Н2	4	3	40	12,2
Сиваки/т 220 кВ – Сиваки/т Н1	4	3	40	12,2
Ледяная/т Н2 – Ледяная/т 27.5 кВ	3	2	40	8,8
Ледяная/т Н1 – Ледяная/т 27.5 кВ	3	2	40	8,8
Ледяная Н2 – Ледяная 35 кВ	3	1	40	8,5
Ледяная Н1 – Ледяная 35 кВ	3	1	40	8,5
Шимановск 220 кВ – Шимановск Н2	2	1	25	8,3
Шимановск 220 кВ – Шимановск Н1	2	1	25	8,3
ГПП Н2 – ГПП 35 кВ	2	1	32	7,6
ГПП Н1 – ГПП 35 кВ	2	1	32	7,6
НПС 24 Н1 – НПС 24 10 кВ	2	0	25	7,6
НПС 24 Н2 – НПС 24 10 кВ	2	0	25	7,6
НПС 24 Н2 – НПС 24 10 кВ	2	0	25	7,6
НПС 24 Н1 – НПС 24 10 кВ	2	0	25	7,6
Ключевая Н2 – Ключевая 35 кВ	2	1	25	7,5
Ключевая Н1 – Ключевая 35 кВ	2	1	25	7,5
Сиваки/т Н2 – Сиваки/т 27 кВ	2	2	40	6,6
Сиваки/т Н1 – Сиваки/т 27 кВ	2	2	40	6,6
Шимановск Н2 – Шимановск 35 кВ	1	1	25	5,8
Шимановск Н1 – Шимановск 35 кВ	1	1	25	5,8
Мухинская/т 220 кВ – Мухинская/т Н2	2	2	40	5,3

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5
Мухинская/т 220 кВ – Мухинская/т Н1	2	2	40	5,3
Ледяная Н2 – Ледяная 10 кВ	2	1	40	5,3
Ледяная Н1 – Ледяная 10 кВ	2	1	40	5,3
Сиваки/т Н2 – Сиваки/т 10 кВ	2	1	40	5
Сиваки/т Н1 – Сиваки/т 10 кВ	2	1	40	5
Ключевая Н2 – Ключевая 10 кВ	1	1	25	4,3
Ключевая Н1 – Ключевая 10 кВ	1	1	25	4,3
ГПП 220 кВ – ГПП Н2	2	1	63	3,9
ГПП 220 кВ – ГПП Н1	2	1	63	3,9
Ледяная/т Н2 – Ледяная/т 10 кВ	1	1	40	3,9
Ледяная/т Н1 – Ледяная/т 10 кВ	1	1	40	3,9
Шимановск/т Н2 – Шимановск/т 10 кВ	1	1	40	3,4
Шимановск/т Н1 – Шимановск/т 10 кВ	1	1	40	3,4
Мухинская/т Н2 – Мухинская/т 27 кВ	1	1	40	3
Мухинская/т Н1 – Мухинская/т 27 кВ	1	1	40	3
Шимановск Н2 – Шимановск 10 кВ	0	0	25	2,1
Шимановск Н1 – Шимановск 10 кВ	0	0	25	2,1
Мухинская/т Н2 – Мухинская/т 10 кВ	0	1	40	1,7
Мухинская/т Н1 – Мухинская/т 10 кВ	0	1	40	1,7
Восточная 220 кВ – Восточная Н2	0	1	63	1,3
Восточная 220 кВ – Восточная Н1	0	1	63	1,3
Сиваки 220 кВ – Сиваки Н2	1	1	63	1,3
Сиваки 220 кВ – Сиваки Н1	1	1	63	1,3
Сиваки Н2 – Сиваки 110 кВ	1	0	63	1
Сиваки Н1 – Сиваки 110 кВ	1	0	63	1
Восточная Н1 – Восточная 10 кВ	0	0	63	0,4
Восточная Н2 – Восточная 10 кВ	0	0	63	0,4

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5
Восточная Н2 – Восточная 10 кВ	0	0	63	0,4
Восточная Н1 – Восточная 10 кВ	0	0	63	0,4
Сиваки Н2 – Сиваки 35 кВ	0	0	32	0
Сиваки Н1 – Сиваки 35 кВ	0	0	32	0
ГПП Н2 – ГПП 110 кВ	0	0	63	0
ГПП Н1 – ГПП 110 кВ	0	0	63	0

Большая часть СТ и АТ недогружены, что говорит о том, что мощности трансформаторов завышены. В нормальном режиме потери активной мощности в сети составили 2,23 МВт. В данном режиме напряжения в узлах находятся в допустимых пределах это можно наблюдать на рисунке 5.

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.

Рассмотрен следующий вариант послеаварийного режима:

– отключен один из ТР ПС Чалганы/т;

Таблицы 7 – Напряжения в узлах сети в нормальном режиме

Название	U _{ном}	U	ΔU
1	2	3	4
Амурская 220 кВ	220	233	5,91
Ледяная 220 кВ	220	232,43	5,65
Ледяная Н1	220	230,91	4,96
Ледяная Н2	220	230,91	4,96

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4
Ледяная 35 кВ	35	36,71	4,88
Ледяная 10 кВ	10	11,06	5,31
ГПП 220 кВ	220	232,35	5,61
ГПП Н1	220	222,95	1,34
ГПП Н2	220	222,95	1,34
ГПП 110 кВ	110	111,48	1,34
ГПП 35 кВ	35	35,3	0,87
Восточная 220 кВ	220	232,42	5,65
Восточная Н1	220	232,29	5,58
Восточная Н2	220	232,29	5,58
Восточная 10 кВ	10	11,15	6,19
Восточная 10 кВ	10	11,15	6,19
Ледяная/т 220 кВ	220	232,42	5,64
Ледяная/т Н1	220	229,96	4,53
Ледяная/т Н2	220	229,96	4,53
Ледяная/т 27.5 кВ	28	28,74	4,5
Ледяная/т 10 кВ	10	11,01	4,89
Шимановск 220 кВ	220	232,39	5,63
Шимановск Н1	220	229,35	4,25
Шимановск Н2	220	229,35	4,25
Шимановск 35 кВ	35	36,46	4,17
Шимановск 10 кВ	10	11	4,78
Шимановск/т 220 кВ	220	231,94	5,43
Шимановск/т Н1	220	228,56	3,89
Шимановск/т Н2	220	228,56	3,89
Шимановск/т 27 кВ	28	28,56	3,85
Шимановск/т 10 кВ	10	10,94	4,22

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4
Мухинская/т 220 кВ	220	232	5,45
Мухинская/т Н1	220	231,19	5,08
Мухинская/т Н2	220	231,19	5,08
Мухинская/т 27 кВ	28	28,9	5,08
Мухинская/т 10 кВ	10	11,08	5,56
НПС 24 220 кВ	220	231,85	5,38
НПС 24 Н1	220	231,39	5,18
НПС 24 Н2	220	231,39	5,18
НПС 24 10 кВ	10	11,1	5,76
НПС 24 10 кВ	10	11,1	5,76
Сиваки/т 220 кВ	220	231,43	5,2
Сиваки/т Н1	220	229,29	4,22
Сиваки/т Н2	220	229,29	4,22
Сиваки/т 27 кВ	28	28,66	4,21
Сиваки/т 10 кВ	10	10,98	4,55
Чалганы/т 220 кВ	220	230,35	4,7
Чалганы/т Н1	220		
Чалганы/т Н2	220	216,5	-1,59
Чалганы/т 27 кВ	28	27,04	-1,68
Чалганы/т 10 кВ	10	10,19	-2,99
Сиваки 220 кВ	220	231,42	5,19
Сиваки Н1	220	222,35	1,07
Сиваки Н2	220	222,35	1,07
Сиваки 110 кВ	110	111,17	1,07
Сиваки 35 кВ	35	35,35	1,01
Ключевая 220 кВ	220	230,69	4,86
Ключевая Н1	220	227,03	3,2

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4
Ключевая Н2	220	227,03	3,2
Ключевая 35 кВ	35	36,09	3,12
Ключевая 10 кВ	10	10,81	2,98

Таблица 8 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	Ртр МВт	Qтр МВар	Сном МВА	Загрузка ТР %
1	2	3	4	5
Чалганы/т 220 кВ - Чалганы/т Н2	18	20	40	63,2
Чалганы/т Н2 - Чалганы/т 27 кВ	11	10	40	37,9
Чалганы/т Н2 - Чалганы/т 10 кВ	7	7	40	25,6
Шимановск/т 220 кВ - Шимановск/т Н2	6	5	40	18,2
Шимановск/т 220 кВ - Шимановск/т Н1	6	5	40	18,2
НПС 24 220 кВ - НПС 24 Н2	4	1	25	15,7
НПС 24 220 кВ - НПС 24 Н1	4	1	25	15,7
Ледяная 220 кВ - Ледяная Н2	5	3	40	14,2
Ледяная 220 кВ - Ледяная Н1	5	3	40	14,2
Шимановск/т Н2 - Шимановск/т 27 кВ	5	3	40	14
Шимановск/т Н1 - Шимановск/т 27 кВ	5	3	40	14
Ледяная/т 220 кВ - Ледяная/т Н2	4	4	40	13,4
Ледяная/т 220 кВ - Ледяная/т Н1	4	4	40	13,4
Ключевая 220 кВ - Ключевая Н2	3	2	25	12,4
Ключевая 220 кВ - Ключевая Н1	3	2	25	12,4
Сиваки/т 220 кВ - Сиваки/т Н2	4	3	40	12,3
Сиваки/т 220 кВ - Сиваки/т Н1	4	3	40	12,3
Ледяная/т Н2 - Ледяная/т 27.5 кВ	3	2	40	8,7
Ледяная/т Н1 - Ледяная/т 27.5 кВ	3	2	40	8,7

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5
Ледяная Н2 - Ледяная 35 кВ	3	1	40	8,4
Ледяная Н1 - Ледяная 35 кВ	3	1	40	8,4
Шимановск 220 кВ - Шимановск Н2	2	1	25	8,4
Шимановск 220 кВ - Шимановск Н1	2	1	25	8,4
ГПП Н2 ГПП 35 кВ	2	1	32	7,6
ГПП Н1 ГПП 35 кВ	2	1	32	7,6
НПС 24 Н1 НПС 24 10 кВ	2	0	25	7,6
НПС 24 Н2 НПС 24 10 кВ	2	0	25	7,6
НПС 24 Н2 НПС 24 10 кВ	2	0	25	7,6
НПС 24 Н1 НПС 24 10 кВ	2	0	25	7,6
Ключевая Н2 Ключевая 35 кВ	2	1	25	7,5
Ключевая Н1 Ключевая 35 кВ	2	1	25	7,5
Сиваки/т Н2 Сиваки/т 27 кВ	2	2	40	6,5
Сиваки/т Н1 Сиваки/т 27 кВ	2	2	40	6,5
Шимановск Н2 Шимановск 35 кВ	1	1	25	5,7
Шимановск Н1 Шимановск 35 кВ	1	1	25	5,7
Мухинская/т 220 кВ Мухинская/т Н2	2	2	40	5,4
Мухинская/т 220 кВ Мухинская/т Н1	2	2	40	5,4
Ледяная Н2 Ледяная 10 кВ	2	1	40	5,3
Ледяная Н1 Ледяная 10 кВ	2	1	40	5,3
Сиваки/т Н2 Сиваки/т 10 кВ	2	1	40	5,1
Сиваки/т Н1 Сиваки/т 10 кВ	2	1	40	5,1
Ключевая Н2 Ключевая 10 кВ	1	1	25	4,3
Ключевая Н1 Ключевая 10 кВ	1	1	25	4,3
ГПП 220 кВ ГПП Н2	2	1	63	4
ГПП 220 кВ ГПП Н1	2	1	63	4
Ледяная/т Н2 Ледяная/т 10 кВ	1	1	40	3,9

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5
Ледяная/т Н1 Ледяная/т 10 кВ	1	1	40	3,9
Шимановск/т Н2 Шимановск/т 10 кВ	1	1	40	3,4
Шимановск/т Н1 Шимановск/т 10 кВ	1	1	40	3,4
Мухинская/т Н2 Мухинская/т 27 кВ	1	1	40	3
Мухинская/т Н1 Мухинская/т 27 кВ	1	1	40	3
Шимановск Н2 Шимановск 10 кВ	1	0	25	2,1
Шимановск Н1 Шимановск 10 кВ	1	0	25	2,1
Мухинская/т Н2 Мухинская/т 10 кВ	1	1	40	1,7
Мухинская/т Н1 Мухинская/т 10 кВ	1	1	40	1,7
Восточная 220 кВ Восточная Н2	0	1	63	1,4
Восточная 220 кВ Восточная Н1	0	1	63	1,4
Сиваки 220 кВ Сиваки Н2	1	1	63	1,4
Сиваки 220 кВ Сиваки Н1	1	1	63	1,4
Сиваки Н2 Сиваки 110 кВ	0	0	63	1
Сиваки Н1 Сиваки 110 кВ	0	0	63	1
Восточная Н1 Восточная 10 кВ	0	0	63	0,4
Восточная Н2 Восточная 10 кВ	0	0	63	0,4
Восточная Н2 Восточная 10 кВ	0	0	63	0,4
Восточная Н1 Восточная 10 кВ	0	0	63	0,4
Сиваки Н2 Сиваки 35 кВ	0	0	32	0
Сиваки Н1 Сиваки 35 кВ	0	0	32	0
ГПП Н2 ГПП 110 кВ	0	0	63	0
ГПП Н1 ГПП 110 кВ	0	0	63	0
Чалганы/т Н1 Чалганы/т 10 кВ			40	
Чалганы/т Н1 Чалганы/т 27 кВ			40	
Чалганы/т 220 кВ Чалганы/т Н1			40	

По результатам расчёта режима видно, что напряжения находятся в допустимых пределах это можно наблюдать на рисунке 6, а токи в СТ и АТ не превышают допустимые. Проанализировав этот режим видно, что в результате уровень напряжения на некоторых подстанциях стал ниже, но не вышел за пределы допустимого. Уровень загрузки оставшихся в работе СТ и АТ увеличился, но как и при нормальном режиме большинство СТ и АТ являются недогруженными.

Данные по потерям сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Потери активной мощности в существующей сети

Режим	Потери активной мощности, МВт
Нормальный режим	2,23
отключен один из ТР ПС Чалганы/г	2,20

Как видно из выше приведённой таблицы оптимальным является режим при отключении одного из СТ, так как потери в сети являются минимальными. Проведя анализ современного состояния схемно – режимной ситуации в электрических сетях 220 кв Амурской области можно сделать вывод о том, что в нормальном и послеаварийном режиме практически все трансформаторы являются недогруженными и их коэффициент загрузки не превышает 30 %. Что говорит нам о том, что номинальные мощности установленных СТ и АТ завышены. Работа в данном режиме двух СТ и АТ на ПС является не оптимальной из-за их низкой загрузки.

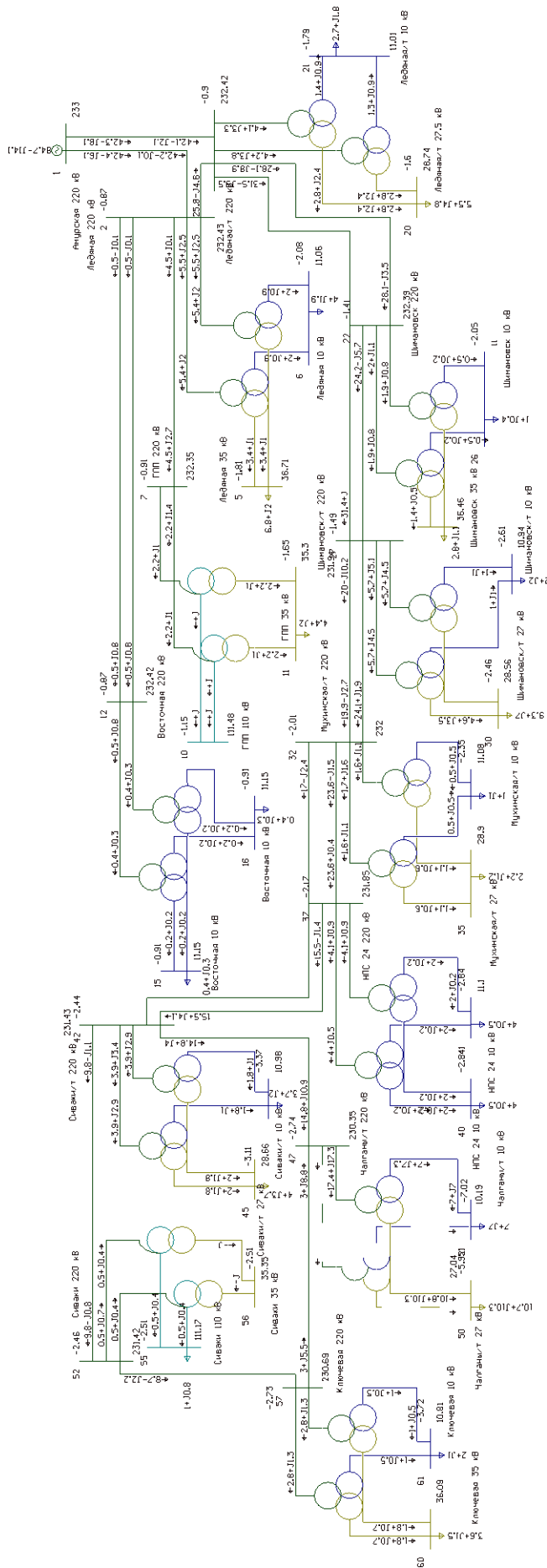


Рисунок 6 – Схема послеаварийного режима

3 ВАРИАНТЫ ОПТИМИЗАЦИИ РАБОТЫ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ

Данный пункт посвящён проектированию развития электрической сети путём реконструкции существующей схемы энергорайона.

3.1 Разработка вариантов оптимизации работы СТ и АТ в рассматриваемом районе

Задача раздела: Разработка и описание нескольких вариантов развития электрической сети, и их обоснование.

Вариант 1. Предусматривает отключение одного из двух СТ или АТ работающих с низким коэффициентом загрузки на подстанциях.

Вариант 2. Предусматривает замену трансформаторов с низким коэффициентом загрузки на трансформаторы с меньшей номинальной мощностью. Данный вариант подразумевает:

– Модернизацию ПС путем замены существующих СТ на СТ с меньшей номинальной мощностью.

Вариант 3. Предусматривает отключение одного из двух СТ или АТ на ПС после их модернизации. Данный вариант подразумевает:

– Модернизацию ПС путем замены существующих СТ на СТ с меньшей номинальной мощностью и последующим отключением одного из них при необходимости.

3.2 Техническая проработка вариантов оптимизации работы СТ и АТ

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 отключении одного из двух СТ или АТ работающих с низким коэффициентом загрузки на подстанциях

Опираясь на расчет нормального режима для выбранного участка сети, мы наблюдаем в нем недогруженность СТ на всех ПС поэтому на каждой из ПС на выбранном участке сети отключим по одному СТ. После отключения одного из трансформаторов произведем расчет режима и посмотрим нагрузку СТ и АТ. Данные расчета приведены в таблице 10. В таблице 11 приведены напряжения в узлах сети.

Таблица 10 – Токовая загрузка СТ нормальный режим

Название	Ртр МВт	Qтр МВар	Сном МВА	Загрузка ТР %
1	2	3	4	5
Чалганы/т 220 кВ Чалганы/т Н1	18	20	40	63,2
Чалганы/т Н1 Чалганы/т 27 кВ	11	10	40	37,8
Шимановск/т 220 кВ Шимановск/т Н1	11	10	40	35,9
НПС 24 220 кВ НПС 24 Н2	8	2	25	30,9
Шимановск/т Н1 Шимановск/т 27 кВ	9	7	40	28,5
Ледяная 220 кВ Ледяная Н2	11	5	40	28
Ледяная/т 220 кВ Ледяная/т Н1	8	7	40	26,2
Чалганы/т Н1 Чалганы/т 10 кВ	7	7	40	25,6
Ключевая 220 кВ Ключевая Н1	6	3	25	24,2
Сиваки/т 220 кВ Сиваки/т Н1	8	6	40	23,9
Ледяная/т Н1 Ледяная/т 27.5 кВ	6	5	40	17,7
Ледяная Н2 Ледяная 35 кВ	7	2	40	17
Шимановск 220 кВ Шимановск Н2	4	2	25	16,1
НПС 24 Н2 НПС 24 10 кВ	4	1	25	15,3
НПС 24 Н2 НПС 24 10 кВ	4	1	25	15,3
ГПП Н2 ГПП 35 кВ	4	2	32	15,2
Ключевая Н1 Ключевая 35 кВ	4	1	25	15,1
Сиваки/т Н1 Сиваки/т 27 кВ	4	4	40	13,2
Шимановск Н2 Шимановск 35 кВ	3	1	25	11,5

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5
Ледяная Н2 Ледяная 10 кВ	4	2	40	10,7
Сиваки/т Н1 Сиваки/т 10 кВ	4	2	40	10,2
Мухинская/т 220 кВ Мухинская/т Н2	3	3	40	10
Ключевая Н1 Ключевая 10 кВ	2	1	25	8,7
Ледяная/т Н1 Ледяная/т 10 кВ	3	2	40	7,9
ГПП 220 кВ ГПП Н2	4	2	63	7,6
Шимановск/т Н1 Шимановск/т 10 кВ	2	2	40	6,9
Мухинская/т Н2 Мухинская/т 27 кВ	2	1	40	6
Шимановск Н2 Шимановск 10 кВ	1	0	25	4,1
Мухинская/т Н2 Мухинская/т 10 кВ	1	1	40	3,4
Сиваки 220 кВ Сиваки Н2	1	1	63	2,3
Восточная 220 кВ Восточная Н2	1	1	63	2,1
Сиваки Н2 Сиваки 110 кВ	1	1	63	2
Восточная Н2 Восточная 10 кВ	0	0	63	0,8
Восточная Н2 Восточная 10 кВ	0	0	63	0,8

Таблицы 11 – Напряжения в узлах сети в нормальном режиме

Название	U _{ном}	U	ΔU
1	2	3	4
Амурская 220 кВ	220	233	5,91
Шимановск 220 кВ	220	232,63	5,74
Ледяная/т 220 кВ	220	232,58	5,72
Восточная 220 кВ	220	232,58	5,72
Ледяная 220 кВ	220	232,58	5,72
ГПП 220 кВ	220	232,51	5,69
Мухинская/т 220 кВ	220	232,33	5,6
Восточная Н2	220	232,31	5,59

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4
НПС 24 220 кВ	220	232,19	5,54
Шимановск/т 220 кВ	220	232,18	5,54
Сиваки 220 кВ	220	231,81	5,37
Сиваки/т 220 кВ	220	231,81	5,37
НПС 24 Н2	220	231,26	5,12
Ключевая 220 кВ	220	231,09	5,04
Чалганы/т 220 кВ	220	230,74	4,88
Мухинская/т Н2	220	230,69	4,86
Ледяная Н2	220	229,48	4,31
Шимановск Н2	220	228,63	3,92
Ледяная/т Н1	220	227,59	3,45
Сиваки/т Н1	220	227,47	3,39
Ключевая Н1	220	225,78	2,63
Шимановск/т Н1	220	225,29	2,41
ГПП Н2	220	222,63	1,2
Сиваки Н2	220	222,54	1,15
Чалганы/т Н1	220	216,89	1,41
ГПП 110 кВ	110	111,32	1,2
Сиваки 110 кВ	110	111,27	1,15
Ледяная 35 кВ	35	36,47	4,2
Шимановск 35 кВ	35	36,34	3,83
Ключевая 35 кВ	35	35,88	2,53
Сиваки 35 кВ	35	35,38	1,1
ГПП 35 кВ	35	35,1	0,29
Мухинская/т 27 кВ	28	28,83	4,84
Ледяная/т 27.5 кВ	28	28,44	3,41
Сиваки/т 27 кВ	28	28,42	3,36

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4
Шимановск/т 27 кВ	28	28,14	2,33
Чалганы/т 27 кВ	28	27,09	1,5
Восточная 10 кВ	10	11,15	6,19
Восточная 10 кВ	10	11,15	6,19
НПС 24 10 кВ	10	11,1	5,67
НПС 24 10 кВ	10	11,1	5,67
Мухинская/т 10 кВ	10	11,05	5,2
Шимановск 10 кВ	10	10,96	4,38
Ледяная 10 кВ	10	10,96	4,4
Ледяная/т 10 кВ	10	10,87	3,56
Сиваки/т 10 кВ	10	10,86	3,45
Шимановск/т 10 кВ	10	10,76	2,46
Ключевая 10 кВ	10	10,74	2,24
Чалганы/т 10 кВ	10	10,21	2,81

После отключения одного из СТ на ПС мы наблюдаем что большинство СТ все также недогружены, как и при нормальном режиме. Хотя загрузка всех СТ увеличилась практически в два раза. Также появился один оптимально загруженный трансформатор на ПС Чалганы/т. Данный вариант не принес нам ощутимого результата, СТ все также являются недогруженными.

3.2.2 Вариант развития электрической сети при замене трансформаторов с низким коэффициентом загрузки на трансформаторы с меньшей номинальной мощностью

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

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

Проведем расчет коэффициента загрузки для ПС Ключевая.

$$K_3^{н.р.} = \frac{6.13}{16.2} = 0.19.$$

Как видно из полученного выражения, в нормальном режиме трансформатор будет недогружен, но отсутствует возможность установки трансформатора меньшей мощности из-за отсутствие токового. В случае, если один из трансформаторов будет отключен (плановый ремонт, повреждение и т.д.), коэффициент загрузки оставшихся в работе трансформаторов составит:

$$K_3^{н.р.} = \frac{6.13}{16.1} = 0.38.$$

Трансформаторы на ПС после замены представлены в таблице 12. После замены трансформаторов произведем расчет режима и посмотрим на нагрузку СТ и АТ. Данные расчета приведены в таблице 13. В таблице 14 приведены напряжения в узлах сети.

Таблицы 12 – Трансформаторы на ПС после замены

Наименование ПС	Количество и марки трансформаторов до модернизации ПС	Количество и марки трансформаторов после модернизации ПС
ПС Ключевая	2 x ТДТН– 25000/220/35/10	2 x ТДТН– 16000/220/35/10
ПС Чалганы/т	2 x ТДНТЖ– 40000/220/27,5/10	2 x ТДНТЖ– 25000/220/27,5/10
ПС Сиваки	2 x АДЦТН– 63000/220/110	2 x АДЦТН– 63000/220/110
ПС Сиваки/т	2 x ТДНТЖ– 40000/220/27,5/10	2 x ТДНТЖ– 25000/220/27,5/10
ПС НПС 24	2 x ТРДН– 25000/220/10	2 x ТРДН– 25000/220/10
ПС Шимановск	2 x ТДТН– 25000/220/35/10	2 x ТДТН– 16000/220/35/10
ПС Шимановск/т	2 x ТДНТЖ– 40000/220/27,5/10	2 x ТДНТЖ– 25000/220/27,5/10
ПС Ледяная/т	2 x ТДНТЖ– 40000/220/27,5/10	2 x ТДНТЖ– 25000/220/27,5/10
ПС Ледяная	2 x ТДТН– 40000/220/35	2 x ТДТН– 16000/220/35/10
ПС Восточная	2 x ТРДЦН– 63000/220	2 x ТРДН– 25000/220/10
ПС ГПП	2 x АДЦТН– 63000/220/110	2 x АДЦТН– 63000/220/110
Мухинская/т	2 x ТДНТЖ– 40000/220/27,5/10	2 x ТДНТЖ– 25000/220/27,5/10

Таблица 13– Токовая загрузка СТ нормальный режим

Название	Ртр МВт	Qтр МВар	Сном МВА	Загрузка ТР %
1	2	3	4	5
Чалганы/т 220 кВ Чалганы/т Н2	9	10	25	49,8
Чалганы/т 220 кВ Чалганы/т Н1	9	10	25	49,8

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5
Ледяная 220 кВ Ледяная Н2	5	2	16	35,3
Ледяная 220 кВ Ледяная Н1	5	2	16	35,3
Чалганы/т Н2 Чалганы/т 27 кВ	5	5	25	29,1
Чалганы/т Н1 Чалганы/т 27 кВ	5	5	25	29,1
Шимановск/т 220 кВ Шимановск/т Н2	6	5	25	28,8
Шимановск/т 220 кВ Шимановск/т Н1	6	5	25	28,8
Шимановск/т Н2 Шимановск/т 27 кВ	5	4	25	22,3
Шимановск/т Н1 Шимановск/т 27 кВ	5	4	25	22,3
Ледяная Н2 Ледяная 35 кВ	3	1	16	21,2
Ледяная Н1 Ледяная 35 кВ	3	1	16	21,2
Ледяная/т 220 кВ Ледяная/т Н2	4	4	25	21,1
Ледяная/т 220 кВ Ледяная/т Н1	4	4	25	21,1
Чалганы/т Н2 Чалганы/т 10 кВ	3	4	25	19,5
Чалганы/т Н1 Чалганы/т 10 кВ	3	4	25	19,5
Сиваки/т 220 кВ Сиваки/т Н2	4	3	25	19,4
Сиваки/т 220 кВ Сиваки/т Н1	4	3	25	19,4
Ключевая 220 кВ Ключевая Н2	3	2	16	19,4
Ключевая 220 кВ Ключевая Н1	3	2	16	19,4
НПС 24 220 кВ НПС 24 Н2	4	1	25	15,6
НПС 24 220 кВ НПС 24 Н1	4	1	25	15,6
Ледяная/т Н2 Ледяная/т 27.5 кВ	3	2	25	13,9
Ледяная/т Н1 Ледяная/т 27.5 кВ	3	2	25	13,9
Ледяная Н2 Ледяная 10 кВ	2	1	16	13,2
Ледяная Н1 Ледяная 10 кВ	2	1	16	13,2
Шимановск 220 кВ Шимановск Н2	2	1	16	13,1
Шимановск 220 кВ Шимановск Н1	2	1	16	13,1
Ключевая Н2 Ключевая 35 кВ	2	1	16	11,8

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5
Ключевая Н1 Ключевая 35 кВ	2	1	16	11,8
Сиваки/т Н2 Сиваки/т 27 кВ	2	2	25	10,4
Сиваки/т Н1 Сиваки/т 27 кВ	2	2	25	10,4
Шимановск Н2 Шимановск 35 кВ	1	1	16	9
Шимановск Н1 Шимановск 35 кВ	1	1	16	9
Мухинская/т 220 кВ Мухинская/т Н2	2	2	25	8,4
Мухинская/т 220 кВ Мухинская/т Н1	2	2	25	8,4
Сиваки/т Н2 Сиваки/т 10 кВ	2	1	25	8
Сиваки/т Н1 Сиваки/т 10 кВ	2	1	25	8
ГПП Н2 ГПП 35 кВ	2	1	32	7,6
ГПП Н1 ГПП 35 кВ	2	1	32	7,6
НПС 24 Н1 НПС 24 10 кВ	2	0	25	7,6
НПС 24 Н2 НПС 24 10 кВ	2	0	25	7,6
НПС 24 Н2 НПС 24 10 кВ	2	0	25	7,6
НПС 24 Н1 НПС 24 10 кВ	2	0	25	7,6
Ключевая Н2 Ключевая 10 кВ	1	1	16	6,8
Ключевая Н1 Ключевая 10 кВ	1	1	16	6,8
Ледяная/т Н2 Ледяная/т 10 кВ	1	1	25	6,2
Ледяная/т Н1 Ледяная/т 10 кВ	1	1	25	6,2
Шимановск/т Н2 Шимановск/т 10 кВ	1	1	25	5,4
Шимановск/т Н1 Шимановск/т 10 кВ	1	1	25	5,4
Мухинская/т Н2 Мухинская/т 27 кВ	1	1	25	4,8
Мухинская/т Н1 Мухинская/т 27 кВ	1	1	25	4,8
ГПП 220 кВ ГПП Н2	2	1	63	3,9
ГПП 220 кВ ГПП Н1	2	1	63	3,9
Восточная 220 кВ Восточная Н2	0	1	25	3,2
Восточная 220 кВ Восточная Н1	0	1	25	3,2

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5
Шимановск Н2 Шимановск 10 кВ	0	0	16	3,2
Шимановск Н1 Шимановск 10 кВ	0	0	16	3,2
Мухинская/т Н2 Мухинская/т 10 кВ	0	1	25	2,7
Мухинская/т Н1 Мухинская/т 10 кВ	0	1	25	2,7
Сиваки 220 кВ Сиваки Н2	1	1	63	1,3
Сиваки 220 кВ Сиваки Н1	1	1	63	1,3
Восточная Н1 Восточная 10 кВ	0	0	25	1
Восточная Н2 Восточная 10 кВ	0	0	25	1
Восточная Н2 Восточная 10 кВ	0	0	25	1
Восточная Н1 Восточная 10 кВ	0	0	25	1
Сиваки Н2 Сиваки 110 кВ	1	0	63	1
Сиваки Н1 Сиваки 110 кВ	1	0	63	1

Таблицы 14 – Напряжения в узлах сети в нормальном режиме

Название	Uном	U	ΔU
1	2	3	4
Амурская 220 кВ	220	233	5,91
Ледяная 220 кВ	220	232,48	5,67
Ледяная/т 220 кВ	220	232,47	5,67
Восточная 220 кВ	220	232,47	5,67
Шимановск 220 кВ	220	232,46	5,66
ГПП 220 кВ	220	232,39	5,63
Восточная Н2	220	232,37	5,62
Восточная Н1	220	232,37	5,62
Мухинская/т 220 кВ	220	232,11	5,5
Шимановск/т 220 кВ	220	232,02	5,46

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4
НПС 24 220 кВ	220	231,96	5,44
Сиваки/т 220 кВ	220	231,57	5,26
Сиваки 220 кВ	220	231,56	5,26
НПС 24 Н2	220	231,54	5,24
НПС 24 Н1	220	231,54	5,24
Мухинская/т Н2	220	231,32	5,15
Мухинская/т Н1	220	231,32	5,15
Ледяная Н2	220	231	5
Ледяная Н1	220	231	5
Ключевая 220 кВ	220	230,85	4,93
Чалганы/т 220 кВ	220	230,51	4,78
Ледяная/т Н2	220	230,04	4,56
Ледяная/т Н1	220	230,04	4,56
Сиваки/т Н2	220	229,46	4,3
Сиваки/т Н1	220	229,46	4,3
Шимановск Н2	220	229,46	4,3
Шимановск Н1	220	229,46	4,3
Шимановск/т Н2	220	228,66	3,94
Шимановск/т Н1	220	228,66	3,94
Ключевая Н2	220	227,21	3,28
Ключевая Н1	220	227,21	3,28
Чалганы/т Н2	220	223,87	1,76
Чалганы/т Н1	220	223,87	1,76
ГПП Н2	220	223,01	1,37
ГПП Н1	220	223,01	1,37
Сиваки Н2	220	222,49	1,13
Сиваки Н1	220	222,49	1,13

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4
ГПП 110 кВ	110	111,51	1,37
Сиваки 110 кВ	110	111,24	1,13
Ледяная 35 кВ	35	36,72	4,91
Шимановск 35 кВ	35	36,48	4,22
Ключевая 35 кВ	35	36,12	3,2
Сиваки 35 кВ	35	35,38	1,07
ГПП 35 кВ	35	35,31	0,89
Мухинская/т 27 кВ	28	28,91	5,14
Ледяная/т 27.5 кВ	28	28,75	4,54
Сиваки/т 27 кВ	28	28,68	4,28
Шимановск/т 27 кВ	28	28,57	3,9
Чалганы/т 27 кВ	28	27,97	1,72
Восточная 10 кВ	10	11,15	6,23
Восточная 10 кВ	10	11,15	6,23
НПС 24 10 кВ	10	11,11	5,82
НПС 24 10 кВ	10	11,11	5,82
Мухинская/т 10 кВ	10	11,09	5,62
Ледяная 10 кВ	10	11,06	5,35
Ледяная/т 10 кВ	10	11,02	4,93
Шимановск 10 кВ	10	11,01	4,83
Сиваки/т 10 кВ	10	10,99	4,63
Шимановск/т 10 кВ	10	10,95	4,27
Ключевая 10 кВ	10	10,82	3,06
Чалганы/т 10 кВ	10	10,65	1,41

Таблица 15 – Токовая нагрузка СТ послеаварийный режим

Название	Ртр МВт	Qтр МВар	Сном МВА	Загрузка ТР %
1	2	3	4	5
Чалганы/т 220 кВ Чалганы/т Н1	18	20	25	100,6
Чалганы/т Н1 Чалганы/т 27 кВ	11	10	25	60,3
Чалганы/т Н1 Чалганы/т 10 кВ	7	7	25	40,8
Ледяная 220 кВ Ледяная Н2	5	3	16	35,5
Ледяная 220 кВ Ледяная Н1	5	3	16	35,5
Шимановск/т 220 кВ Шимановск/т Н2	6	5	25	28,9
Шимановск/т 220 кВ Шимановск/т Н1	6	5	25	28,9
Шимановск/т Н2 Шимановск/т 27 кВ	5	3	25	22,3
Шимановск/т Н1 Шимановск/т 27 кВ	5	3	25	22,3
Ледяная/т 220 кВ Ледяная/т Н2	4	4	25	21,3
Ледяная/т 220 кВ Ледяная/т Н1	4	4	25	21,3
Ледяная Н2 Ледяная 35 кВ	3	1	16	21,1
Ледяная Н1 Ледяная 35 кВ	3	1	16	21,1
Сиваки/т 220 кВ Сиваки/т Н2	4	3	25	19,6
Сиваки/т 220 кВ Сиваки/т Н1	4	3	25	19,6
Ключевая 220 кВ Ключевая Н2	3	2	16	19,5
Ключевая 220 кВ Ключевая Н1	3	2	16	19,5
НПС 24 220 кВ НПС 24 Н2	4	1	25	15,7
НПС 24 220 кВ НПС 24 Н1	4	1	25	15,7
Ледяная/т Н2 Ледяная/т 27.5 кВ	3	2	25	13,9
Ледяная/т Н1 Ледяная/т 27.5 кВ	3	2	25	13,9
Ледяная Н2 Ледяная 10 кВ	2	1	16	13,2
Ледяная Н1 Ледяная 10 кВ	2	1	16	13,2
Шимановск 220 кВ Шимановск Н2	2	1	16	13,2
Шимановск 220 кВ Шимановск Н1	2	1	16	13,2

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5
Ключевая Н2 Ключевая 35 кВ	2	1	16	11,8
Ключевая Н1 Ключевая 35 кВ	2	1	16	11,8
Сиваки/т Н2 Сиваки/т 27 кВ	2	2	25	10,4
Сиваки/т Н1 Сиваки/т 27 кВ	2	2	25	10,4
Шимановск Н2 Шимановск 35 кВ	1	1	16	9
Шимановск Н1 Шимановск 35 кВ	1	1	16	9
Мухинская/т 220 кВ Мухинская/т Н2	2	2	25	8,6
Мухинская/т 220 кВ Мухинская/т Н1	2	2	25	8,6
Сиваки/т Н2 Сиваки/т 10 кВ	2	1	25	8
Сиваки/т Н1 Сиваки/т 10 кВ	2	1	25	8
ГПП Н2 ГПП 35 кВ	2	1	32	7,6
ГПП Н1 ГПП 35 кВ	2	1	32	7,6
НПС 24 Н1 НПС 24 10 кВ	2	0	25	7,6
НПС 24 Н2 НПС 24 10 кВ	2	0	25	7,6
НПС 24 Н2 НПС 24 10 кВ	2	0	25	7,6
НПС 24 Н1 НПС 24 10 кВ	2	0	25	7,6
Ключевая Н2 Ключевая 10 кВ	1	1	16	6,8
Ключевая Н1 Ключевая 10 кВ	1	1	16	6,8
Ледяная/т Н2 Ледяная/т 10 кВ	1	1	25	6,2
Ледяная/т Н1 Ледяная/т 10 кВ	1	1	25	6,2
Шимановск/т Н2 Шимановск/т 10 кВ	1	1	25	5,4
Шимановск/т Н1 Шимановск/т 10 кВ	1	1	25	5,4
Мухинская/т Н2 Мухинская/т 27 кВ	1	1	25	4,7
Мухинская/т Н1 Мухинская/т 27 кВ	1	1	25	4,7
ГПП 220 кВ ГПП Н2	2	1	63	4
ГПП 220 кВ ГПП Н1	2	1	63	4
Восточная 220 кВ Восточная Н2	0	1	25	3,6

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5
Восточная 220 кВ Восточная Н1	0	1	25	3,6
Шимановск Н2 Шимановск 10 кВ	1	0	16	3,2
Шимановск Н1 Шимановск 10 кВ	1	0	16	3,2
Мухинская/т Н2 Мухинская/т 10 кВ	1	1	25	2,7
Мухинская/т Н1 Мухинская/т 10 кВ	1	1	25	2,7
Сиваки 220 кВ Сиваки Н2	1	1	63	1,4
Сиваки 220 кВ Сиваки Н1	1	1	63	1,4
Сиваки Н2 Сиваки 110 кВ	0	0	63	0
Сиваки Н1 Сиваки 110 кВ	0	0	63	0
Восточная Н1 Восточная 10 кВ	0	0	25	0
Восточная Н2 Восточная 10 кВ	0	0	25	0
Восточная Н2 Восточная 10 кВ	0	0	25	0

Таблицы 16 – Напряжения в узлах сети в послеаварийном режиме

Название	Uном	U	ΔU
1	2	3	4
Амурская 220 кВ	220	233	5,91
Ледяная 220 кВ	220	232,43	5,65
Ледяная/т 220 кВ	220	232,42	5,64
Восточная 220 кВ	220	232,42	5,65
Шимановск 220 кВ	220	232,39	5,63
ГПП 220 кВ	220	232,35	5,61
Восточная Н2	220	232,29	5,58
Восточная Н1	220	232,29	5,58
Мухинская/т 220 кВ	220	232	5,45
Шимановск/т 220 кВ	220	231,94	5,43
НПС 24 220 кВ	220	231,85	5,38

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4
Сиваки/т 220 кВ	220	231,43	5,2
Сиваки 220 кВ	220	231,42	5,19
НПС 24 Н2	220	231,39	5,18
НПС 24 Н1	220	231,39	5,18
Мухинская/т Н2	220	231,19	5,08
Мухинская/т Н1	220	231,19	5,08
Ледяная Н2	220	230,91	4,96
Ледяная Н1	220	230,91	4,96
Ключевая 220 кВ	220	230,69	4,86
Чалганы/т 220 кВ	220	230,35	4,7
Ледяная/т Н2	220	229,96	4,53
Ледяная/т Н1	220	229,96	4,53
Шимановск Н2	220	229,35	4,25
Шимановск Н1	220	229,35	4,25
Сиваки/т Н2	220	229,29	4,22
Сиваки/т Н1	220	229,29	4,22
Шимановск/т Н2	220	228,56	3,89
Шимановск/т Н1	220	228,56	3,89
Ключевая Н2	220	227,03	3,2
Ключевая Н1	220	227,03	3,2
ГПП Н2	220	222,95	1,34
ГПП Н1	220	222,95	1,34
Сиваки Н2	220	222,35	1,07
Сиваки Н1	220	222,35	1,07
Чалганы/т Н1	220	216,5	1,59
ГПП 110 кВ	110	111,48	1,34
Сиваки 110 кВ	110	111,17	1,07

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4
Ледяная 35 кВ	35	36,71	4,88
Шимановск 35 кВ	35	36,46	4,17
Ключевая 35 кВ	35	36,09	3,12
Сиваки 35 кВ	35	35,35	1,01
ГПП 35 кВ	35	35,3	0,87
Мухинская/т 27 кВ	28	28,9	5,08
Ледяная/т 27.5 кВ	28	28,74	4,5
Сиваки/т 27 кВ	28	28,66	4,21
Шимановск/т 27 кВ	28	28,56	3,85
Чалганы/т 27 кВ	28	27,04	1,68
Восточная 10 кВ	10	11,15	6,19
Восточная 10 кВ	10	11,15	6,19
НПС 24 10 кВ	10	11,1	5,76
НПС 24 10 кВ	10	11,1	5,76
Мухинская/т 10 кВ	10	11,08	5,56
Ледяная 10 кВ	10	11,06	5,31
Ледяная/т 10 кВ	10	11,01	4,89
Шимановск 10 кВ	10	11	4,78
Сиваки/т 10 кВ	10	10,98	4,55
Шимановск/т 10 кВ	10	10,94	4,22
Ключевая 10 кВ	10	10,81	2,98
Чалганы/т 10 кВ	10	10,19	2,99
Амурская 220 кВ	220	233	5,91

Проведя расчет нормального и послеаварийного режима можно сделать вывод о том, что напряжение находится в допустимых пределах в обоих режимах, загрузка трансформаторов увеличилась, но большинство из них все также недогружены дальнейшее уменьшение мощности СТ невозможно в связи с отсутствием СТ меньшей мощности.

3.2.3 Вариант развития электрической сети при отключении одного из двух СТ или АТ на ПС после их модернизации

После замены СТ на СТ с минимальной мощностью по расчету режима мы наблюдаем что большинство СТ так и остались недогруженными поэтому на каждой из ПС на выбранном участке сети отключим по одному СТ.

После отключения одного из СТ произведем расчет режима и посмотрим нагрузку СТ и АТ. Данные расчета приведены в таблице 17. В таблице 18 приведены напряжения в узлах сети.

Таблица 17 – Токовая загрузка СТ нормальный режим

Название	Pтр МВт	Qтр МВар	Sном МВА	Загрузка ТР %
1	2	3	4	5
Чалганы/т 220 кВ Чалганы/т Н1	18	20	25	100,6
Ледяная 220 кВ Ледяная Н2	11	5	16	70
Чалганы/т Н1 Чалганы/т 27 кВ	11	10	25	60,2
Шимановск/т 220 кВ Шимановск/т Н1	11	10	25	57,1
Шимановск/т Н1 Шимановск/т 27 кВ	9	7	25	45,3
Ледяная Н2 Ледяная 35 кВ	7	2	16	42,5
Ледяная/т 220 кВ Ледяная/т Н1	8	7	25	41,6
Чалганы/т Н1 Чалганы/т 10 кВ	7	7	25	40,7
Сиваки/т 220 кВ Сиваки/т Н1	8	6	25	38,1
Ключевая 220 кВ Ключевая Н1	6	3	16	38
НПС 24 220 кВ НПС 24 Н2	8	2	25	30,9
Ледяная/т Н1 Ледяная/т 27.5 кВ	6	5	25	28,1

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5
Ледяная Н2 Ледяная 10 кВ	4	2	16	26,7
Шимановск 220 кВ Шимановск Н2	4	2	16	25,4
Ключевая Н1 Ключевая 35 кВ	4	1	16	23,8
Сиваки/т Н1 Сиваки/т 27 кВ	4	4	25	21
Шимановск Н2 Шимановск 35 кВ	3	1	16	18,1
Сиваки/т Н1 Сиваки/т 10 кВ	4	2	25	16,3
Мухинская/т 220 кВ Мухинская/т Н2	3	3	25	16
НПС 24 Н2 НПС 24 10 кВ	4	1	25	15,3
НПС 24 Н2 НПС 24 10 кВ	4	1	25	15,3
ГПП Н2 ГПП 35 кВ	4	2	32	15,2
Ключевая Н1 Ключевая 10 кВ	2	1	16	13,7
Ледяная/т Н1 Ледяная/т 10 кВ	3	2	25	12,5
Шимановск/т Н1 Шимановск/т 10 кВ	2	2	25	11
Мухинская/т Н2 Мухинская/т 27 кВ	2	1	25	9,5
ГПП 220 кВ ГПП Н2	4	2	63	7,6
Шимановск Н2 Шимановск 10 кВ	1	0	16	6,5
Мухинская/т Н2 Мухинская/т 10 кВ	1	1	25	5,4
Восточная 220 кВ Восточная Н2	1	1	25	5,4
Сиваки 220 кВ Сиваки Н2	1	1	63	2,3
Сиваки Н2 Сиваки 110 кВ	1	1	63	2
Восточная Н2 Восточная 10 кВ	0	0	25	0
Восточная Н2 Восточная 10 кВ	0	0	25	0

Таблицы 18 – Напряжения в узлах сети в нормальном режиме

Название	U_ном	U	ΔU
1	2	3	4
Амурская 220 кВ	220	233	5,91

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4
Шимановск 220 кВ	220	232,63	5,74
Ледяная/т 220 кВ	220	232,58	5,72
Восточная 220 кВ	220	232,58	5,72
Ледяная 220 кВ	220	232,58	5,72
ГПП 220 кВ	220	232,51	5,69
Мухинская/т 220 кВ	220	232,33	5,6
Восточная Н2	220	232,31	5,59
НПС 24 220 кВ	220	232,19	5,54
Шимановск/т 220 кВ	220	232,18	5,54
Сиваки 220 кВ	220	231,81	5,37
Сиваки/т 220 кВ	220	231,81	5,37
НПС 24 Н2	220	231,26	5,12
Ключевая 220 кВ	220	231,09	5,04
Чалганы/т 220 кВ	220	230,74	4,88
Мухинская/т Н2	220	230,69	4,86
Ледяная Н2	220	229,48	4,31
Шимановск Н2	220	228,63	3,92
Ледяная/т Н1	220	227,59	3,45
Сиваки/т Н1	220	227,47	3,39
Ключевая Н1	220	225,78	2,63
Шимановск/т Н1	220	225,29	2,41
ГПП Н2	220	222,63	1,2
Сиваки Н2	220	222,54	1,15
Чалганы/т Н1	220	216,89	1,41
ГПП 110 кВ	110	111,32	1,2
Сиваки 110 кВ	110	111,27	1,15
Ледяная 35 кВ	35	36,47	4,2

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4
Шимановск 35 кВ	35	36,34	3,83
Ключевая 35 кВ	35	35,88	2,53
Сиваки 35 кВ	35	35,38	1,1
ГПП 35 кВ	35	35,1	0,29
Мухинская/т 27 кВ	28	28,83	4,84
Ледяная/т 27.5 кВ	28	28,44	3,41
Сиваки/т 27 кВ	28	28,42	3,36
Шимановск/т 27 кВ	28	28,14	2,33
Чалганы/т 27 кВ	28	27,09	1,5
Восточная 10 кВ	10	11,15	6,19
Восточная 10 кВ	10	11,15	6,19
НПС 24 10 кВ	10	11,1	5,67
НПС 24 10 кВ	10	11,1	5,67
Мухинская/т 10 кВ	10	11,05	5,2
Шимановск 10 кВ	10	10,96	4,38
Ледяная 10 кВ	10	10,96	4,4
Ледяная/т 10 кВ	10	10,87	3,56
Сиваки/т 10 кВ	10	10,86	3,45
Шимановск/т 10 кВ	10	10,76	2,46
Ключевая 10 кВ	10	10,74	2,24
Чалганы/т 10 кВ	10	10,21	2,81

По результатам расчета режима мы наблюдаем что загрузка СТ на 7 из 12 рассматриваемых ПС превышает 30 %. Исходя из этого можно сделать вывод о том, что возможно и необходимо оставлять в работе один из двух СТ на рассматриваемых ПС для их оптимальной работы. Уровни напряжения на ПС находятся в допустимых пределах.

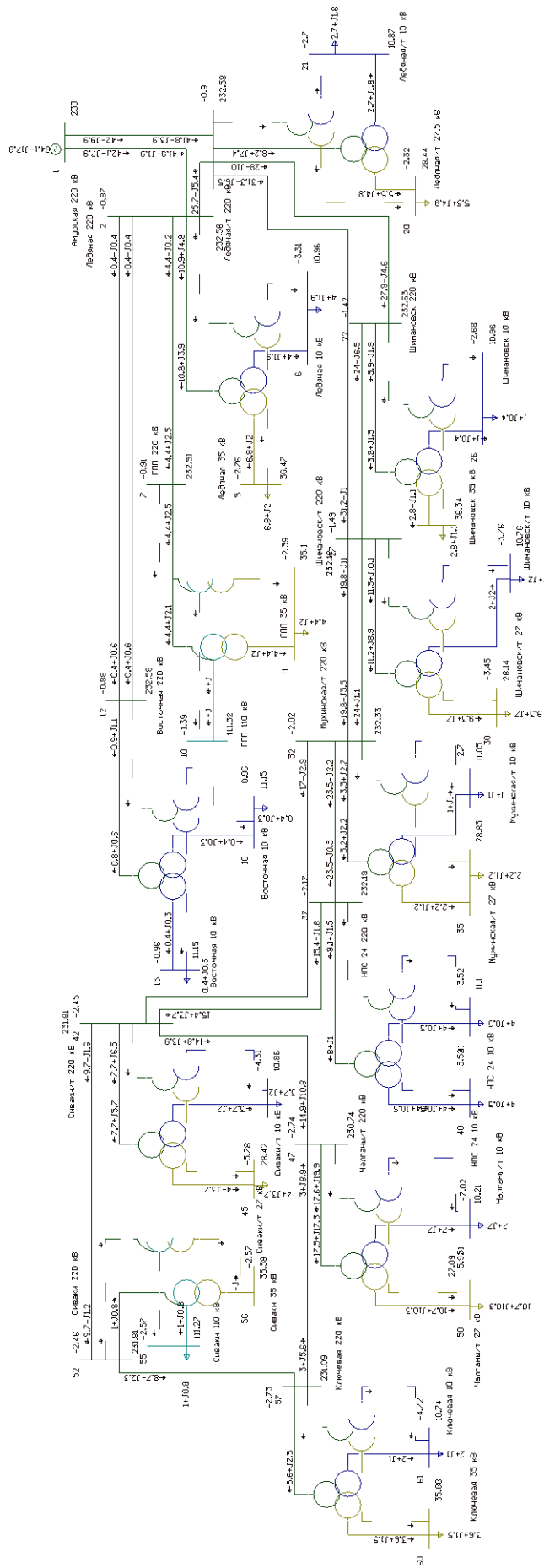


Рисунок 10 – Схема нормального режима

4. ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ

Цель данного раздела является определение какой из вариантов существующей сети или сети с заменёнными СТ является оптимальным на основании расчёта экономической эффективности.

4.1 Капиталовложения

В задачи данного раздела входит определение капиталовложений в сооружение подстанций.

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

капиталовложения на сооружение подстанций;

капиталовложения на вооружение ЛЭП.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} . \quad (3)$$

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

1. трансформаторы (АТ);

Затраты составляют значения, равные (в процентах от суммы затрат):

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

8,5–9,0 % – прочие работы и затраты;

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

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

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

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

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции;

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

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств;

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

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 4,78$, при условии, что цены взяты за 2000 год [20].

Расчёт капиталовложений для варианта существующей сети и сети с уменьшенной мощностью СТ представлена в приложении Б. Результаты расчета капиталовложений для варианта №1 сведены в таблицу 19, для варианта №2 представлены в таблице 20.

Таблица 19 – Капиталовложения для варианта №1

Элементы сети	K , тыс.руб
Трансформаторы	762269.659

Таблица 20 – Капиталовложения для варианта №2

Элементы сети	K , тыс.руб
Трансформаторы	876600

Суммарные капиталовложения для вариантов развития сети:

вариант №1: $K_{общ} = 762269.659$ тыс.руб;

вариант №2: $K_{общ} = 876600$ тыс.руб.

4.2 Расчет эксплуатационных издержек

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W}, \quad (5)$$

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:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (6)$$

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

Издержки на потери электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (7)$$

где ΔW – потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, принята 2.84 руб/кВт·ч[32].

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

Амортизационные отчисления на реновацию:

$$I_{AM} = K \cdot a_p, \quad (8)$$

где K – капиталовложение в соответствующие оборудование;

a_p норма отчислений на реновацию для соответствующего оборудования.

Расчёт эксплуатационных издержек варианта №1 приведён в приложении Б, а для варианта №2 в приложении Б. Результаты расчета представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Издержки

Вариант	И _{э.р.} , тыс.руб	И _{ам.рен.} , тыс.руб	И _{ΔW} тыс.руб	И, тыс.руб
№1	7974	7974	6333	22280
№2	9170	9170	5964	24300

4.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети

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

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

Затраты определяются по формуле [8]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (9)$$

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 22.

Таблица 22 – Сравнение вариантов

Вариант	Капиталовложения тыс. руб	Издержки тыс. руб	Затраты тыс. руб
1	762269.659	22280	98507.23
2	876600	24300	111967.44288

Сравнивая вариант при меньшей мощности СТ с настоящим вариантом электрической сети, мы наблюдаем что наиболее выгодным является вариант с меньшей мощностью трансформаторов, так как капиталовложения, издержки и, соответственно, приведённые затраты на сооружение сети меньше на 13460 тыс. руб по сравнению с вариантом существующей сети. По расчету режима вариант с меньшей мощностью трансформаторов подходит лучше, поскольку загрузка трансформаторов при данном варианте оптимальнее и при данном варианте мы бы снизили капиталовложения на 114400 тыс. руб по сравнению с вариантом существующей сети.

4.4 Оценка экономической эффективности проекта

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

Оценка экономической эффективности варианта №1,2

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

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T, \quad (10)$$

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

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

Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

$$W_t = P_H \cdot T_{\max}, \quad (11)$$

где P_H – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

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

$$W_t = 85 \cdot 5200 = 442000 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

$$O_{Pt} = 442000 \cdot 2 = 884000 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль от реализации продукции определится:

$$П_{\delta t} = O_{Pt} - I_t - K_t - Y_t; \quad (12)$$

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:

$$H_t = 0,2 \cdot (П_{\delta t}). \quad (13)$$

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

$$П_{чt} = П_{\delta t} - H_t; \quad (14)$$

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:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (15)$$

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 11 и 12.

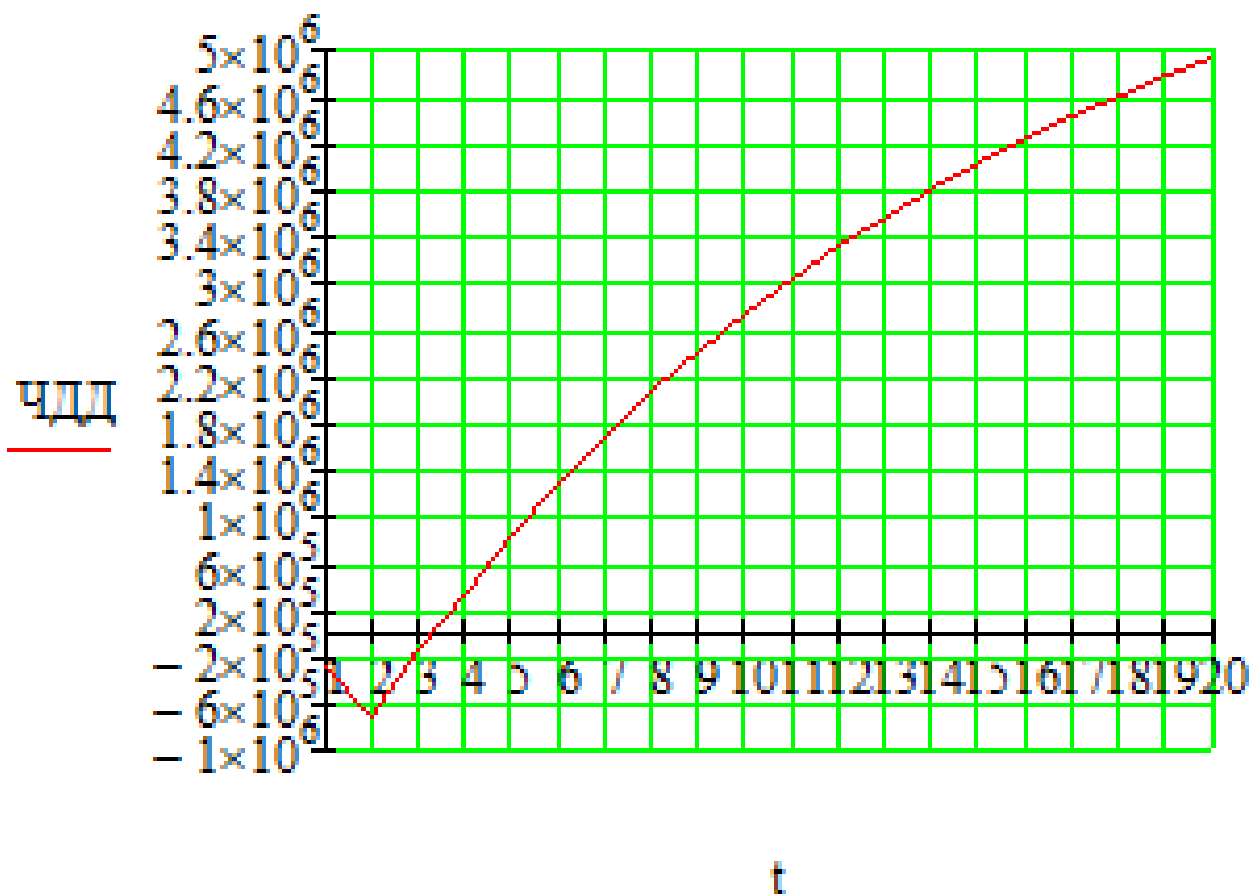


Рисунок 11 – График ЧДД варианта при уменьшении мощности трансформаторов на существующих ПС

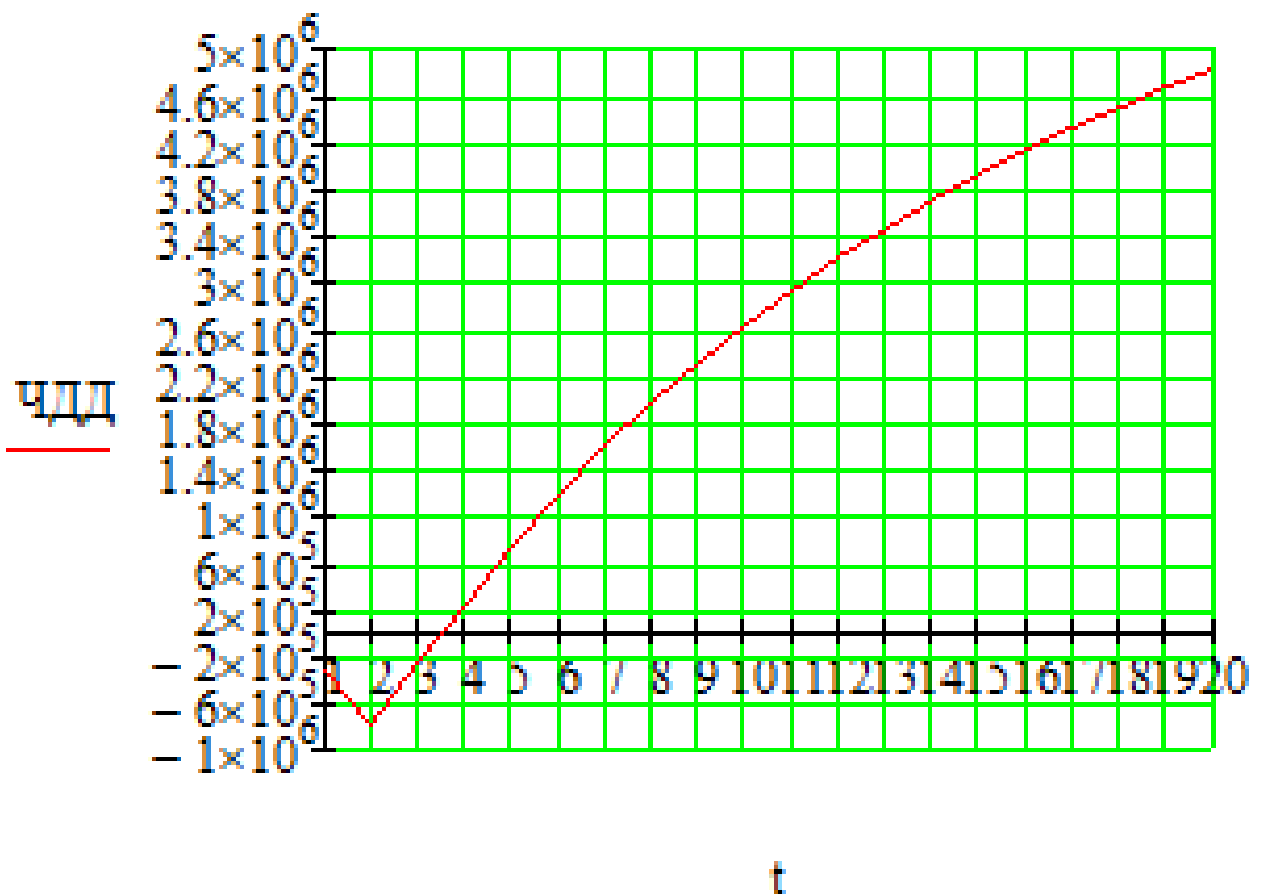


Рисунок 12 – График ЧДД трансформаторов существующей сети

Из графика видно, что срок окупаемости трансформаторов для обоих вариантов не превышает 3 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]:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K}, \quad (16)$$

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

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

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

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования называется продолжительность периода от начального момента до «момента окупаемости с учетом дисконтирования» – наиболее раннего момента времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остается положительным. Расчёт оценки экономической эффективности для варианта №1 и 2 в приложении Б.



Рисунок 13 График ЧД варианта при уменьшении мощности трансформаторов на существующих ПС

Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 762.300 миллионов руб. составит 2 года и 4 месяца. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций $ИДД > 1$ ($ИДД = 7.457$). Рентабельность проекта составит 91.795% в год, начиная с третьего года расчетного периода (расчетный период 20 лет).

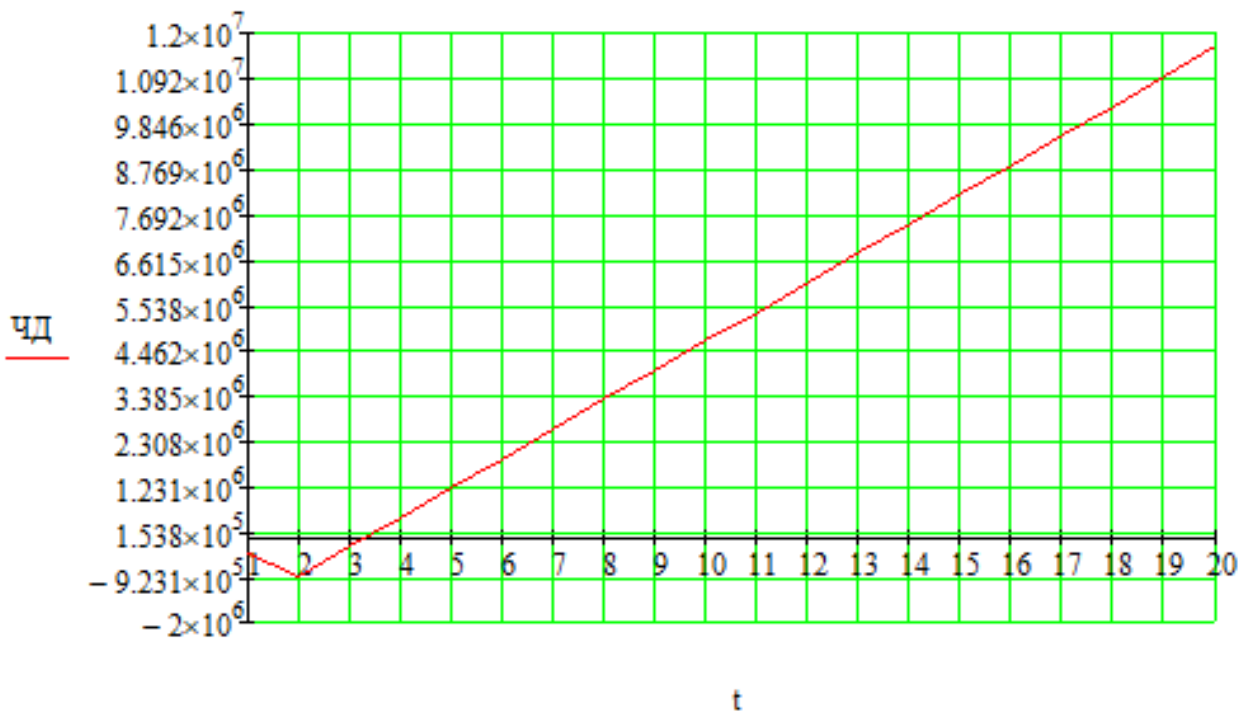


Рисунок 14 – График ЧД трансформаторов существующей сети

Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 762.300 миллионов руб. составит 2 года и 8 месяцев. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций $ИДД > 1$ ($ИДД = 6.492$). Рентабельность проекта составит 79.748% в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период 20 лет).

Произведя расчет экономической эффективности двух вариантов, мы наблюдаем что наиболее выгодным является вариант с меньшей мощностью трансформаторов, так как капиталовложения, издержки и, соответственно, приведённые затраты на сооружение сети меньше на 13460 тыс. руб. по сравнению с вариантом существующей сети. При реализации данного варианта снизились бы капиталовложения на 114400 тыс. руб по сравнению с вариантом существующей сети. По сроку окупаемости первый вариант также является предпочтительней.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной магистерской диссертации рассмотрены вопросы необходимости оптимизации работы силовых трансформаторов и автотрансформаторов в действующих электрических сетях 220 кВ АПМЭС филиал ПАО "ФСК ЕЭС".

Подробно осуществлен анализ электрических сетей 220 кВ Амурской области, из которого отмечены такие проблемы как: неоптимальная работа силового оборудования в частности СТ и АТ. Решение данных проблем возможно при развитии сетей, для этого разработано 3 возможных варианта, из которых выбран один наиболее целесообразный – замена СТ на трансформаторы с меньшей мощностью и отключение одного из них в резерв. При данном варианте нагрузка СТ и АТ увеличилась и большинство из них стали загружены больше 30 %, дальнейшее уменьшение мощности трансформаторов невозможно поскольку на напряжение 220 кВ трансформаторов меньшей мощности нет в каталогах производителей силового оборудования. Также это является самым оптимальным вариантом поскольку перевод ПС на меньшей класс напряжения 110 кВ для увеличения загрузки СТ и АТ при той же мощности не возможен в виду больших расстояний между подстанциями и его небольшой развитости на территории Амурской области. Для электрической схемы посчитаны и проанализированы установившиеся максимальный и послеаварийный режимы, отрегулированы напряжение на ПС. Проведен сравнительный анализ экономических затрат на СТ и АТ для существующей сети и для сети с использованием СТ меньшей мощности. Анализ режима двух этих вариантов показывает напряжение на шинах ПС находящиеся в допустимых пределах и токовую нагрузку по оборудованию не превышающей длительно допустимого тока. Но для реализации второго варианта понадобилось бы на 114 миллионов меньше.

Таким образом, в магистерской диссертации показано что в сетях 220 кВ АПМЭС филиал ПАО "ФСК ЕЭС" наблюдается неоптимальная работа СТ и

АТ. В следствии неоптимальной загрузки силового оборудования что приводит к увеличенным капиталовложениям на строительство ПС и увеличению потерь на ПС.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4– е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012– 376 с.
- 2 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153–34.20.118– 2003 Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281.
- 3 Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2017– 2021 годов.
- 4 Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд– во АмГУ, 2013. – 98 с.
- 5 Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоритические основы: учебное пособие / В.Г. Китушин. – Новосибирск: Изд– во НГТУ. – 2003. – 256 с. – (Серия «Учебники НГТУ»).
- 6 Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. Режим доступа: [https://energo– 24.ru/authors/energo– 24/12302.html](https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.html) – 1.12.2019
- 7 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М. : Энергоатомиздат, 2004. – 648 с.
- 8 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.
- 9 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев. – 8– е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2007. – 608 с.,
- 10 Савина, Н.В, Электрические сети в примерах и расчетах : Учеб. Пособие / Н.В.Савина, Ю.В.Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Благовещенск : Изд– во АмГУ, 2010.– 238с.

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

12 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.

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

14 Кочкин, В.И. Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий: УЧЛ – К изучению дисциплины / Кочкин В.И., Нечаев О.П. – М.: Изд– во НЦ ЭНАС, 2000. – 248с.

15 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.

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

17 Правила устройства электроустановок седьмое издание: ПУЭ. – Москва: Издательство «Э», 2016. – 465 с.

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

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

20 Письмо Минстроя России от 4 апреля 2018 г. № 13606– ХМ/09 «О рекомендуемой величине прогнозных индексов изменения сметной стоимости строительства в I квартале 2019 года, в том числе величине прогнозных индек-

сов изменения сметной стоимости строительно– монтажных работ, прогнозных индексов изменения сметной стоимости пусконаладочных работ, прогнозных индексов изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ, прогнозных индексов изменения сметной стоимости прочих работ и затрат, а также величине прогнозных индексов изменения сметной стоимости оборудования»

21 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.

22 Назарычев А.Н. Анализ основных преимуществ применения вакуумных выключателей [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.bester54.ru/cms.php?type=page&id=22> – 16.05.2019

23 Неуймин В.Г. Пособия по работе с программой RastrWin/ В.Г. Неуймин [Электронный ресурс] – Екатеринбург: «УПИ– Энерго», 2009.– 93 с.

24 РД 153– 34.0– 20.527– 98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору оборудования. М: 2001. – 131 с.

25 Савина Н.В. Электроэнергетические системы и сети: учеб. – метод. комплекс для спец. 140203, 140204, 140205/ АмГУ, Эн.ф.; сост. Н. В. Савина. – Благовещенск: Изд– во Амур. гос. ун– та, 2012. – 242 с.

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

27 СН 14278– т1 Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38– 750 кВ.

28 СО 153– 34.20.118– 2003 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем: Москва: ФГУП НТЦ "Промышленная безопасность" – 2006 – 53 с. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.znaytovar.ru/gost/2/SO_15334201182003_Metodicheski.html

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

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

31 ГОСТ “Стандартный ряд номинальных и рабочих напряжений”

32 [Электронный ресурс]: о затратах сетевой организации на покупку потерь в собственных сетях http://drsk.ru/poteri_po_godam.html.

33 Эффективное использование электроэнергии / Под ред. К. Смита: Пер. с англ. под ред. Д.Б. Вольфберга. – М.: Энергоиздат, 1981. – 400 с.

34 Кацман М.М. Электрические машины: Учеб. для студентов сред. проф. учебных заведений. – 3– е изд., испр. – М.: Высш. шк.; Издательский центр «Академия»; 2000. – 463 с.

35 Макаров Е.Ф. Обслуживание и ремонт электрооборудования электростанций и сетей: Учебник для нач. проф. образования / Евгений Федорович Макаров. – М.: ИРПО: Издательский центр «Академия», 2003. – 448 с.

36 Воротницкий В.Э. Нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях: результаты, проблемы, пути решения. ОАО «НТЦ электроэнергетики»; ВНИИЭ; 2007.

37 Быстрицкий, Г. Ф. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов / Г. Ф. Быстрицкий, Б. И. Кудрин. – М. : Техн. лит., 2003. – 176 с.

38 Цирель, Я. А. Эксплуатация силовых трансформаторов на электростанциях и в электросетях / Я. А. Цирель, В. С. Поляков. – Л. : Энергоатомиздат, 1985.

39 Пекелис, В. Г. Эффективное энергосбережение посредством режимного отключения незагруженных трансформаторов / В. Г. Пекелис, Е. В. Боровский // Энергия и менеджмент. – 2007. – № 5.

40 СТП 09110.35.125–09. Методические рекомендации по выбору установок устройства включения резервного трансформатора. – Минск : НИиПИ РУП «Белэнергосетьпроект».

41 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. – М. : Энергоатомиздат, 1989.

42 ГОСТ 11677 95. Трансформаторы силовые. Общие технические условия (с Изменениями N 1, 2, 3, 4).

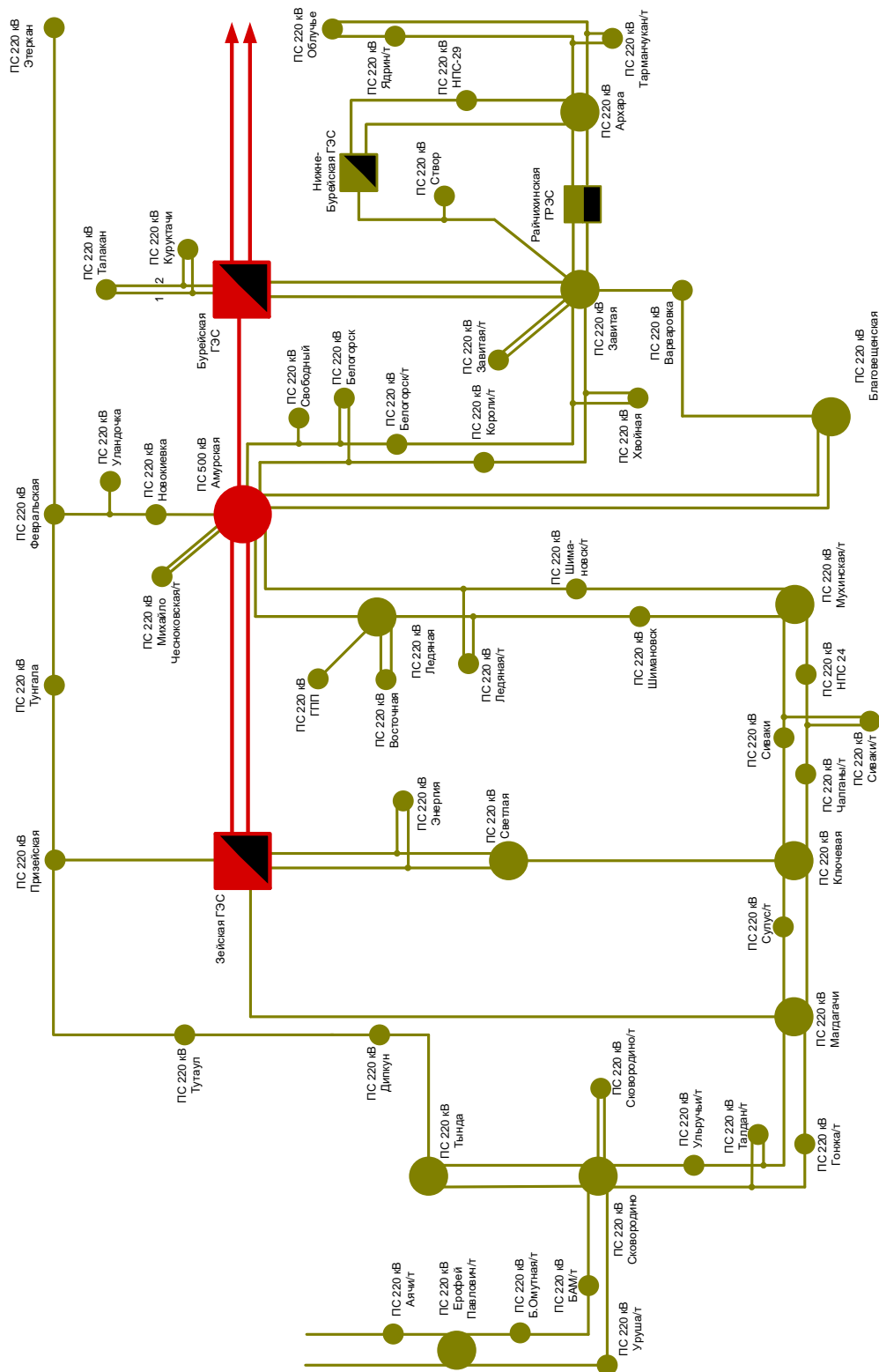
43 ГОСТ 14209 95. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением N 1).

44 А. Н. Гуминский. Повышение эффективности режимов работы двух трансформаторной подстанции.

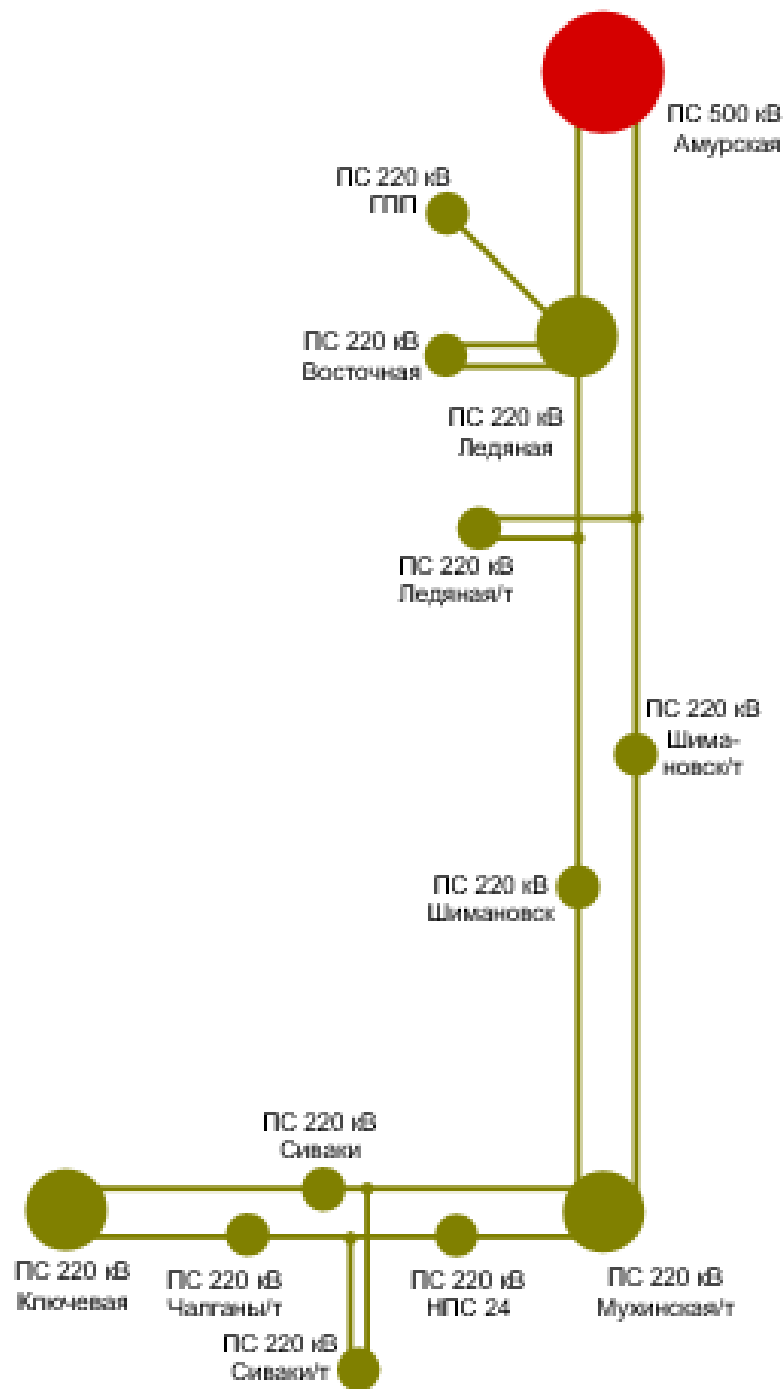
45 Кузнецова В.Г. Критерии оптимальной параллельной работы силовых трансформаторов для тяговых подстанций.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Граф рассматриваемого эквивалента сети



Продолжение Приложение А
Граф рассматриваемого эквивалента сети



ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчёт в программе Mathcad

*Сравнить варианты пот дисконтированным затратам. Определить оптимальный.

Укрупнённые стоимостные показатели взяты из СТО
5694700729.240.124-2012.

Расчёт приведённых затрат.

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

$$E := 0.1$$

Капиталовложения 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.

$$K_{1\text{тр}63} := 15900 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{1\text{тр}40} := 13000 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{1\text{тр}25} := 11500 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{1\text{тр}16} := 9000 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс}1} := 2 \cdot K_{1\text{тр}63} + 7 \cdot K_{1\text{тр}25} + 3 \cdot K_{1\text{тр}16} = 1.393 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс}2} := 3 \cdot K_{1\text{тр}63} + 3 \cdot K_{1\text{тр}25} + 6 \cdot K_{1\text{тр}40} = 1.602 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Итоговые капиталовложения на сооружение ПС:

$$K_{\Sigma\text{пс}1} := K_{\text{пс}1} + K_{\text{пс}1} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 1.595 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\Sigma\text{пс}2} := K_{\text{пс}2} + K_{\text{пс}2} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 1.834 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения на сооружение сети:

$$k_{\text{инф}} := 4.78$$

Вариант №1.

$$K_1 := (K_{\Sigma\text{пс}1}) \cdot k_{\text{инф}} = 762269.659 \text{ тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$K_2 := (K_{\Sigma\text{пс}2}) \cdot k_{\text{инф}} = 8.766 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

$$I := I_s + I_{\text{ам}} + I_{\Delta W}$$

Эксплуатационные издержки:

$$\alpha_{\text{э.пс}} := 0.05$$

Вариант №1.

$$I_{\text{э}1} := \alpha_{\text{э.пс}} \cdot K_{\Sigma\text{пс}1} = 7.974 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{\text{э}2} := \alpha_{\text{э.пс}} \cdot K_{\Sigma\text{пс}2} = 9.17 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

Продолжение Приложение Б Расчёт в программе Mathcad

Амортизационные издержки:

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

Вариант №1.

$$I_{\text{ам1}} := \frac{K_{\Sigma \text{лс1}}}{T_{\text{сл.лс}}} = 7.974 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{\text{ам2}} := \frac{K_{\Sigma \text{лс2}}}{T_{\text{сл.лс}}} = 9.17 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

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

Потери электроэнергии:

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

Потери в ВЛ:

Вариант №1.

$$T := 5500 \quad \text{ч}$$

Суммарные потери в СТ:

$$\Sigma W_{\text{тр1}} := 2230$$

Вариант №2.

Суммарные потери в СТ:

$$\Sigma W_{\text{тр2}} := 2100$$

Суммарные потери в сети:

Вариант №1.

$$\Sigma W_1 := (\Sigma W_{\text{тр1}}) \cdot 1000 = 2.23 \times 10^6$$

Вариант №2.

$$\Sigma W_2 := (\Sigma W_{\text{тр2}}) \cdot 1000 = 2.1 \times 10^6$$

Стоимость потерь электроэнергии:

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

Вариант №1.

$$I_{\Delta W1} := (\Sigma W_1 \cdot C_0) \cdot 10^{-3} = 6333.2 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{\Delta W2} := (\Sigma W_2 \cdot C_0) \cdot 10^{-3} = 5.964 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение Приложение Б
Расчёт в программе Mathcad

Затраты на издержки:

Вариант №1.

$$I_1 := I_{s1} + I_{ам1} + I_{\Delta W1} = 2.228 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_2 := I_{s2} + I_{ам2} + I_{\Delta W2} = 2.43 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Приведённые затраты:

Вариант №1.

$$Z_1 := E \cdot K_1 + I_1 = 98507.23 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$Z_2 := E \cdot K_2 + I_2 = 111967.44288 \quad \text{тыс.руб}$$

Сравнивая вариант при меньшей мощности СТ с настоящим вариантом электрической сети мы наблюдаем что наиболее выгодным является вариант с меньшей мощностью трансформаторов, так как капиталовложения, издержки и, соответственно, приведённые затраты на сооружение сети меньше на 13460 тыс. руб по сравнению с вариантом существующей сети. По расчету режима вариант с меньшей мощностью трансформаторов подходит лучше, поскольку загрузка трансформаторов при данном варианте оптимальнее и при данном варианте мы бы снизили капиталовложения на 114400 тыс. руб по сравнению с вариантом существующей сети.

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

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

Годовая прибыль:

$$O := W_{\text{год}} \cdot T_3 \quad T_3 := 2 \quad \text{руб/кВт*ч}$$

Переданная электроэнергия за год:

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

$$S_{\text{ном1}} := 85000 \quad \text{кВт} \quad n := 2 \quad k_{1\text{эном}} := 0.50$$

$$S_{p1} := n \cdot S_{\text{ном1}} \cdot k_{1\text{эном}} = 8.5 \times 10^4 \quad \text{кВА}$$

$$\cos\phi_1 := 1$$

Продолжение Приложение Б
Расчёт в программе Mathcad

$$P_{p1} := S_{p1} \cdot \cos\phi_1 = 8.5 \times 10^4 \quad \text{кВт}$$

$$P_p := P_{p1} = 8.5 \times 10^4 \quad \text{кВт}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 4.675 \times 10^8 \quad \text{кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_3) \cdot 10^{-3} = 9.35 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$И := I_1 - I_{\text{ам1}} = 1.431 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\Pi_{\text{год}} := O - И = 9.207 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$Н := \Pi_{\text{год}} \cdot 0.24 = 2.21 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

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

Капиталовложения в первый год:

$$K_{t1} := 0.4 \cdot K_1 = 3.049 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{t2} := 0.6 \cdot K_1 = 4.574 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Первый год:

$$E_n := 0.08$$

$$\Delta_1 := -И - K_{t1} = -3.192 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_1 := \frac{\Delta_1}{(1 + E_n)^1} = -2.956 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чдд}_1 := \text{чдд}_1 = -2.956 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение Приложение Б
Расчёт в программе Mathcad

Второй год:

$$\Theta_2 := -И - K_{12} = -4.717 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \frac{\Theta_2}{(1 + E_H)^2} = -4.044 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \text{ЧДД}_1 + \text{ЧДД}_2 = -6.999 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Третий год:

$$\Theta_3 := O - И - Н = 6.997 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \frac{\Theta_3}{(1 + E_H)^3} = 5.555 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \text{ЧДД}_2 + \text{ЧДД}_3 = -1.445 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\Theta := \Theta_3 = 6.997 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^4} = 5.143 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \text{ЧДД}_3 + \text{ЧДД}_4 = 3.698 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_5 := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^5} = 4.762 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_5 := \text{ЧДД}_4 + \text{ЧДД}_5 = 8.461 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_6 := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^6} = 4.409 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_6 := \text{ЧДД}_5 + \text{ЧДД}_6 = 1.287 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_7 := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^7} = 4.083 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_7 := \text{ЧДД}_6 + \text{ЧДД}_7 = 1.695 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_8 := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^8} = 3.78 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_8 := \text{ЧДД}_7 + \text{ЧДД}_8 = 2.073 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_9 := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^9} = 3.5 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_9 := \text{ЧДД}_8 + \text{ЧДД}_9 = 2.423 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_{10} := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^{10}} = 3.241 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

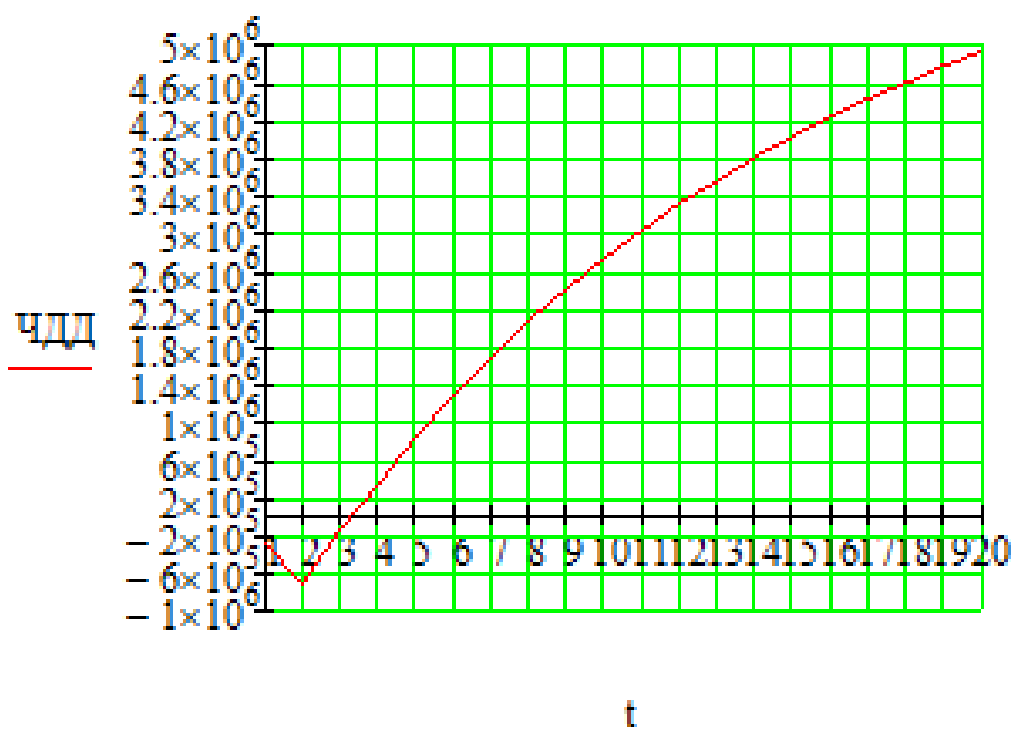
$$\text{ЧДД}_{10} := \text{ЧДД}_9 + \text{ЧДД}_{10} = 2.747 \times 10^6$$

Продолжение Приложение Б
Расчёт в программе Mathcad

$\text{ЧДД}_{11} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{11}} = 3.001 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{11.} := \text{ЧДД}_{10.} + \text{ЧДД}_{11} = 3.048 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{12} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{12}} = 2.779 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{12.} := \text{ЧДД}_{11.} + \text{ЧДД}_{12} = 3.325 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{13} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{13}} = 2.573 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{13.} := \text{ЧДД}_{12.} + \text{ЧДД}_{13} = 3.583 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{14} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{14}} = 2.382 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{14.} := \text{ЧДД}_{13.} + \text{ЧДД}_{14} = 3.821 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{15} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{15}} = 2.206 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{15.} := \text{ЧДД}_{14.} + \text{ЧДД}_{15} = 4.042 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{16} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{16}} = 2.042 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{16.} := \text{ЧДД}_{15.} + \text{ЧДД}_{16} = 4.246 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{17} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{17}} = 1.891 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{17.} := \text{ЧДД}_{16.} + \text{ЧДД}_{17} = 4.435 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{18} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{18}} = 1.751 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{18.} := \text{ЧДД}_{17.} + \text{ЧДД}_{18} = 4.61 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{19} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{19}} = 1.621 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{19.} := \text{ЧДД}_{18.} + \text{ЧДД}_{19} = 4.772 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{20} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{20}} = 1.501 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{20.} := \text{ЧДД}_{19.} + \text{ЧДД}_{20} = 4.922 \times 10^6$

Продолжение Приложение Б
Расчёт в программе Mathcad

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



Продолжение Приложение Б
Расчёт в программе Mathcad

Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_1} + 1 = 7.457$$

ИДД > 1, следовательно, проект экономически эффективен.

*Определить простой и дисконтированный сроки окупаемости.

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

Чистый доход:

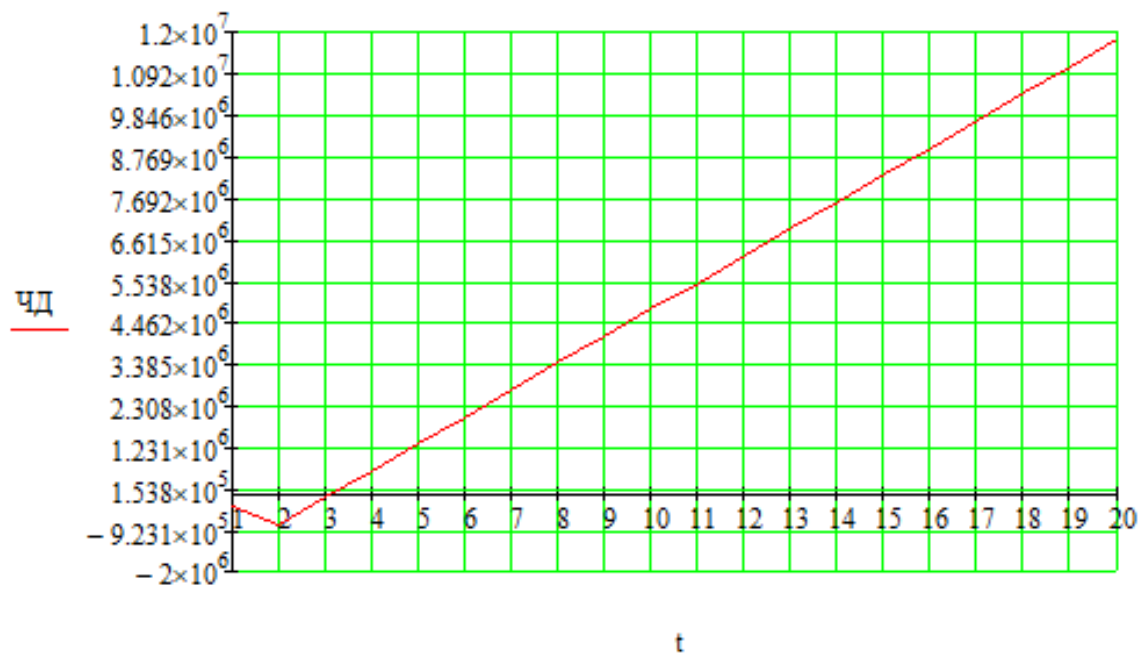
$\text{ЧД}_1 := \text{Э}_1 = -3.192 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_1 := \text{ЧД}_1 = -3.192 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_2 := \text{Э}_2 = -4.717 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_2 := \text{ЧД}_1 + \text{ЧД}_2 = -7.909 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_3 := \text{Э} = 6.997 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_3 := \text{ЧД}_2 + \text{ЧД}_3 = -9.116 \times 10^4$	тыс.руб
$\text{ЧД}_4 := \text{Э} = 6.997 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_4 := \text{ЧД}_3 + \text{ЧД}_4 = 6.086 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_5 := \text{Э} = 6.997 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_5 := \text{ЧД}_4 + \text{ЧД}_5 = 1.308 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_6 := \text{Э} = 6.997 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_6 := \text{ЧД}_5 + \text{ЧД}_6 = 2.008 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_7 := \text{Э} = 6.997 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_7 := \text{ЧД}_6 + \text{ЧД}_7 = 2.708 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_8 := \text{Э} = 6.997 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_8 := \text{ЧД}_7 + \text{ЧД}_8 = 3.407 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_9 := \text{Э} = 6.997 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_9 := \text{ЧД}_8 + \text{ЧД}_9 = 4.107 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{10} := \text{Э} = 6.997 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_{10} := \text{ЧД}_9 + \text{ЧД}_{10} = 4.807 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{11} := \text{Э} = 6.997 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_{11} := \text{ЧД}_{10} + \text{ЧД}_{11} = 5.507 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{12} := \text{Э} = 6.997 \times 10^5$	тыс.руб		

Продолжение Приложение Б
Расчёт в программе Mathcad

		$ЧД_{12} := ЧД_{11} + ЧД_{12} = 6.206 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{13} := Э = 6.997 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{13} := ЧД_{12} + ЧД_{13} = 6.906 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{14} := Э = 6.997 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{14} := ЧД_{13} + ЧД_{14} = 7.606 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{15} := Э = 6.997 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{15} := ЧД_{14} + ЧД_{15} = 8.306 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{16} := Э = 6.997 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{16} := ЧД_{15} + ЧД_{16} = 9.005 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{17} := Э = 6.997 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{17} := ЧД_{16} + ЧД_{17} = 9.705 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{18} := Э = 6.997 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{18} := ЧД_{17} + ЧД_{18} = 1.04 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{19} := Э = 6.997 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{19} := ЧД_{18} + ЧД_{19} = 1.11 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{20} := Э = 6.997 \times 10^5$	тыс.руб		
		$ЧД_{20} := ЧД_{19} + ЧД_{20} = 1.18 \times 10^7$	тыс.руб

ЧД := $\left(\begin{array}{l} ЧД_1. \\ ЧД_2. \\ ЧД_3. \\ ЧД_4. \\ ЧД_5. \\ ЧД_6. \\ ЧД_7. \\ ЧД_8. \\ ЧД_9. \\ ЧД_{10}. \\ ЧД_{11}. \\ ЧД_{12}. \\ ЧД_{13}. \\ ЧД_{14}. \\ ЧД_{15}. \\ ЧД_{16}. \\ ЧД_{17}. \\ ЧД_{18}. \\ ЧД_{19}. \\ ЧД_{20}. \end{array} \right)$

Продолжение Приложение Б
Расчёт в программе Mathcad



Простой срок окупаемости составит 2 года 4 месяца.

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 2 года 3 месяца.

*Расчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

$$R_t := \frac{\mathcal{E}_t}{K} \cdot 100$$

$$R_1 := \frac{\mathcal{E}_1}{K_1} \cdot 100 = -41.877 \quad \%$$

$$R_2 := \frac{\mathcal{E}_2}{K_1} \cdot 100 = -61.877 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\mathcal{E}_3}{K_1} \cdot 100 = 91.795 \quad \%$$

Выводы: Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 762.300 миллионов руб. составит 2 года и 4 месяца. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД > 1 (ИДД = 7.457). Рентабельность проекта составит 91.795% в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

Продолжение Приложение Б
Расчёт в программе Mathcad

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

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

Годовая прибыль:

$$O := W_{\text{год}} \cdot T_3 \quad T_3 := 2 \text{ руб/кВт*ч}$$

Переданная электроэнергия за год:

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

$$S_{\text{ном1}} := 85000 \text{ кВт} \quad n := 2 \quad k_{\text{изном}} := 0.50$$

$$S_{p1} := n \cdot S_{\text{ном1}} \cdot k_{\text{изном}} = 8.5 \times 10^4 \text{ кВА}$$

$$\cos\phi_1 := 1$$

$$P_{p1} := S_{p1} \cdot \cos\phi_1 = 8.5 \times 10^4 \text{ кВт}$$

$$P_p := P_{p1} = 8.5 \times 10^4 \text{ кВт}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 4.675 \times 10^8 \text{ кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_3) \cdot 10^{-3} = 9.35 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$И := И_2 - И_{\text{зм2}} = 1.513 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$П_{\text{год}} := O - И = 9.199 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$Н := П_{\text{год}} \cdot 0.24 = 2.208 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

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

Продолжение Приложение Б Расчёт в программе Mathcad

Капиталовложения в первый год:

$$K_{t1} := 0.4 \cdot K_2 = 3.507 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{t2} := 0.6 \cdot K_2 = 5.26 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Первый год:

$$E_n := 0.08$$

$$\Delta_1 := -И - K_{t1} = -3.658 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_1 := \frac{\Delta_1}{(1 + E_n)^1} = -3.387 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{1.} := \text{ЧДД}_1 = -3.387 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Второй год:

$$\Delta_2 := -И - K_{t2} = -5.411 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \frac{\Delta_2}{(1 + E_n)^2} = -4.639 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{2.} := \text{ЧДД}_1 + \text{ЧДД}_2 = -8.026 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Третий год:

$$\Delta_3 := 0 - И - Н = 6.991 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \frac{\Delta_3}{(1 + E_n)^3} = 5.55 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{3.} := \text{ЧДД}_2 + \text{ЧДД}_3 = -2.476 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\Delta := \Delta_3 = 6.991 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \frac{\Delta}{(1 + E_n)^4} = 5.139 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{4.} := \text{ЧДД}_3 + \text{ЧДД}_4 = 2.662 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_5 := \frac{\Delta}{(1 + E_n)^5} = 4.758 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{5.} := \text{ЧДД}_4 + \text{ЧДД}_5 = 7.42 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_6 := \frac{\Delta}{(1 + E_n)^6} = 4.406 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{6.} := \text{ЧДД}_5 + \text{ЧДД}_6 = 1.183 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_7 := \frac{\Delta}{(1 + E_n)^7} = 4.079 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

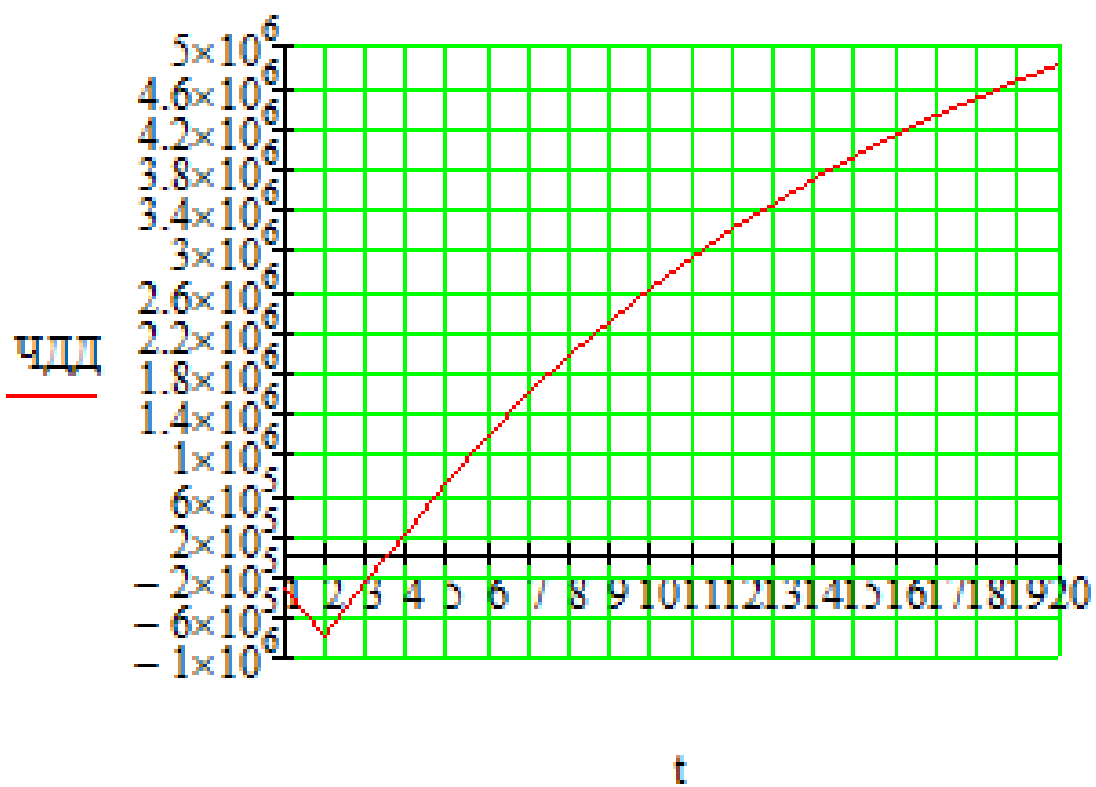
$$\text{ЧДД}_{7.} := \text{ЧДД}_6 + \text{ЧДД}_7 = 1.59 \times 10^6$$

Продолжение Приложение Б
Расчёт в программе Mathcad

$\text{ЧДД}_8 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^8} = 3.777 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_8 := \text{ЧДД}_7 + \text{ЧДД}_8 = 1.968 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_9 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^9} = 3.497 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_9 := \text{ЧДД}_8 + \text{ЧДД}_9 = 2.318 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{10} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{10}} = 3.238 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{10} := \text{ЧДД}_9 + \text{ЧДД}_{10} = 2.642 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{11} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{11}} = 2.998 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{11} := \text{ЧДД}_{10} + \text{ЧДД}_{11} = 2.942 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{12} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{12}} = 2.776 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{12} := \text{ЧДД}_{11} + \text{ЧДД}_{12} = 3.219 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{13} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{13}} = 2.571 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{13} := \text{ЧДД}_{12} + \text{ЧДД}_{13} = 3.476 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{14} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{14}} = 2.38 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{14} := \text{ЧДД}_{13} + \text{ЧДД}_{14} = 3.714 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{15} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{15}} = 2.204 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{15} := \text{ЧДД}_{14} + \text{ЧДД}_{15} = 3.935 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{16} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{16}} = 2.041 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{16} := \text{ЧДД}_{15} + \text{ЧДД}_{16} = 4.139 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{17} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{17}} = 1.889 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{17} := \text{ЧДД}_{16} + \text{ЧДД}_{17} = 4.328 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{18} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{18}} = 1.749 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{18} := \text{ЧДД}_{17} + \text{ЧДД}_{18} = 4.503 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{19} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{19}} = 1.62 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{19} := \text{ЧДД}_{18} + \text{ЧДД}_{19} = 4.665 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{20} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{20}} = 1.5 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{20} := \text{ЧДД}_{19} + \text{ЧДД}_{20} = 4.815 \times 10^6$

Продолжение Приложение Б
Расчёт в программе Mathcad

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



Продолжение Приложение Б
Расчёт в программе Mathcad

Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_2} + 1 = 6.492$$

ИДД > 1, следовательно, проект экономически эффективен.

*Определить простой и дисконтированный сроки окупаемости.

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

Чистый доход:

$\text{ЧД}_1 := \text{Э}_1 = -3.658 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_1 := \text{ЧД}_1 = -3.658 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_2 := \text{Э}_2 = -5.411 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_2 := \text{ЧД}_1 + \text{ЧД}_2 = -9.069 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_3 := \text{Э} = 6.991 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_3 := \text{ЧД}_2 + \text{ЧД}_3 = -2.078 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_4 := \text{Э} = 6.991 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_4 := \text{ЧД}_3 + \text{ЧД}_4 = 4.913 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_5 := \text{Э} = 6.991 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_5 := \text{ЧД}_4 + \text{ЧД}_5 = 1.19 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_6 := \text{Э} = 6.991 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_6 := \text{ЧД}_5 + \text{ЧД}_6 = 1.889 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_7 := \text{Э} = 6.991 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_7 := \text{ЧД}_6 + \text{ЧД}_7 = 2.589 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_8 := \text{Э} = 6.991 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_8 := \text{ЧД}_7 + \text{ЧД}_8 = 3.288 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_9 := \text{Э} = 6.991 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_9 := \text{ЧД}_8 + \text{ЧД}_9 = 3.987 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{10} := \text{Э} = 6.991 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_{10} := \text{ЧД}_9 + \text{ЧД}_{10} = 4.686 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{11} := \text{Э} = 6.991 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_{11} := \text{ЧД}_{10} + \text{ЧД}_{11} = 5.385 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{12} := \text{Э} = 6.991 \times 10^5$	тыс.руб		

Продолжение Приложение Б
Расчёт в программе Mathcad

		$чД_{12} := чД_{11} + чД_{12} = 6.084 \times 10^6$	тыс.руб
$чД_{13} := Э = 6.991 \times 10^5$	тыс.руб		
		$чД_{13} := чД_{12} + чД_{13} = 6.783 \times 10^6$	тыс.руб
$чД_{14} := Э = 6.991 \times 10^5$	тыс.руб		
		$чД_{14} := чД_{13} + чД_{14} = 7.482 \times 10^6$	тыс.руб
$чД_{15} := Э = 6.991 \times 10^5$	тыс.руб		
		$чД_{15} := чД_{14} + чД_{15} = 8.181 \times 10^6$	тыс.руб
$чД_{16} := Э = 6.991 \times 10^5$	тыс.руб		
		$чД_{16} := чД_{15} + чД_{16} = 8.88 \times 10^6$	тыс.руб
$чД_{17} := Э = 6.991 \times 10^5$	тыс.руб		
		$чД_{17} := чД_{16} + чД_{17} = 9.58 \times 10^6$	тыс.руб
$чД_{18} := Э = 6.991 \times 10^5$	тыс.руб		
		$чД_{18} := чД_{17} + чД_{18} = 1.028 \times 10^7$	тыс.руб
$чД_{19} := Э = 6.991 \times 10^5$	тыс.руб		
		$чД_{19} := чД_{18} + чД_{19} = 1.098 \times 10^7$	тыс.руб
$чД_{20} := Э = 6.991 \times 10^5$	тыс.руб		
		$чД_{20} := чД_{19} + чД_{20} = 1.168 \times 10^7$	тыс.руб

чД := $\left(\begin{array}{l} чД_1. \\ чД_2. \\ чД_3. \\ чД_4. \\ чД_5. \\ чД_6. \\ чД_7. \\ чД_8. \\ чД_9. \\ чД_{10}. \\ чД_{11}. \\ чД_{12}. \\ чД_{13}. \\ чД_{14}. \\ чД_{15}. \\ чД_{16}. \\ чД_{17}. \\ чД_{18}. \\ чД_{19}. \\ чД_{20}. \end{array} \right)$

Продолжение Приложение Б
Расчёт в программе Mathcad



Простой срок окупаемости составит 2 года 8 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 2 года 5 месяцев.

*Рассчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

$$R_t := \frac{\mathcal{E}_t}{K} \cdot 100$$

$$R_1 := \frac{\mathcal{E}_1}{K_2} \cdot 100 = -41.726 \quad \%$$

$$R_2 := \frac{\mathcal{E}_2}{K_2} \cdot 100 = -61.726 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\mathcal{E}_3}{K_2} \cdot 100 = 79.748 \quad \%$$

Выводы: Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 762.300 миллионов руб. составит 2 года и 8 месяцев. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД > 1 (ИДД = 6.492). Рентабельность проекта составит 79.748% в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V	dV	Delta
База	1	Амурская 220 кВ	220	1			84,7	-15,3	233	233	5,91	
Нагр	2	Ледяная 220 кВ	220	1						232,48	5,67	-0,87
Нагр	3	Ледяная Н1	220	1						231	5	-1,81
Нагр	4	Ледяная Н2	220	1						231	5	-1,81
Нагр	5	Ледяная 35 кВ	35	1	6,8	2				36,72	4,91	-1,81
Нагр	6	Ледяная 10 кВ	10	1	4	1,9				11,06	5,35	-2,08
Нагр	7	ГПП 220 кВ	220	1						232,39	5,63	-0,91
Нагр	8	ГПП Н1	220	1						223,01	1,37	-1,15
Нагр	9	ГПП Н2	220	1						223,01	1,37	-1,15
Нагр	10	ГПП 110 кВ	110	1						111,51	1,37	-1,15
Нагр	11	ГПП 35 кВ	35	1	4,4	2				35,31	0,89	-1,65
Нагр	12	Восточная 220 кВ	220	1						232,47	5,67	-0,88
Нагр	13	Восточная Н1	220	1						232,37	5,62	-0,91
Нагр	14	Восточная Н2	220	1						232,37	5,62	-0,91
Нагр	15	Восточная 10 кВ	10	1	0,4	0,3				11,15	6,23	-0,91
Нагр	16	Восточная 10 кВ	10	1	0,4	0,3				11,15	6,23	-0,91
Нагр	17	Ледяная/т 220 кВ	220	1						232,47	5,67	-0,91
Нагр	18	Ледяная/т Н1	220	1						230,04	4,56	-1,61
Нагр	19	Ледяная/т Н2	220	1						230,04	4,56	-1,61
Нагр	20	Ледяная/т 27.5 кВ	28	1	5,5	4,8				28,75	4,54	-1,6
Нагр	21	Ледяная/т 10 кВ	10	1	2,7	1,8				11,02	4,93	-1,79
Нагр	22	Шимановск 220 кВ	220	1						232,46	5,66	-1,42
Нагр	23	Шимановск Н1	220	1						229,46	4,3	-1,97
Нагр	24	Шимановск Н2	220	1						229,46	4,3	-1,97
Нагр	25	Шимановск 35 кВ	35	1	2,8	1,1				36,48	4,22	-1,96
Нагр	26	Шимановск 10 кВ	10	1	1	0,4				11,01	4,83	-2,05
Нагр	27	Шимановск/т 220 кВ	220	1						232,02	5,46	-1,49
Нагр	28	Шимановск/т Н1	220	1						228,66	3,94	-2,48
Нагр	29	Шимановск/т Н2	220	1						228,66	3,94	-2,48
Нагр	30	Шимановск/т 27 кВ	28	1	9,3	7				28,57	3,9	-2,46
Нагр	31	Шимановск/т 10 кВ	10	1	2	2				10,95	4,27	-2,61
Нагр	32	Мухинская/т 220 кВ	220	1						232,11	5,5	-2,02
Нагр	33	Мухинская/т Н1	220	1						231,32	5,15	-2,29
Нагр	34	Мухинская/т Н2	220	1						231,32	5,15	-2,29
Нагр	35	Мухинская/т 27 кВ	28	1	2,2	1,2				28,91	5,14	-2,29
Нагр	36	Мухинская/т 10 кВ	10	1	1	1				11,09	5,62	-2,36
Нагр	37	НПС 24 220 кВ	220	1						231,96	5,44	-2,17
Нагр	38	НПС 24 Н1	220	1						231,54	5,24	-2,85
Нагр	39	НПС 24 Н2	220	1						231,54	5,24	-2,85
Нагр	40	НПС 24 10 кВ	10	1	4	0,5				11,11	5,82	-2,84
Нагр	41	НПС 24 10 кВ	10	1	4	0,5				11,11	5,82	-2,84
Нагр	42	Сиваки/т 220 кВ	220	1						231,57	5,26	-2,45
Нагр	43	Сиваки/т Н1	220	1						229,46	4,3	-3,12
Нагр	44	Сиваки/т Н2	220	1						229,46	4,3	-3,12
Нагр	45	Сиваки/т 27 кВ	28	1	4	3,7				28,68	4,28	-3,11
Нагр	46	Сиваки/т 10 кВ	10	1	3,7	2				10,99	4,63	-3,37
Нагр	47	Чалганы/т 220 кВ	220	1						230,51	4,78	-2,75
Нагр	48	Чалганы/т Н1	220	1						223,87	1,76	-4,33
Нагр	49	Чалганы/т Н2	220	1						223,87	1,76	-4,33
Нагр	50	Чалганы/т 27 кВ	28	1	10,7	10,3				27,97	1,72	-4,31
Нагр	51	Чалганы/т 10 кВ	10	1	7	7				10,65	1,41	-4,82
Нагр	52	Сиваки 220 кВ	220	1						231,56	5,26	-2,47
Нагр	53	Сиваки Н1	220	1						222,49	1,13	-2,52
Нагр	54	Сиваки Н2	220	1						222,49	1,13	-2,52
Нагр	55	Сиваки 110 кВ	110	1	1	0,8				111,24	1,13	-2,52
Нагр	56	Сиваки 35 кВ	35	1						35,38	1,07	-2,52
Нагр	57	Ключевая 220 кВ	220	1						230,85	4,93	-2,74
Нагр	58	Ключевая Н1	220	1						227,21	3,28	-3,57
Нагр	59	Ключевая Н2	220	1						227,21	3,28	-3,57
Нагр	60	Ключевая 35 кВ	35	1	3,6	1,5				36,12	3,2	-3,56
Нагр	61	Ключевая 10 кВ	10	1	2	1				10,82	3,06	-3,73

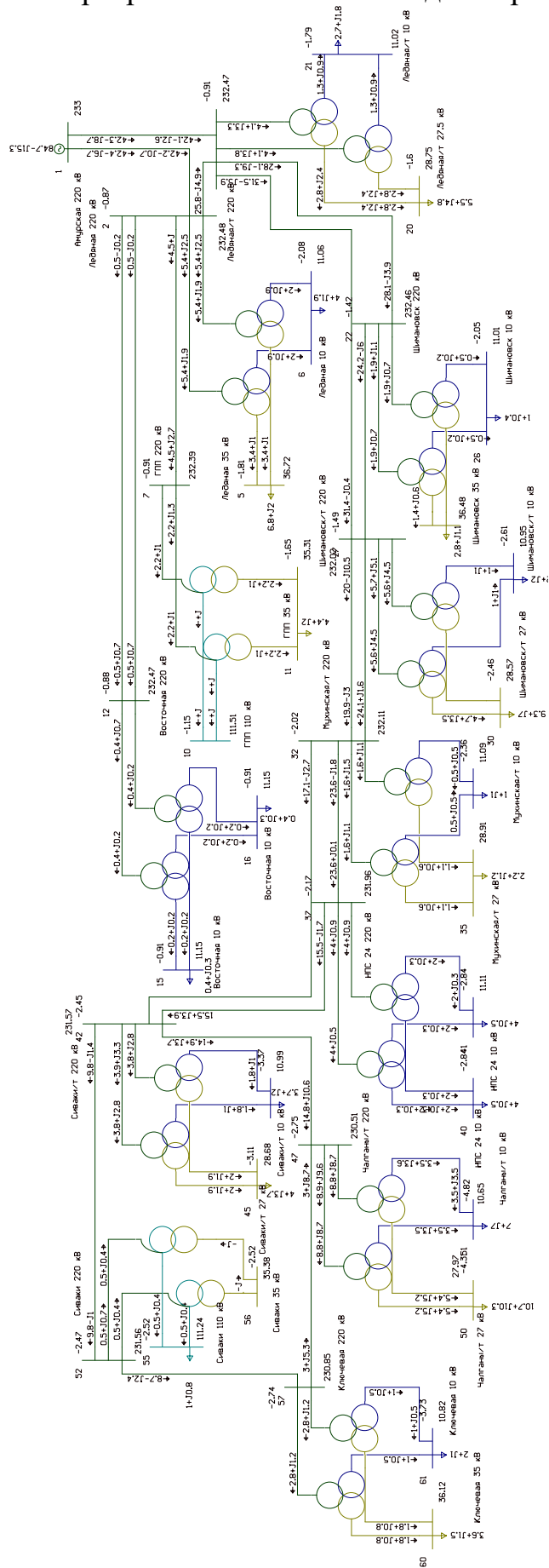
Продолжение Приложение В

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Доп_рас	I_загр.	
ЛЭП	1	2	Амурская 220 кВ - Ледяная 220 кВ	4,53	19,16	-122,4					-42	7	106	1000	10,6
ЛЭП	2	7	Ледяная 220 кВ - ГПП 220 кВ	1,86	8,07	-49,2					-4	0	13	600	2,2
ЛЭП	2	12	Ледяная 220 кВ - Восточная 220 кВ	0,69	2,82	-17					0	0	2	600	0,4
ЛЭП	2	12	Ледяная 220 кВ - Восточная 220 кВ	0,69	2,82	-17					0	0	2	600	0,4
ЛЭП	2	17	Ледяная 220 кВ - Ледяная/т 220 кВ	0,31	1,04	-6,6					-26	5	66	630	10,4
ЛЭП	1	17	Амурская 220 кВ - Ледяная/т 220 кВ	5,56	19,53	-123					-42	9	107	630	17
ЛЭП	17	22	Ледяная/т 220 кВ - Шимановск 220 кВ	3,87	16,34	-104,4					-28	9	74	630	11,7
ЛЭП	17	27	Ледяная/т 220 кВ - Шимановск/т 220 кВ	4,99	17,03	-107,2					-31	6	80	630	12,6
ЛЭП	22	32	Шимановск 220 кВ - Мухинская/т 220 кВ	5,47	22,87	-146					-24	6	62	630	9,8
ЛЭП	27	32	Шимановск/т 220 кВ - Мухинская/т 220 кВ	6,63	22,62	-142,6					-20	11	56	630	8,9
ЛЭП	32	37	Мухинская/т 220 кВ - НПС 24 220 кВ	1,67	6,15	-36,8					-24	2	59	630	9,4
ЛЭП	32	42	Мухинская/т 220 кВ - Сиваки/т 220 кВ	5,52	24,33	-150,2					-17	3	44	630	7,1
ЛЭП	37	42	НПС 24 220 кВ - Сиваки/т 220 кВ	4,72	17,17	-104,2					-16	2	40	630	6,3
ЛЭП	42	47	Сиваки/т 220 кВ - Чалганы/т 220 кВ	5,95	21,65	-131,4					-15	-4	46	630	7,2
ЛЭП	42	52	Сиваки/т 220 кВ - Сиваки 220 кВ	0,24	1,09	-6,7					-10	1	25	630	3,9
ЛЭП	52	57	Сиваки 220 кВ - Ключевая 220 кВ	7,44	32,24	-204,9					-9	2	30	630	4,8
ЛЭП	47	57	Чалганы/т 220 кВ - Ключевая 220 кВ	2,92	9,95	-62,7					3	9	23	630	3,6
Тр-р	57	58	Ключевая 220 кВ - Ключевая Н1	5,7	275	5,7	0,991	8	1	-3	-2	8	66	12,3	
Тр-р	57	59	Ключевая 220 кВ - Ключевая Н2	5,7	275	5,7	0,991	8	1	-3	-2	8	66	12,3	
Тр-р	58	60	Ключевая Н1 - Ключевая 35 кВ	5,7			0,159			-2	-1	5	66	7,5	
Тр-р	59	60	Ключевая Н2 - Ключевая 35 кВ	5,7			0,159			-2	-1	5	66	7,5	
Тр-р	58	61	Ключевая Н1 - Ключевая 10 кВ	5,7	148		0,048			-1	-1	3	66	4,3	
Тр-р	59	61	Ключевая Н2 - Ключевая 10 кВ	5,7	148		0,048			-1	-1	3	66	4,3	
Тр-р	37	38	НПС 24 220 кВ - НПС 24 Н1	5,6	158,7	6,8	1	8	2	-4	-1	10	66	15,6	
Тр-р	37	39	НПС 24 220 кВ - НПС 24 Н2	5,6	158,7	6,8	1	8	2	-4	-1	10	66	15,6	
Тр-р	38	40	НПС 24 Н1 - НПС 24 10 кВ	5,6			0,048			-2	0	5	66	7,6	
Тр-р	39	40	НПС 24 Н2 - НПС 24 10 кВ	5,6			0,048			-2	0	5	66	7,6	
Тр-р	39	41	НПС 24 Н2 - НПС 24 10 кВ	5,6			0,048			-2	0	5	66	7,6	
Тр-р	38	41	НПС 24 Н1 - НПС 24 10 кВ	5,6			0,048			-2	0	5	66	7,6	
Тр-р	22	23	Шимановск 220 кВ - Шимановск Н1	5,7	275	5,7	0,991	8	1	-2	-1	5	66	8,3	
Тр-р	22	24	Шимановск 220 кВ - Шимановск Н2	5,7	275	5,7	0,991	8	1	-2	-1	5	66	8,3	
Тр-р	23	25	Шимановск Н1 - Шимановск 35 кВ	5,7			0,159			-1	-1	4	66	5,8	
Тр-р	24	25	Шимановск Н2 - Шимановск 35 кВ	5,7			0,159			-1	-1	4	66	5,8	
Тр-р	23	26	Шимановск Н1 - Шимановск 10 кВ	5,7	148		0,048			0	0	1	66	2,1	
Тр-р	24	26	Шимановск Н2 - Шимановск 10 кВ	5,7	148		0,048			0	0	1	66	2,1	
Тр-р	2	3	Ледяная 220 кВ - Ледяная Н1	3,6	165	8,3	1	8	3	-5	-2	15	105	14,1	
Тр-р	2	4	Ледяная 220 кВ - Ледяная Н2	3,6	165	8,3	1	8	3	-5	-2	15	105	14,1	
Тр-р	3	5	Ледяная Н1 - Ледяная 35 кВ	3,6			0,159			-3	-1	9	105	8,5	
Тр-р	4	5	Ледяная Н2 - Ледяная 35 кВ	3,6			0,159			-3	-1	9	105	8,5	
Тр-р	3	6	Ледяная Н1 - Ледяная 10 кВ	3,6	125		0,048			-2	-1	6	105	5,3	
Тр-р	4	6	Ледяная Н2 - Ледяная 10 кВ	3,6	125		0,048			-2	-1	6	105	5,3	
Тр-р	47	48	Чалганы/т 220 кВ - Чалганы/т Н1	3,9	165	8,3	1	8	4	-9	-10	33	105	31,3	
Тр-р	47	49	Чалганы/т 220 кВ - Чалганы/т Н2	3,9	165	8,3	1	8	4	-9	-10	33	105	31,3	
Тр-р	48	50	Чалганы/т Н1 - Чалганы/т 27 кВ	3,9			0,125			-5	-5	19	105	18,3	
Тр-р	49	50	Чалганы/т Н2 - Чалганы/т 27 кВ	3,9			0,125			-5	-5	19	105	18,3	
Тр-р	48	51	Чалганы/т Н1 - Чалганы/т 10 кВ	3,9	125		0,048			-3	-4	13	105	12,3	
Тр-р	49	51	Чалганы/т Н2 - Чалганы/т 10 кВ	3,9	125		0,048			-3	-4	13	105	12,3	
Тр-р	42	43	Сиваки/т 220 кВ - Сиваки/т Н1	3,9	165	8,3	1	8	4	-4	-3	13	105	12,2	
Тр-р	42	44	Сиваки/т 220 кВ - Сиваки/т Н2	3,9	165	8,3	1	8	4	-4	-3	13	105	12,2	
Тр-р	43	45	Сиваки/т Н1 - Сиваки/т 27 кВ	3,9			0,125			-2	-2	7	105	6,6	
Тр-р	44	45	Сиваки/т Н2 - Сиваки/т 27 кВ	3,9			0,125			-2	-2	7	105	6,6	
Тр-р	43	46	Сиваки/т Н1 - Сиваки/т 10 кВ	3,9	125		0,048			-2	-1	5	105	5	
Тр-р	44	46	Сиваки/т Н2 - Сиваки/т 10 кВ	3,9	125		0,048			-2	-1	5	105	5	
Тр-р	27	28	Шимановск/т 220 кВ - Шимановск/т Н1	3,9	165	8,3	1	8	4	-6	-5	19	105	18,1	
Тр-р	27	29	Шимановск/т 220 кВ - Шимановск/т Н2	3,9	165	8,3	1	8	4	-6	-5	19	105	18,1	
Тр-р	28	30	Шимановск/т Н1 - Шимановск/т 27 кВ	3,9			0,125			-5	-4	15	105	14	
Тр-р	29	30	Шимановск/т Н2 - Шимановск/т 27 кВ	3,9			0,125			-5	-4	15	105	14	
Тр-р	28	31	Шимановск/т Н1 - Шимановск/т 10 кВ	3,9	125		0,048			-1	-1	4	105	3,4	
Тр-р	29	31	Шимановск/т Н2 - Шимановск/т 10 кВ	3,9	125		0,048			-1	-1	4	105	3,4	
Тр-р	17	18	Ледяная/т 220 кВ - Ледяная/т Н1	3,9	165	8,3	1	8	4	-4	-4	14	105	13,3	
Тр-р	17	19	Ледяная/т 220 кВ - Ледяная/т Н2	3,9	165	8,3	1	8	4	-4	-4	14	105	13,3	
Тр-р	18	20	Ледяная/т Н1 - Ледяная/т 27,5 кВ	3,9			0,125			-3	-2	9	105	8,8	
Тр-р	19	20	Ледяная/т Н2 - Ледяная/т 27,5 кВ	3,9			0,125			-3	-2	9	105	8,8	
Тр-р	18	21	Ледяная/т Н1 - Ледяная/т 10 кВ	3,9	125		0,048			-1	-1	4	105	3,9	
Тр-р	19	21	Ледяная/т Н2 - Ледяная/т 10 кВ	3,9	125		0,048			-1	-1	4	105	3,9	
Тр-р	7	8	ГПП 220 кВ - ГПП Н1	1,4	104	6	0,962	8	5	-2	-1	6	165	3,9	
Тр-р	7	9	ГПП 220 кВ - ГПП Н2	1,4	104	6	0,962	8	5	-2	-1	6	165	3,9	
Тр-р	8	10	ГПП Н1 - ГПП 110 кВ	1,4			0,5			0	0	0	165	0	
Тр-р	9	10	ГПП Н2 - ГПП 110 кВ	1,4			0,5			0	0	0	165	0	
Тр-р	8	11	ГПП Н1 - ГПП 35 кВ	2,8	196		0,159			-2	-1	6	83	7,6	
Тр-р	9	11	ГПП Н2 - ГПП 35 кВ	2,8	196		0,159			-2	-1	6	83	7,6	
Тр-р	52	53	Сиваки 220 кВ - Сиваки Н1	1,4	104	6	0,962	8	5	-1	-1	2	165	1,3	
Тр-р	52	54	Сиваки 220 кВ - Сиваки Н2	1,4	104	6	0,962	8	5	-1	-1	2	165	1,3	
Тр-р	53	55	Сиваки Н1 - Сиваки 110 кВ	1,4			0,5			-1	0	2	165	1	
Тр-р	54	55	Сиваки Н2 - Сиваки 110 кВ	1,4			0,5			-1	0	2	165	1	
Тр-р	53	56	Сиваки Н1 - Сиваки 35 кВ	2,8	196		0,159			0	0	0	83	0	
Тр-р	54	56	Сиваки Н2 - Сиваки 35 кВ	2,8	196		0,159			0	0	0	83	0	
Тр-р	12	13	Восточная 220 кВ - Восточная Н1	3,9	101	9,5	1	8	2	0	-1	2	165	1,3	
Тр-р	12	14	Восточная 220 кВ - Восточная Н2	3,9	101	9,5	1	8	2	0	-1	2	165	1,3	
Тр-р	13	15	Восточная Н1 - Восточная 10 кВ	3,9			0,048			0	0	1	165	0,4	
Тр-р	14	15	Восточная Н2 - Восточная 10 кВ	3,9			0,048			0	0	1	165	0,4	
Тр-р	14	16	Восточная Н2 - Восточная 10 кВ	3,9			0,048			0	0	1	165	0,4	
Тр-р	13	16	Восточная Н1 - Восточная 10 кВ	3,9			0,048			0	0	1	165	0,4	
Тр-р	32	33	Мухинская/т 220 кВ - Мухинская/т Н1	3,9	165	8,3	1	8	4	-2	-2	6	105	5,3	
Тр-р	32	34	Мухинская/т 220 кВ - Мухинская/т Н2	3,9	165	8,3	1	8	4	-2	-2	6	105	5,3	
Тр-р	33	35	Мухинская/т Н1 - Мухинская/т 27 кВ	3,9			0,125			-1	-1	3	105	3	
Тр-р	34	35	Мухинская/т Н2 - Мухинская/т 27 кВ	3,9			0,125			-1	-1	3	105	3	
Тр-р	33	36	Мухинская/т Н1 - Мухинская/т 10 кВ	3,9	125		0,048			0	-1	2	105	1,7	
Тр-р	34	36	Мухинская/т Н2 - Мухинская/т 10 кВ	3,9	125		0,048			0	-1	2	105	1,7	

Продолжение Приложение В

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима



Продолжение Приложение В
Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V	dV	Delta
База	1	Амурская 220 кВ	220	1			84,8	-6,3	233	233	5,91	
Нагр	2	Ледяная 220 кВ	220	1						231,7	5,32	-1,74
Нагр	3	Ледяная Н1	220	1						230,18	4,63	-2,69
Нагр	4	Ледяная Н2	220	1						230,18	4,63	-2,69
Нагр	5	Ледяная 35 кВ	35	1	6,8	2				36,59	4,54	-2,68
Нагр	6	Ледяная 10 кВ	10	1	4	1,9				11,02	4,97	-2,96
Нагр	7	ГПП 220 кВ	220	1						231,62	5,28	-1,78
Нагр	8	ГПП Н1	220	1						222,25	1,02	-2,02
Нагр	9	ГПП Н2	220	1						222,25	1,02	-2,02
Нагр	10	ГПП 110 кВ	110	1						111,13	1,02	-2,02
Нагр	11	ГПП 35 кВ	35	1	4,4	2				35,19	0,55	-2,52
Нагр	12	Восточная 220 кВ	220	1						231,7	5,32	-1,74
Нагр	13	Восточная Н1	220	1						231,56	5,26	-1,78
Нагр	14	Восточная Н2	220	1						231,56	5,26	-1,78
Нагр	15	Восточная 10 кВ	10	1	0,4	0,3				11,11	5,85	-1,78
Нагр	16	Восточная 10 кВ	10	1	0,4	0,3				11,11	5,85	-1,78
Нагр	17	Ледяная/т 220 кВ	220	1						231,64	5,29	-1,82
Нагр	18	Ледяная/т Н1	220	1						229,18	4,17	-2,53
Нагр	19	Ледяная/т Н2	220	1						229,18	4,17	-2,53
Нагр	20	Ледяная/т 27.5 кВ	28	1	5,5	4,8				28,64	4,15	-2,52
Нагр	21	Ледяная/т 10 кВ	10	1	2,7	1,8				10,98	4,53	-2,71
Нагр	22	Шимановск 220 кВ	220	1						231,61	5,28	-2,33
Нагр	23	Шимановск Н1	220	1						228,58	3,9	-2,89
Нагр	24	Шимановск Н2	220	1						228,58	3,9	-2,89
Нагр	25	Шимановск 35 кВ	35	1	2,8	1,1				36,34	3,83	-2,89
Нагр	26	Шимановск 10 кВ	10	1	1	0,4				10,97	4,43	-2,97
Нагр	27	Шимановск/т 220 кВ	220	1						231,16	5,07	-2,41
Нагр	28	Шимановск/т Н1	220	1						227,77	3,53	-3,4
Нагр	29	Шимановск/т Н2	220	1						227,77	3,53	-3,4
Нагр	30	Шимановск/т 27 кВ	28	1	9,3	7				28,46	3,5	-3,39
Нагр	31	Шимановск/т 10 кВ	10	1	2	2				10,91	3,86	-3,53
Нагр	32	Мухинская/т 220 кВ	220	1						231,23	5,1	-2,93
Нагр	33	Мухинская/т Н1	220	1						230,41	4,73	-3,21
Нагр	34	Мухинская/т Н2	220	1						230,41	4,73	-3,21
Нагр	35	Мухинская/т 27 кВ	28	1	2,2	1,2				28,8	4,72	-3,21
Нагр	36	Мухинская/т 10 кВ	10	1	1	1				11,05	5,2	-3,28
Нагр	37	НПС 24 220 кВ	220	1						231,07	5,03	-3,09
Нагр	38	НПС 24 Н1	220	1						230,62	4,83	-3,77
Нагр	39	НПС 24 Н2	220	1						230,62	4,83	-3,77
Нагр	40	НПС 24 10 кВ	10	1	4	0,5				11,07	5,4	-3,77
Нагр	41	НПС 24 10 кВ	10	1	4	0,5				11,07	5,4	-3,77
Нагр	42	Сиваки/т 220 кВ	220	1						230,66	4,85	-3,37
Нагр	43	Сиваки/т Н1	220	1						228,52	3,87	-4,05
Нагр	44	Сиваки/т Н2	220	1						228,52	3,87	-4,05
Нагр	45	Сиваки/т 27 кВ	28	1	4	3,7				28,56	3,86	-4,04
Нагр	46	Сиваки/т 10 кВ	10	1	3,7	2				10,94	4,2	-4,3
Нагр	47	Чалганы/т 220 кВ	220	1						229,6	4,36	-3,67
Нагр	48	Чалганы/т Н1	220	1						222,9	1,32	-5,27
Нагр	49	Чалганы/т Н2	220	1						222,9	1,32	-5,27
Нагр	50	Чалганы/т 27 кВ	28	1	10,7	10,3				27,85	1,28	-5,25
Нагр	51	Чалганы/т 10 кВ	10	1	7	7				10,6	0,96	-5,76
Нагр	52	Сиваки 220 кВ	220	1						230,66	4,85	-3,38
Нагр	53	Сиваки Н1	220	1						221,61	0,73	-3,44
Нагр	54	Сиваки Н2	220	1						221,61	0,73	-3,44
Нагр	55	Сиваки 110 кВ	110	1	1	0,8				110,8	0,73	-3,44
Нагр	56	Сиваки 35 кВ	35	1						35,24	0,67	-3,44
Нагр	57	Ключевая 220 кВ	220	1						229,94	4,52	-3,66
Нагр	58	Ключевая Н1	220	1						226,28	2,85	-4,49
Нагр	59	Ключевая Н2	220	1						226,28	2,85	-4,49
Нагр	60	Ключевая 35 кВ	35	1	3,6	1,5				35,97	2,77	-4,49
Нагр	61	Ключевая 10 кВ	10	1	2	1				10,78	2,63	-4,66

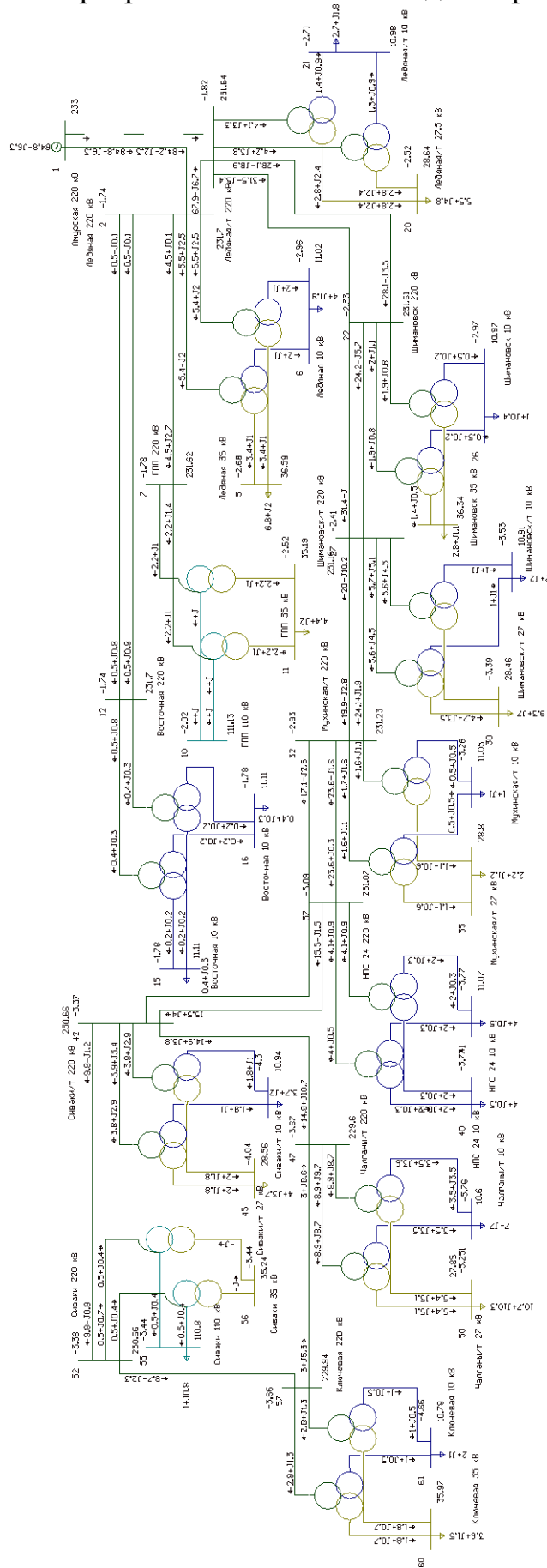
Продолжение Приложение В

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Iдоп_расч	I загр.	
ЛЭП		1	2 Амурская 220 кВ - Ледяная 220 кВ		4,53	19,16	-122,4				-85	6	211	1000	21,1
ЛЭП		2	7 Ледяная 220 кВ - ГПП 220 кВ		1,86	8,07	-49,2				-4	0	13	600	2,2
ЛЭП		2	12 Ледяная 220 кВ - Восточная 220 кВ		0,69	2,82	-17				0	0	2	600	0,4
ЛЭП		2	12 Ледяная 220 кВ - Восточная 220 кВ		0,69	2,82	-17				0	0	2	600	0,4
ЛЭП		2	17 Ледяная 220 кВ - Ледяная/т 220 кВ		0,31	1,04	-6,6				-68	7	170	630	27
ЛЭП		1	17 Амурская 220 кВ - Ледяная/т 220 кВ		5,56	19,53	-123							630	
ЛЭП		17	22 Ледяная/т 220 кВ - Шимановск 220 кВ		3,87	16,34	-104,4				-28	9	74	630	11,7
ЛЭП		17	27 Ледяная/т 220 кВ - Шимановск/т 220 кВ		4,99	17,03	-107,2				-31	5	80	630	12,6
ЛЭП		22	32 Шимановск 220 кВ - Мухинская/т 220 кВ		5,47	22,87	-146				-24	6	62	630	9,8
ЛЭП		27	32 Шимановск/т 220 кВ - Мухинская/т 220 кВ		6,63	22,62	-142,6				-20	10	56	630	8,9
ЛЭП		32	37 Мухинская/т 220 кВ - НПС 24 220 кВ		1,67	6,15	-36,8				-24	2	59	630	9,4
ЛЭП		32	42 Мухинская/т 220 кВ - Сиваки/т 220 кВ		5,52	24,33	-150,2				-17	2	45	630	7,1
ЛЭП		37	42 НПС 24 220 кВ - Сиваки/т 220 кВ		4,72	17,17	-104,2				-16	1	40	630	6,4
ЛЭП		42	47 Сиваки/т 220 кВ - Чалганы/т 220 кВ		5,95	21,65	-131,4				-15	-4	46	630	7,3
ЛЭП		42	52 Сиваки/т 220 кВ - Сиваки 220 кВ		0,24	1,09	-6,7				-10	1	25	630	3,9
ЛЭП		52	57 Сиваки 220 кВ - Ключевая 220 кВ		7,44	32,24	-204,9				-9	2	31	630	4,9
ЛЭП		47	57 Чалганы/т 220 кВ - Ключевая 220 кВ		2,92	9,95	-62,7				3	9	23	630	3,7
Тр-р		57	58 Ключевая 220 кВ - Ключевая Н1		5,7	275	5,7	0,991	8	1	-3	-2	8	66	12,4
Тр-р		57	59 Ключевая 220 кВ - Ключевая Н2		5,7	275	5,7	0,991	8	1	-3	-2	8	66	12,4
Тр-р		58	60 Ключевая Н1 - Ключевая 35 кВ		5,7			0,159			-2	-1	5	66	7,5
Тр-р		59	60 Ключевая Н2 - Ключевая 35 кВ		5,7			0,159			-2	-1	5	66	7,5
Тр-р		58	61 Ключевая Н1 - Ключевая 10 кВ		5,7	148		0,048			-1	-1	3	66	4,3
Тр-р		59	61 Ключевая Н2 - Ключевая 10 кВ		5,7	148		0,048			-1	-1	3	66	4,3
Тр-р		37	38 НПС 24 220 кВ - НПС 24 Н1		5,6	158,7	6,8	1	8	2	-4	-1	10	66	15,7
Тр-р		37	39 НПС 24 220 кВ - НПС 24 Н2		5,6	158,7	6,8	1	8	2	-4	-1	10	66	15,7
Тр-р		38	40 НПС 24 Н1 - НПС 24 10 кВ		5,6			0,048			-2	0	5	66	7,6
Тр-р		39	40 НПС 24 Н2 - НПС 24 10 кВ		5,6			0,048			-2	0	5	66	7,6
Тр-р		39	41 НПС 24 Н2 - НПС 24 10 кВ		5,6			0,048			-2	0	5	66	7,6
Тр-р		38	41 НПС 24 Н1 - НПС 24 10 кВ		5,6			0,048			-2	0	5	66	7,6
Тр-р		22	23 Шимановск 220 кВ - Шимановск Н1		5,7	275	5,7	0,991	8	1	-2	-1	6	66	8,4
Тр-р		22	24 Шимановск 220 кВ - Шимановск Н2		5,7	275	5,7	0,991	8	1	-2	-1	6	66	8,4
Тр-р		23	25 Шимановск Н1 - Шимановск 35 кВ		5,7			0,159			-1	-1	4	66	5,8
Тр-р		24	25 Шимановск Н2 - Шимановск 35 кВ		5,7			0,159			-1	-1	4	66	5,8
Тр-р		23	26 Шимановск Н1 - Шимановск 10 кВ		5,7	148		0,048			-1	0	1	66	2,1
Тр-р		24	26 Шимановск Н2 - Шимановск 10 кВ		5,7	148		0,048			-1	0	1	66	2,1
Тр-р		2	3 Ледяная 220 кВ - Ледяная Н1		3,6	165	8,3	1	8	3	-5	-3	15	105	14,2
Тр-р		2	4 Ледяная 220 кВ - Ледяная Н2		3,6	165	8,3	1	8	3	-5	-3	15	105	14,2
Тр-р		3	5 Ледяная Н1 - Ледяная 35 кВ		3,6			0,159			-3	-1	9	105	8,5
Тр-р		4	5 Ледяная Н2 - Ледяная 35 кВ		3,6			0,159			-3	-1	9	105	8,5
Тр-р		3	6 Ледяная Н1 - Ледяная 10 кВ		3,6	125		0,048			-2	-1	6	105	5,3
Тр-р		4	6 Ледяная Н2 - Ледяная 10 кВ		3,6	125		0,048			-2	-1	6	105	5,3
Тр-р		47	48 Чалганы/т 220 кВ - Чалганы/т Н1		3,9	165	8,3	1	8	4	-9	-10	33	105	31,5
Тр-р		47	49 Чалганы/т 220 кВ - Чалганы/т Н2		3,9	165	8,3	1	8	4	-9	-10	33	105	31,5
Тр-р		48	50 Чалганы/т Н1 - Чалганы/т 27 кВ		3,9			0,125			-5	-5	19	105	18,3
Тр-р		49	50 Чалганы/т Н2 - Чалганы/т 27 кВ		3,9			0,125			-5	-5	19	105	18,3
Тр-р		48	51 Чалганы/т Н1 - Чалганы/т 10 кВ		3,9	125		0,048			-4	-4	13	105	12,3
Тр-р		49	51 Чалганы/т Н2 - Чалганы/т 10 кВ		3,9	125		0,048			-4	-4	13	105	12,3
Тр-р		42	43 Сиваки/т 220 кВ - Сиваки/т Н1		3,9	165	8,3	1	8	4	-4	-3	13	105	12,3
Тр-р		42	44 Сиваки/т 220 кВ - Сиваки/т Н2		3,9	165	8,3	1	8	4	-4	-3	13	105	12,3
Тр-р		43	45 Сиваки/т Н1 - Сиваки/т 27 кВ		3,9			0,125			-2	-2	7	105	6,6
Тр-р		44	45 Сиваки/т Н2 - Сиваки/т 27 кВ		3,9			0,125			-2	-2	7	105	6,6
Тр-р		43	46 Сиваки/т Н1 - Сиваки/т 10 кВ		3,9	125		0,048			-2	-1	5	105	5,1
Тр-р		44	46 Сиваки/т Н2 - Сиваки/т 10 кВ		3,9	125		0,048			-2	-1	5	105	5,1
Тр-р		27	28 Шимановск/т 220 кВ - Шимановск/т Н1		3,9	165	8,3	1	8	4	-6	-5	19	105	18,2
Тр-р		27	29 Шимановск/т 220 кВ - Шимановск/т Н2		3,9	165	8,3	1	8	4	-6	-5	19	105	18,2
Тр-р		28	30 Шимановск/т Н1 - Шимановск/т 27 кВ		3,9			0,125			-5	-3	15	105	14,1
Тр-р		29	30 Шимановск/т Н2 - Шимановск/т 27 кВ		3,9			0,125			-5	-3	15	105	14,1
Тр-р		28	31 Шимановск/т Н1 - Шимановск/т 10 кВ		3,9	125		0,048			-1	-1	4	105	3,4
Тр-р		29	31 Шимановск/т Н2 - Шимановск/т 10 кВ		3,9	125		0,048			-1	-1	4	105	3,4
Тр-р		17	18 Ледяная/т 220 кВ - Ледяная/т Н1		3,9	165	8,3	1	8	4	-4	-4	14	105	13,4
Тр-р		17	19 Ледяная/т 220 кВ - Ледяная/т Н2		3,9	165	8,3	1	8	4	-4	-4	14	105	13,4
Тр-р		18	20 Ледяная/т Н1 - Ледяная/т 27,5 кВ		3,9			0,125			-3	-2	9	105	8,8
Тр-р		19	20 Ледяная/т Н2 - Ледяная/т 27,5 кВ		3,9			0,125			-3	-2	9	105	8,8
Тр-р		18	21 Ледяная/т Н1 - Ледяная/т 10 кВ		3,9	125		0,048			-1	-1	4	105	3,9
Тр-р		19	21 Ледяная/т Н2 - Ледяная/т 10 кВ		3,9	125		0,048			-1	-1	4	105	3,9
Тр-р		7	8 ГПП 220 кВ - ГПП Н1		1,4	104	6	0,962	8	5	-2	-1	7	165	4
Тр-р		7	9 ГПП 220 кВ - ГПП Н2		1,4	104	6	0,962	8	5	-2	-1	7	165	4
Тр-р		8	10 ГПП Н1 - ГПП 110 кВ		1,4			0,5			0	0	0	165	0
Тр-р		9	10 ГПП Н2 - ГПП 110 кВ		1,4			0,5			0	0	0	165	0
Тр-р		8	11 ГПП Н1 - ГПП 35 кВ		2,8	196		0,159			-2	-1	6	83	7,6
Тр-р		9	11 ГПП Н2 - ГПП 35 кВ		2,8	196		0,159			-2	-1	6	83	7,6
Тр-р		52	53 Сиваки 220 кВ - Сиваки Н1		1,4	104	6	0,962	8	5	-1	-1	2	165	1,4
Тр-р		52	54 Сиваки 220 кВ - Сиваки Н2		1,4	104	6	0,962	8	5	-1	-1	2	165	1,4
Тр-р		53	55 Сиваки Н1 - Сиваки 110 кВ		1,4			0,5			-1	0	2	165	1
Тр-р		54	55 Сиваки Н2 - Сиваки 110 кВ		1,4			0,5			-1	0	2	165	1
Тр-р		53	56 Сиваки Н1 - Сиваки 35 кВ		2,8	196		0,159			0	0	0	83	0
Тр-р		54	56 Сиваки Н2 - Сиваки 35 кВ		2,8	196		0,159			0	0	0	83	0
Тр-р		12	13 Восточная 220 кВ - Восточная Н1		3,9	101	9,5	1	8	2	0	-1	2	165	1,4
Тр-р		12	14 Восточная 220 кВ - Восточная Н2		3,9	101	9,5	1	8	2	0	-1	2	165	1,4
Тр-р		13	15 Восточная Н1 - Восточная 10 кВ		3,9			0,048			0	0	1	165	0,4
Тр-р		14	15 Восточная Н2 - Восточная 10 кВ		3,9			0,048			0	0	1	165	0,4
Тр-р		14	16 Восточная Н2 - Восточная 10 кВ		3,9			0,048			0	0	1	165	0,4
Тр-р		13	16 Восточная Н1 - Восточная 10 кВ		3,9			0,048			0	0	1	165	0,4
Тр-р		32	33 Мухинская/т 220 кВ - Мухинская/т Н1		3,9	165	8,3	1	8	4	-2	-2	6	105	5,4
Тр-р		32	34 Мухинская/т 220 кВ - Мухинская/т Н2		3,9	165	8,3	1	8	4	-2	-2	6	105	5,4
Тр-р		33	35 Мухинская/т Н1 - Мухинская/т 27 кВ		3,9			0,125			-1	-1	3	105	3
Тр-р		34	35 Мухинская/т Н2 - Мухинская/т 27 кВ		3,9			0,125			-1	-1	3	105	3
Тр-р		33	36 Мухинская/т Н1 - Мухинская/т 10 кВ		3,9	125		0,048			-1	-1	2	105	1,7
Тр-р		34	36 Мухинская/т Н2 - Мухинская/т 10 кВ		3,9	125		0,048			-1	-1	2	105	1,7

Продолжение Приложение В

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима



Продолжение Приложение В
Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	V	dV	Delta
База	1	Амурская 220 кВ	220	1			84,7	-14,1	233	233	5,91	
Нагр	2	Ледяная 220 кВ	220	1						232,43	5,65	-0,87
Нагр	3	Ледяная Н1	220	1						230,91	4,96	-1,82
Нагр	4	Ледяная Н2	220	1						230,91	4,96	-1,82
Нагр	5	Ледяная 35 кВ	35	1	6,8	2				36,71	4,88	-1,81
Нагр	6	Ледяная 10 кВ	10	1	4	1,9				11,06	5,31	-2,08
Нагр	7	ГПП 220 кВ	220	1						232,35	5,61	-0,91
Нагр	8	ГПП Н1	220	1						222,95	1,34	-1,15
Нагр	9	ГПП Н2	220	1						222,95	1,34	-1,15
Нагр	10	ГПП 110 кВ	110	1						111,48	1,34	-1,15
Нагр	11	ГПП 35 кВ	35	1	4,4	2				35,3	0,87	-1,65
Нагр	12	Восточная 220 кВ	220	1						232,42	5,65	-0,87
Нагр	13	Восточная Н1	220	1						232,29	5,58	-0,91
Нагр	14	Восточная Н2	220	1						232,29	5,58	-0,91
Нагр	15	Восточная 10 кВ	10	1	0,4	0,3				11,15	6,19	-0,91
Нагр	16	Восточная 10 кВ	10	1	0,4	0,3				11,15	6,19	-0,91
Нагр	17	Ледяная/т 220 кВ	220	1						232,42	5,64	-0,9
Нагр	18	Ледяная/т Н1	220	1						229,96	4,53	-1,61
Нагр	19	Ледяная/т Н2	220	1						229,96	4,53	-1,61
Нагр	20	Ледяная/т 27.5 кВ	28	1	5,5	4,8				28,74	4,5	-1,6
Нагр	21	Ледяная/т 10 кВ	10	1	2,7	1,8				11,01	4,89	-1,79
Нагр	22	Шимановск 220 кВ	220	1						232,39	5,63	-1,41
Нагр	23	Шимановск Н1	220	1						229,35	4,25	-1,97
Нагр	24	Шимановск Н2	220	1						229,35	4,25	-1,97
Нагр	25	Шимановск 35 кВ	35	1	2,8	1,1				36,46	4,17	-1,96
Нагр	26	Шимановск 10 кВ	10	1	1	0,4				11	4,78	-2,05
Нагр	27	Шимановск/т 220 кВ	220	1						231,94	5,43	-1,49
Нагр	28	Шимановск/т Н1	220	1						228,56	3,89	-2,48
Нагр	29	Шимановск/т Н2	220	1						228,56	3,89	-2,48
Нагр	30	Шимановск/т 27 кВ	28	1	9,3	7				28,56	3,85	-2,46
Нагр	31	Шимановск/т 10 кВ	10	1	2	2				10,94	4,22	-2,61
Нагр	32	Мухинская/т 220 кВ	220	1						232	5,45	-2,01
Нагр	33	Мухинская/т Н1	220	1						231,19	5,08	-2,29
Нагр	34	Мухинская/т Н2	220	1						231,19	5,08	-2,29
Нагр	35	Мухинская/т 27 кВ	28	1	2,2	1,2				28,9	5,08	-2,29
Нагр	36	Мухинская/т 10 кВ	10	1	1	1				11,08	5,56	-2,35
Нагр	37	НПС 24 220 кВ	220	1						231,85	5,38	-2,17
Нагр	38	НПС 24 Н1	220	1						231,39	5,18	-2,84
Нагр	39	НПС 24 Н2	220	1						231,39	5,18	-2,84
Нагр	40	НПС 24 10 кВ	10	1	4	0,5				11,1	5,76	-2,84
Нагр	41	НПС 24 10 кВ	10	1	4	0,5				11,1	5,76	-2,84
Нагр	42	Сиваки/т 220 кВ	220	1						231,43	5,2	-2,44
Нагр	43	Сиваки/т Н1	220	1						229,29	4,22	-3,12
Нагр	44	Сиваки/т Н2	220	1						229,29	4,22	-3,12
Нагр	45	Сиваки/т 27 кВ	28	1	4	3,7				28,66	4,21	-3,11
Нагр	46	Сиваки/т 10 кВ	10	1	3,7	2				10,98	4,55	-3,37
Нагр	47	Чалганы/т 220 кВ	220	1						230,35	4,7	-2,74
Нагр	48	Чалганы/т Н1	220	1								-4,33
Нагр	49	Чалганы/т Н2	220	1						216,5	-1,59	-5,97
Нагр	50	Чалганы/т 27 кВ	28	1	10,7	10,3				27,04	-1,68	-5,92
Нагр	51	Чалганы/т 10 кВ	10	1	7	7				10,19	-2,99	-7,02
Нагр	52	Сиваки 220 кВ	220	1						231,42	5,19	-2,46
Нагр	53	Сиваки Н1	220	1						222,35	1,07	-2,51
Нагр	54	Сиваки Н2	220	1						222,35	1,07	-2,51
Нагр	55	Сиваки 110 кВ	110	1	1	0,8				111,17	1,07	-2,51
Нагр	56	Сиваки 35 кВ	35	1						35,35	1,01	-2,51
Нагр	57	Ключевая 220 кВ	220	1						230,69	4,86	-2,73
Нагр	58	Ключевая Н1	220	1						227,03	3,2	-3,56
Нагр	59	Ключевая Н2	220	1						227,03	3,2	-3,56
Нагр	60	Ключевая 35 кВ	35	1	3,6	1,5				36,09	3,12	-3,55
Нагр	61	Ключевая 10 кВ	10	1	2	1				10,81	2,98	-3,72

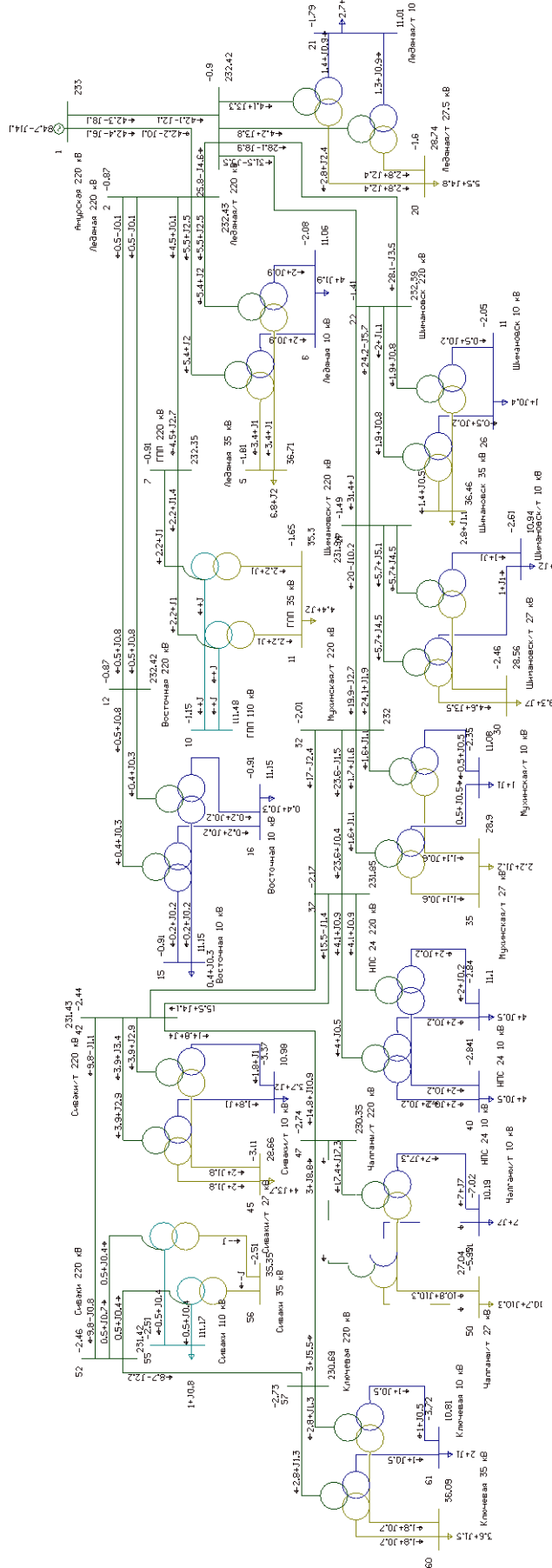
Продолжение Приложение В

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_расч	I_загр.	
ЛЭП	1	2	Амурская 220 кВ - Ледяная 220 кВ	4,53	19,16	-122,4					-42	6	106	1000	10,6
ЛЭП	2	7	Ледяная 220 кВ - ГПП 220 кВ	1,86	8,07	-49,2					-4	0	13	600	2,2
ЛЭП	2	12	Ледяная 220 кВ - Восточная 220 кВ	0,69	2,82	-17					0	0	2	600	0,4
ЛЭП	2	12	Ледяная 220 кВ - Восточная 220 кВ	0,69	2,82	-17					0	0	2	600	0,4
ЛЭП	2	17	Ледяная 220 кВ - Ледяная/т 220 кВ	0,31	1,04	-6,6					-26	5	65	630	10,4
ЛЭП	1	17	Амурская 220 кВ - Ледяная/т 220 кВ	5,56	19,53	-123					-42	8	107	630	16,9
ЛЭП	17	22	Ледяная/т 220 кВ - Шимановск 220 кВ	3,87	16,34	-104,4					-28	9	73	630	11,6
ЛЭП	17	27	Ледяная/т 220 кВ - Шимановск/т 220 кВ	4,99	17,03	-107,2					-31	5	79	630	12,6
ЛЭП	22	32	Шимановск 220 кВ - Мухинская/т 220 кВ	5,47	22,87	-146					-24	6	62	630	9,8
ЛЭП	27	32	Шимановск/т 220 кВ - Мухинская/т 220 кВ	6,63	22,62	-142,6					-20	10	56	630	8,9
ЛЭП	32	37	Мухинская/т 220 кВ - НПС 24 220 кВ	1,67	6,15	-36,8					-24	2	59	630	9,4
ЛЭП	32	42	Мухинская/т 220 кВ - Сиваки/т 220 кВ	5,52	24,33	-150,2					-17	2	45	630	7,1
ЛЭП	37	42	НПС 24 220 кВ - Сиваки/т 220 кВ	4,72	17,17	-104,2					-15	1	40	630	6,3
ЛЭП	42	47	Сиваки/т 220 кВ - Чалганы/т 220 кВ	5,95	21,65	-131,4					-15	-4	46	630	7,3
ЛЭП	42	52	Сиваки/т 220 кВ - Сиваки 220 кВ	0,24	1,09	-6,7					-10	1	25	630	3,9
ЛЭП	52	57	Сиваки 220 кВ - Ключевая 220 кВ	7,44	32,24	-204,9					-9	2	31	630	4,9
ЛЭП	47	57	Чалганы/т 220 кВ - Ключевая 220 кВ	2,92	9,95	-62,7					3	9	23	630	3,7
Тр-р	57	58	Ключевая 220 кВ - Ключевая Н1	5,7	275	5,7	0,991	8	1	-3	-2	8	66	12,4	
Тр-р	57	59	Ключевая 220 кВ - Ключевая Н2	5,7	275	5,7	0,991	8	1	-3	-2	8	66	12,4	
Тр-р	58	60	Ключевая Н1 - Ключевая 35 кВ	5,7			0,159			-2	-1	5	66	7,5	
Тр-р	59	60	Ключевая Н2 - Ключевая 35 кВ	5,7			0,159			-2	-1	5	66	7,5	
Тр-р	58	61	Ключевая Н1 - Ключевая 10 кВ	5,7	148		0,048			-1	-1	3	66	4,3	
Тр-р	59	61	Ключевая Н2 - Ключевая 10 кВ	5,7	148		0,048			-1	-1	3	66	4,3	
Тр-р	37	38	НПС 24 220 кВ - НПС 24 Н1	5,6	158,7	6,8	1	8	2	-4	-1	10	66	15,7	
Тр-р	37	39	НПС 24 220 кВ - НПС 24 Н2	5,6	158,7	6,8	1	8	2	-4	-1	10	66	15,7	
Тр-р	38	40	НПС 24 Н1 - НПС 24 10 кВ	5,6			0,048			-2	0	5	66	7,6	
Тр-р	39	40	НПС 24 Н2 - НПС 24 10 кВ	5,6			0,048			-2	0	5	66	7,6	
Тр-р	39	41	НПС 24 Н2 - НПС 24 10 кВ	5,6			0,048			-2	0	5	66	7,6	
Тр-р	38	41	НПС 24 Н1 - НПС 24 10 кВ	5,6			0,048			-2	0	5	66	7,6	
Тр-р	22	23	Шимановск 220 кВ - Шимановск Н1	5,7	275	5,7	0,991	8	1	-2	-1	6	66	8,4	
Тр-р	22	24	Шимановск 220 кВ - Шимановск Н2	5,7	275	5,7	0,991	8	1	-2	-1	6	66	8,4	
Тр-р	23	25	Шимановск Н1 - Шимановск 35 кВ	5,7			0,159			-1	-1	4	66	5,7	
Тр-р	24	25	Шимановск Н2 - Шимановск 35 кВ	5,7			0,159			-1	-1	4	66	5,7	
Тр-р	23	26	Шимановск Н1 - Шимановск 10 кВ	5,7	148		0,048			-1	0	1	66	2,1	
Тр-р	24	26	Шимановск Н2 - Шимановск 10 кВ	5,7	148		0,048			-1	0	1	66	2,1	
Тр-р	2	3	Ледяная 220 кВ - Ледяная Н1	3,6	165	8,3	1	8	3	-5	-3	15	105	14,2	
Тр-р	2	4	Ледяная 220 кВ - Ледяная Н2	3,6	165	8,3	1	8	3	-5	-3	15	105	14,2	
Тр-р	3	5	Ледяная Н1 - Ледяная 35 кВ	3,6			0,159			-3	-1	9	105	8,4	
Тр-р	4	5	Ледяная Н2 - Ледяная 35 кВ	3,6			0,159			-3	-1	9	105	8,4	
Тр-р	3	6	Ледяная Н1 - Ледяная 10 кВ	3,6	125		0,048			-2	-1	6	105	5,3	
Тр-р	4	6	Ледяная Н2 - Ледяная 10 кВ	3,6	125		0,048			-2	-1	6	105	5,3	
Тр-р	47	48	Чалганы/т 220 кВ - Чалганы/т Н1	3,9	165	8,3	1	8	4				105		
Тр-р	47	49	Чалганы/т 220 кВ - Чалганы/т Н2	3,9	165	8,3	1	8	4	-18	-20	66	105	63,2	
Тр-р	48	50	Чалганы/т Н1 - Чалганы/т 27 кВ	3,9			0,125						105		
Тр-р	49	50	Чалганы/т Н2 - Чалганы/т 27 кВ	3,9			0,125			-11	-10	40	105	37,9	
Тр-р	48	51	Чалганы/т Н1 - Чалганы/т 10 кВ	3,9	125		0,048						105		
Тр-р	49	51	Чалганы/т Н2 - Чалганы/т 10 кВ	3,9	125		0,048			-7	-7	27	105	25,6	
Тр-р	42	43	Сиваки/т 220 кВ - Сиваки/т Н1	3,9	165	8,3	1	8	4	-4	-3	13	105	12,3	
Тр-р	42	44	Сиваки/т 220 кВ - Сиваки/т Н2	3,9	165	8,3	1	8	4	-4	-3	13	105	12,3	
Тр-р	43	45	Сиваки/т Н1 - Сиваки/т 27 кВ	3,9			0,125			-2	-2	7	105	6,5	
Тр-р	44	45	Сиваки/т Н2 - Сиваки/т 27 кВ	3,9			0,125			-2	-2	7	105	6,5	
Тр-р	43	46	Сиваки/т Н1 - Сиваки/т 10 кВ	3,9	125		0,048			-2	-1	5	105	5,1	
Тр-р	44	46	Сиваки/т Н2 - Сиваки/т 10 кВ	3,9	125		0,048			-2	-1	5	105	5,1	
Тр-р	27	28	Шимановск/т 220 кВ - Шимановск/т Н1	3,9	165	8,3	1	8	4	-6	-5	19	105	18,2	
Тр-р	27	29	Шимановск/т 220 кВ - Шимановск/т Н2	3,9	165	8,3	1	8	4	-6	-5	19	105	18,2	
Тр-р	28	30	Шимановск/т Н1 - Шимановск/т 27 кВ	3,9			0,125			-5	-3	15	105	14	
Тр-р	29	30	Шимановск/т Н2 - Шимановск/т 27 кВ	3,9			0,125			-5	-3	15	105	14	
Тр-р	28	31	Шимановск/т Н1 - Шимановск/т 10 кВ	3,9	125		0,048			-1	-1	4	105	3,4	
Тр-р	29	31	Шимановск/т Н2 - Шимановск/т 10 кВ	3,9	125		0,048			-1	-1	4	105	3,4	
Тр-р	17	18	Ледяная/т 220 кВ - Ледяная/т Н1	3,9	165	8,3	1	8	4	-4	-4	14	105	13,4	
Тр-р	17	19	Ледяная/т 220 кВ - Ледяная/т Н2	3,9	165	8,3	1	8	4	-4	-4	14	105	13,4	
Тр-р	18	20	Ледяная/т Н1 - Ледяная/т 27,5 кВ	3,9			0,125			-3	-2	9	105	8,7	
Тр-р	19	20	Ледяная/т Н2 - Ледяная/т 27,5 кВ	3,9			0,125			-3	-2	9	105	8,7	
Тр-р	18	21	Ледяная/т Н1 - Ледяная/т 10 кВ	3,9	125		0,048			-1	-1	4	105	3,9	
Тр-р	19	21	Ледяная/т Н2 - Ледяная/т 10 кВ	3,9	125		0,048			-1	-1	4	105	3,9	
Тр-р	7	8	ГПП 220 кВ - ГПП Н1	1,4	104	6	0,962	8	5	-2	-1	7	165	4	
Тр-р	7	9	ГПП 220 кВ - ГПП Н2	1,4	104	6	0,962	8	5	-2	-1	7	165	4	
Тр-р	8	10	ГПП Н1 - ГПП 110 кВ	1,4			0,5			0	0	0	165	0	
Тр-р	9	10	ГПП Н2 - ГПП 110 кВ	1,4			0,5			0	0	0	165	0	
Тр-р	8	11	ГПП Н1 - ГПП 35 кВ	2,8	196		0,159			-2	-1	6	83	7,6	
Тр-р	9	11	ГПП Н2 - ГПП 35 кВ	2,8	196		0,159			-2	-1	6	83	7,6	
Тр-р	52	53	Сиваки 220 кВ - Сиваки Н1	1,4	104	6	0,962	8	5	-1	-1	2	165	1,4	
Тр-р	52	54	Сиваки 220 кВ - Сиваки Н2	1,4	104	6	0,962	8	5	-1	-1	2	165	1,4	
Тр-р	53	55	Сиваки Н1 - Сиваки 110 кВ	1,4			0,5			0	0	2	165	1	
Тр-р	54	55	Сиваки Н2 - Сиваки 110 кВ	1,4			0,5			0	0	2	165	1	
Тр-р	53	56	Сиваки Н1 - Сиваки 35 кВ	2,8	196		0,159			0	0	0	83	0	
Тр-р	54	56	Сиваки Н2 - Сиваки 35 кВ	2,8	196		0,159			0	0	0	83	0	
Тр-р	12	13	Восточная 220 кВ - Восточная Н1	3,9	101	9,5	1	8	2	0	-1	2	165	1,4	
Тр-р	12	14	Восточная 220 кВ - Восточная Н2	3,9	101	9,5	1	8	2	0	-1	2	165	1,4	
Тр-р	13	15	Восточная Н1 - Восточная 10 кВ	3,9			0,048			0	0	1	165	0,4	
Тр-р	14	15	Восточная Н2 - Восточная 10 кВ	3,9			0,048			0	0	1	165	0,4	
Тр-р	14	16	Восточная Н2 - Восточная 10 кВ	3,9			0,048			0	0	1	165	0,4	
Тр-р	13	16	Восточная Н1 - Восточная 10 кВ	3,9			0,048			0	0	1	165	0,4	
Тр-р	32	33	Мухинская/т 220 кВ - Мухинская/т Н1	3,9	165	8,3	1	8	4	-2	-2	6	105	5,4	
Тр-р	32	34	Мухинская/т 220 кВ - Мухинская/т Н2	3,9	165	8,3	1	8	4	-2	-2	6	105	5,4	
Тр-р	33	35	Мухинская/т Н1 - Мухинская/т 27 кВ	3,9			0,125			-1	-1	3	105	3	
Тр-р	34	35	Мухинская/т Н2 - Мухинская/т 27 кВ	3,9			0,125			-1	-1	3	105	3	
Тр-р	33	36	Мухинская/т Н1 - Мухинская/т 10 кВ	3,9	125		0,048			-1	-1	2	105	1,7	
Тр-р	34	36	Мухинская/т Н2 - Мухинская/т 10 кВ	3,9	125		0,048			-1	-1	2	105	1,7	

Продолжение Приложение В

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима



ПРИЛОЖЕНИЕ Г
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	V	dV	Delta
База	1	Амурская 220 кВ	220	1			84,1	-17,8	233	233	5,91	
Нагр	2	Ледяная 220 кВ	220	1						232,58	5,72	-0,87
Нагр	3	Ледяная Н1	220	1								-1,81
Нагр	4	Ледяная Н2	220	1						229,48	4,31	-2,77
Нагр	5	Ледяная 35 кВ	35	1	6,8	2				36,47	4,2	-2,76
Нагр	6	Ледяная 10 кВ	10	1	4	1,9				10,96	4,4	-3,31
Нагр	7	ГПП 220 кВ	220	1						232,51	5,69	-0,91
Нагр	8	ГПП Н1	220	1								-1,15
Нагр	9	ГПП Н2	220	1						222,63	1,2	-1,39
Нагр	10	ГПП 110 кВ	110	1						111,32	1,2	-1,39
Нагр	11	ГПП 35 кВ	35	1	4,4	2				35,1	0,29	-2,39
Нагр	12	Восточная 220 кВ	220	1						232,58	5,72	-0,88
Нагр	13	Восточная Н1	220	1								-0,91
Нагр	14	Восточная Н2	220	1						232,31	5,59	-0,96
Нагр	15	Восточная 10 кВ	10	1	0,4	0,3				11,15	6,19	-0,96
Нагр	16	Восточная 10 кВ	10	1	0,4	0,3				11,15	6,19	-0,96
Нагр	17	Ледяная/т 220 кВ	220	1						232,58	5,72	-0,9
Нагр	18	Ледяная/т Н1	220	1						227,59	3,45	-2,34
Нагр	19	Ледяная/т Н2	220	1								-1,61
Нагр	20	Ледяная/т 27.5 кВ	28	1	5,5	4,8				28,44	3,41	-2,32
Нагр	21	Ледяная/т 10 кВ	10	1	2,7	1,8				10,87	3,56	-2,7
Нагр	22	Шимановск 220 кВ	220	1						232,63	5,74	-1,42
Нагр	23	Шимановск Н1	220	1								-1,97
Нагр	24	Шимановск Н2	220	1						228,63	3,92	-2,52
Нагр	25	Шимановск 35 кВ	35	1	2,8	1,1				36,34	3,83	-2,52
Нагр	26	Шимановск 10 кВ	10	1	1	0,4				10,96	4,38	-2,68
Нагр	27	Шимановск/т 220 кВ	220	1						232,18	5,54	-1,49
Нагр	28	Шимановск/т Н1	220	1						225,29	2,41	-3,48
Нагр	29	Шимановск/т Н2	220	1								-2,48
Нагр	30	Шимановск/т 27 кВ	28	1	9,3	7				28,14	2,33	-3,45
Нагр	31	Шимановск/т 10 кВ	10	1	2	2				10,76	2,46	-3,76
Нагр	32	Мухинская/т 220 кВ	220	1						232,33	5,6	-2,02
Нагр	33	Мухинская/т Н1	220	1								-2,29
Нагр	34	Мухинская/т Н2	220	1						230,69	4,86	-2,57
Нагр	35	Мухинская/т 27 кВ	28	1	2,2	1,2				28,83	4,84	-2,57
Нагр	36	Мухинская/т 10 кВ	10	1	1	1				11,05	5,2	-2,7
Нагр	37	НПС 24 220 кВ	220	1						232,19	5,54	-2,17
Нагр	38	НПС 24 Н1	220	1								-2,85
Нагр	39	НПС 24 Н2	220	1						231,26	5,12	-3,52
Нагр	40	НПС 24 10 кВ	10	1	4	0,5				11,1	5,67	-3,52
Нагр	41	НПС 24 10 кВ	10	1	4	0,5				11,1	5,67	-3,52
Нагр	42	Сиваки/т 220 кВ	220	1						231,81	5,37	-2,45
Нагр	43	Сиваки/т Н1	220	1						227,47	3,39	-3,8
Нагр	44	Сиваки/т Н2	220	1								-3,12
Нагр	45	Сиваки/т 27 кВ	28	1	4	3,7				28,42	3,36	-3,78
Нагр	46	Сиваки/т 10 кВ	10	1	3,7	2				10,86	3,45	-4,31
Нагр	47	Чалганы/т 220 кВ	220	1						230,74	4,88	-2,74
Нагр	48	Чалганы/т Н1	220	1						216,89	-1,41	-5,97
Нагр	49	Чалганы/т Н2	220	1								-4,33
Нагр	50	Чалганы/т 27 кВ	28	1	10,7	10,3				27,09	-1,5	-5,92
Нагр	51	Чалганы/т 10 кВ	10	1	7	7				10,21	-2,81	-7,02
Нагр	52	Сиваки 220 кВ	220	1						231,81	5,37	-2,46
Нагр	53	Сиваки Н1	220	1								-2,52
Нагр	54	Сиваки Н2	220	1						222,54	1,15	-2,57
Нагр	55	Сиваки 110 кВ	110	1	1	0,8				111,27	1,15	-2,57
Нагр	56	Сиваки 35 кВ	35	1						35,38	1,1	-2,57
Нагр	57	Ключевая 220 кВ	220	1						231,09	5,04	-2,73
Нагр	58	Ключевая Н1	220	1						225,78	2,63	-4,39
Нагр	59	Ключевая Н2	220	1								-3,57
Нагр	60	Ключевая 35 кВ	35	1	3,6	1,5				35,88	2,53	-4,38
Нагр	61	Ключевая 10 кВ	10	1	2	1				10,74	2,24	-4,72

Продолжение Приложение Г

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kt/r	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_расч	I_загр.	
ЛЭП	1	2	Амурская 220 кВ - Ледяная 220 кВ	4,53	19,16	-122,4					-42	8	106	1000	10,6
ЛЭП	2	7	Ледяная 220 кВ - ГПП 220 кВ	1,86	8,07	-49,2					-4	0	13	600	2,1
ЛЭП	2	12	Ледяная 220 кВ - Восточная 220 кВ	0,69	2,82	-17					0	0	2	600	0,3
ЛЭП	2	12	Ледяная 220 кВ - Восточная 220 кВ	0,69	2,82	-17					0	0	2	600	0,3
ЛЭП	2	17	Ледяная 220 кВ - Ледяная/т 220 кВ	0,31	1,04	-6,6					-26	6	65	630	10,4
ЛЭП	1	17	Амурская 220 кВ - Ледяная/т 220 кВ	5,56	19,53	-123					-42	10	107	630	17
ЛЭП	17	22	Ледяная/т 220 кВ - Шимановск 220 кВ	3,87	16,34	-104,4					-28	10	74	630	11,7
ЛЭП	17	27	Ледяная/т 220 кВ - Шимановск/т 220 кВ	4,99	17,03	-107,2					-31	7	79	630	12,6
ЛЭП	22	32	Шимановск 220 кВ - Мухинская/т 220 кВ	5,47	22,87	-146					-24	7	62	630	9,8
ЛЭП	27	32	Шимановск/т 220 кВ - Мухинская/т 220 кВ	6,63	22,62	-142,6					-20	11	56	630	9
ЛЭП	32	37	Мухинская/т 220 кВ - НПС 24 220 кВ	1,67	6,15	-36,8					-23	2	59	630	9,3
ЛЭП	32	42	Мухинская/т 220 кВ - Сиваки/т 220 кВ	5,52	24,33	-150,2					-17	3	44	630	7
ЛЭП	37	42	НПС 24 220 кВ - Сиваки/т 220 кВ	4,72	17,17	-104,2					-15	2	39	630	6,3
ЛЭП	42	47	Сиваки/т 220 кВ - Чалганы/т 220 кВ	5,95	21,65	-131,4					-15	-4	46	630	7,3
ЛЭП	42	52	Сиваки/т 220 кВ - Сиваки 220 кВ	0,24	1,09	-6,7					-10	2	25	630	3,9
ЛЭП	52	57	Сиваки 220 кВ - Ключевая 220 кВ	7,44	32,24	-204,9					-9	2	30	630	4,8
ЛЭП	47	57	Чалганы/т 220 кВ - Ключевая 220 кВ	2,92	9,95	-62,7					3	9	24	630	3,7
Тр-р	57	58	Ключевая 220 кВ - Ключевая Н1	5,7	275	5,7	0,991	8	1	-6	-3	16	66	24,2	
Тр-р	57	59	Ключевая 220 кВ - Ключевая Н2	5,7	275	5,7	0,991	8	1				66		
Тр-р	58	60	Ключевая Н1 - Ключевая 35 кВ	5,7			0,159			-4	-1	10	66	15,1	
Тр-р	59	60	Ключевая Н2 - Ключевая 35 кВ	5,7			0,159						66		
Тр-р	58	61	Ключевая Н1 - Ключевая 10 кВ	5,7	148		0,048			-2	-1	6	66	8,7	
Тр-р	59	61	Ключевая Н2 - Ключевая 10 кВ	5,7	148		0,048						66		
Тр-р	37	38	НПС 24 220 кВ - НПС 24 Н1	5,6	158,7	6,8	1	8	2				66		
Тр-р	37	39	НПС 24 220 кВ - НПС 24 Н2	5,6	158,7	6,8	1	8	2	-8	-2	20	66	30,9	
Тр-р	38	40	НПС 24 Н1 - НПС 24 10 кВ	5,6			0,048						66		
Тр-р	39	40	НПС 24 Н2 - НПС 24 10 кВ	5,6			0,048			-4	-1	10	66	15,3	
Тр-р	39	41	НПС 24 Н2 - НПС 24 10 кВ	5,6			0,048			-4	-1	10	66	15,3	
Тр-р	38	41	НПС 24 Н1 - НПС 24 10 кВ	5,6			0,048						66		
Тр-р	22	23	Шимановск 220 кВ - Шимановск Н1	5,7	275	5,7	0,991	8	1				66		
Тр-р	22	24	Шимановск 220 кВ - Шимановск Н2	5,7	275	5,7	0,991	8	1	-4	-2	11	66	16,1	
Тр-р	23	25	Шимановск Н1 - Шимановск 35 кВ	5,7			0,159						66		
Тр-р	24	25	Шимановск Н2 - Шимановск 35 кВ	5,7			0,159			-3	-1	8	66	11,5	
Тр-р	23	26	Шимановск Н1 - Шимановск 10 кВ	5,7	148		0,048						66		
Тр-р	24	26	Шимановск Н2 - Шимановск 10 кВ	5,7	148		0,048			-1	0	3	66	4,1	
Тр-р	2	3	Ледяная 220 кВ - Ледяная Н1	3,6	165	8,3	1	8	3				105		
Тр-р	2	4	Ледяная 220 кВ - Ледяная Н2	3,6	165	8,3	1	8	3	-11	-5	29	105	28	
Тр-р	3	5	Ледяная Н1 - Ледяная 35 кВ	3,6			0,159						105		
Тр-р	4	5	Ледяная Н2 - Ледяная 35 кВ	3,6			0,159			-7	-2	18	105	17	
Тр-р	3	6	Ледяная Н1 - Ледяная 10 кВ	3,6	125		0,048						105		
Тр-р	4	6	Ледяная Н2 - Ледяная 10 кВ	3,6	125		0,048			-4	-2	11	105	10,7	
Тр-р	47	48	Чалганы/т 220 кВ - Чалганы/т Н1	3,9	165	8,3	1	8	4	-18	-20	66	105	63,2	
Тр-р	47	49	Чалганы/т 220 кВ - Чалганы/т Н2	3,9	165	8,3	1	8	4				105		
Тр-р	48	50	Чалганы/т Н1 - Чалганы/т 27 кВ	3,9			0,125			-11	-10	40	105	37,8	
Тр-р	49	50	Чалганы/т Н2 - Чалганы/т 27 кВ	3,9			0,125						105		
Тр-р	48	51	Чалганы/т Н1 - Чалганы/т 10 кВ	3,9	125		0,048			-7	-7	27	105	25,6	
Тр-р	49	51	Чалганы/т Н2 - Чалганы/т 10 кВ	3,9	125		0,048						105		
Тр-р	42	43	Сиваки/т 220 кВ - Сиваки/т Н1	3,9	165	8,3	1	8	4	-8	-6	25	105	23,9	
Тр-р	42	44	Сиваки/т 220 кВ - Сиваки/т Н2	3,9	165	8,3	1	8	4				105		
Тр-р	43	45	Сиваки/т Н1 - Сиваки/т 27 кВ	3,9			0,125			-4	-4	14	105	13,2	
Тр-р	44	45	Сиваки/т Н2 - Сиваки/т 27 кВ	3,9			0,125						105		
Тр-р	43	46	Сиваки/т Н1 - Сиваки/т 10 кВ	3,9	125		0,048			-4	-2	11	105	10,2	
Тр-р	44	46	Сиваки/т Н2 - Сиваки/т 10 кВ	3,9	125		0,048						105		
Тр-р	27	28	Шимановск/т 220 кВ - Шимановск/т Н1	3,9	165	8,3	1	8	4	-11	-10	38	105	35,9	
Тр-р	27	29	Шимановск/т 220 кВ - Шимановск/т Н2	3,9	165	8,3	1	8	4				105		
Тр-р	28	30	Шимановск/т Н1 - Шимановск/т 27 кВ	3,9			0,125			-9	-7	30	105	28,5	
Тр-р	29	30	Шимановск/т Н2 - Шимановск/т 27 кВ	3,9			0,125						105		
Тр-р	28	31	Шимановск/т Н1 - Шимановск/т 10 кВ	3,9	125		0,048			-2	-2	7	105	6,9	
Тр-р	29	31	Шимановск/т Н2 - Шимановск/т 10 кВ	3,9	125		0,048						105		
Тр-р	17	18	Ледяная/т 220 кВ - Ледяная/т Н1	3,9	165	8,3	1	8	4	-8	-7	27	105	26,2	
Тр-р	17	19	Ледяная/т 220 кВ - Ледяная/т Н2	3,9	165	8,3	1	8	4				105		
Тр-р	18	20	Ледяная/т Н1 - Ледяная/т 27,5 кВ	3,9			0,125			-6	-5	19	105	17,7	
Тр-р	19	20	Ледяная/т Н2 - Ледяная/т 27,5 кВ	3,9			0,125						105		
Тр-р	18	21	Ледяная/т Н1 - Ледяная/т 10 кВ	3,9	125		0,048			-3	-2	8	105	7,9	
Тр-р	19	21	Ледяная/т Н2 - Ледяная/т 10 кВ	3,9	125		0,048						105		
Тр-р	7	8	ГПП 220 кВ - ГПП Н1	1,4	104	6	0,962	8	5				165		
Тр-р	7	9	ГПП 220 кВ - ГПП Н2	1,4	104	6	0,962	8	5	-4	-2	13	165	7,6	
Тр-р	8	10	ГПП Н1 - ГПП 110 кВ	1,4			0,5						165		
Тр-р	9	10	ГПП Н2 - ГПП 110 кВ	1,4			0,5			0	0	0	165	0	
Тр-р	8	11	ГПП Н1 - ГПП 35 кВ	2,8	196		0,159						83		
Тр-р	9	11	ГПП Н2 - ГПП 35 кВ	2,8	196		0,159			-4	-2	13	83	15,2	
Тр-р	52	53	Сиваки 220 кВ - Сиваки Н1	1,4	104	6	0,962	8	5				165		
Тр-р	52	54	Сиваки 220 кВ - Сиваки Н2	1,4	104	6	0,962	8	5	-1	-1	4	165	2,3	
Тр-р	53	55	Сиваки Н1 - Сиваки 110 кВ	1,4			0,5						165		
Тр-р	54	55	Сиваки Н2 - Сиваки 110 кВ	1,4			0,5			-1	-1	3	165	2	
Тр-р	53	56	Сиваки Н1 - Сиваки 35 кВ	2,8	196		0,159						83		
Тр-р	54	56	Сиваки Н2 - Сиваки 35 кВ	2,8	196		0,159			0	0	0	83	0	
Тр-р	12	13	Восточная 220 кВ - Восточная Н1	3,9	101	9,5	1	8	2				165		
Тр-р	12	14	Восточная 220 кВ - Восточная Н2	3,9	101	9,5	1	8	2	-1	-1	4	165	2,1	
Тр-р	13	15	Восточная Н1 - Восточная 10 кВ	3,9			0,048						165		
Тр-р	14	15	Восточная Н2 - Восточная 10 кВ	3,9			0,048			0	0	1	165	0,8	
Тр-р	14	16	Восточная Н2 - Восточная 10 кВ	3,9			0,048			0	0	1	165	0,8	
Тр-р	13	16	Восточная Н1 - Восточная 10 кВ	3,9			0,048						165		
Тр-р	32	33	Мухинская/т 220 кВ - Мухинская/т Н1	3,9	165	8,3	1	8	4				105		
Тр-р	32	34	Мухинская/т 220 кВ - Мухинская/т Н2	3,9	165	8,3	1	8	4	-3	-3	11	105	10	
Тр-р	33	35	Мухинская/т Н1 - Мухинская/т 27 кВ	3,9			0,125						105		
Тр-р	34	35	Мухинская/т Н2 - Мухинская/т 27 кВ	3,9			0,125			-2	-1	6	105	6	
Тр-р	33	36	Мухинская/т Н1 - Мухинская/т 10 кВ	3,9	125		0,048						105		
Тр-р	34	36	Мухинская/т Н2 - Мухинская/т 10 кВ	3,9	125		0,048			-1	-1	4	105	3,4	

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	V	dV	Delta
База	1	Амурская 220 кВ	220	1			84,7	-15,3	233	233	5,91	
Нагр	2	Ледяная 220 кВ	220	1						232,48	5,67	-0,87
Нагр	3	Ледяная Н1	220	1						231	5	-1,81
Нагр	4	Ледяная Н2	220	1						231	5	-1,81
Нагр	5	Ледяная 35 кВ	35	1	6,8	2				36,72	4,91	-1,81
Нагр	6	Ледяная 10 кВ	10	1	4	1,9				11,06	5,35	-2,08
Нагр	7	ГПП 220 кВ	220	1						232,39	5,63	-0,91
Нагр	8	ГПП Н1	220	1						223,01	1,37	-1,15
Нагр	9	ГПП Н2	220	1						223,01	1,37	-1,15
Нагр	10	ГПП 110 кВ	110	1						111,51	1,37	-1,15
Нагр	11	ГПП 35 кВ	35	1	4,4	2				35,31	0,89	-1,65
Нагр	12	Восточная 220 кВ	220	1						232,47	5,67	-0,88
Нагр	13	Восточная Н1	220	1						232,37	5,62	-0,91
Нагр	14	Восточная Н2	220	1						232,37	5,62	-0,91
Нагр	15	Восточная 10 кВ	10	1	0,4	0,3				11,15	6,23	-0,91
Нагр	16	Восточная 10 кВ	10	1	0,4	0,3				11,15	6,23	-0,91
Нагр	17	Ледяная/т 220 кВ	220	1						232,47	5,67	-0,91
Нагр	18	Ледяная/т Н1	220	1						230,04	4,56	-1,61
Нагр	19	Ледяная/т Н2	220	1						230,04	4,56	-1,61
Нагр	20	Ледяная/т 27.5 кВ	28	1	5,5	4,8				28,75	4,54	-1,6
Нагр	21	Ледяная/т 10 кВ	10	1	2,7	1,8				11,02	4,93	-1,79
Нагр	22	Шимановск 220 кВ	220	1						232,46	5,66	-1,42
Нагр	23	Шимановск Н1	220	1						229,46	4,3	-1,97
Нагр	24	Шимановск Н2	220	1						229,46	4,3	-1,97
Нагр	25	Шимановск 35 кВ	35	1	2,8	1,1				36,48	4,22	-1,96
Нагр	26	Шимановск 10 кВ	10	1	1	0,4				11,01	4,83	-2,05
Нагр	27	Шимановск/т 220 кВ	220	1						232,02	5,46	-1,49
Нагр	28	Шимановск/т Н1	220	1						228,66	3,94	-2,48
Нагр	29	Шимановск/т Н2	220	1						228,66	3,94	-2,48
Нагр	30	Шимановск/т 27 кВ	28	1	9,3	7				28,57	3,9	-2,46
Нагр	31	Шимановск/т 10 кВ	10	1	2	2				10,95	4,27	-2,61
Нагр	32	Мухинская/т 220 кВ	220	1						232,11	5,5	-2,02
Нагр	33	Мухинская/т Н1	220	1						231,32	5,15	-2,29
Нагр	34	Мухинская/т Н2	220	1						231,32	5,15	-2,29
Нагр	35	Мухинская/т 27 кВ	28	1	2,2	1,2				28,91	5,14	-2,29
Нагр	36	Мухинская/т 10 кВ	10	1	1	1				11,09	5,62	-2,36
Нагр	37	НПС 24 220 кВ	220	1						231,96	5,44	-2,17
Нагр	38	НПС 24 Н1	220	1						231,54	5,24	-2,85
Нагр	39	НПС 24 Н2	220	1						231,54	5,24	-2,85
Нагр	40	НПС 24 10 кВ	10	1	4	0,5				11,11	5,82	-2,84
Нагр	41	НПС 24 10 кВ	10	1	4	0,5				11,11	5,82	-2,84
Нагр	42	Сиваки/т 220 кВ	220	1						231,57	5,26	-2,45
Нагр	43	Сиваки/т Н1	220	1						229,46	4,3	-3,12
Нагр	44	Сиваки/т Н2	220	1						229,46	4,3	-3,12
Нагр	45	Сиваки/т 27 кВ	28	1	4	3,7				28,68	4,28	-3,11
Нагр	46	Сиваки/т 10 кВ	10	1	3,7	2				10,99	4,63	-3,37
Нагр	47	Чалганы/т 220 кВ	220	1						230,51	4,78	-2,75
Нагр	48	Чалганы/т Н1	220	1						223,87	1,76	-4,33
Нагр	49	Чалганы/т Н2	220	1						223,87	1,76	-4,33
Нагр	50	Чалганы/т 27 кВ	28	1	10,7	10,3				27,97	1,72	-4,31
Нагр	51	Чалганы/т 10 кВ	10	1	7	7				10,65	1,41	-4,82
Нагр	52	Сиваки 220 кВ	220	1						231,56	5,26	-2,47
Нагр	53	Сиваки Н1	220	1						222,49	1,13	-2,52
Нагр	54	Сиваки Н2	220	1						222,49	1,13	-2,52
Нагр	55	Сиваки 110 кВ	110	1	1	0,8				111,24	1,13	-2,52
Нагр	56	Сиваки 35 кВ	35	1						35,38	1,07	-2,52
Нагр	57	Ключевая 220 кВ	220	1						230,85	4,93	-2,74
Нагр	58	Ключевая Н1	220	1						227,21	3,28	-3,57
Нагр	59	Ключевая Н2	220	1						227,21	3,28	-3,57
Нагр	60	Ключевая 35 кВ	35	1	3,6	1,5				36,12	3,2	-3,56
Нагр	61	Ключевая 10 кВ	10	1	2	1				10,82	3,06	-3,73

Продолжение Приложение Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_расч	загр.	
ЛЭП	1	2	Амурская 220 кВ - Ледяная 220 кВ	4,53	19,16	-122,4					-42	7	106	1000	10,6
ЛЭП	2	7	Ледяная 220 кВ - ГПП 220 кВ	1,86	8,07	-49,2					-4	0	13	600	2,2
ЛЭП	2	12	Ледяная 220 кВ - Восточная 220 кВ	0,69	2,82	-17					0	0	2	600	0,4
ЛЭП	2	12	Ледяная 220 кВ - Восточная 220 кВ	0,69	2,82	-17					0	0	2	600	0,4
ЛЭП	2	17	Ледяная 220 кВ - Ледяная/т 220 кВ	0,31	1,04	-6,6					-26	5	66	630	10,4
ЛЭП	1	17	Амурская 220 кВ - Ледяная/т 220 кВ	5,56	19,53	-123					-42	9	107	630	17
ЛЭП	17	22	Ледяная/т 220 кВ - Шимановск 220 кВ	3,87	16,34	-104,4					-28	9	74	630	11,7
ЛЭП	17	27	Ледяная/т 220 кВ - Шимановск/т 220 кВ	4,99	17,03	-107,2					-31	6	80	630	12,6
ЛЭП	22	32	Шимановск 220 кВ - Мухинская/т 220 кВ	5,47	22,87	-146					-24	6	62	630	9,8
ЛЭП	27	32	Шимановск/т 220 кВ - Мухинская/т 220 кВ	6,63	22,62	-142,6					-20	11	56	630	8,9
ЛЭП	32	37	Мухинская/т 220 кВ - НПС 24 220 кВ	1,67	6,15	-36,8					-24	2	59	630	9,4
ЛЭП	32	42	Мухинская/т 220 кВ - Сиваки/т 220 кВ	5,52	24,33	-150,2					-17	3	44	630	7,1
ЛЭП	37	42	НПС 24 220 кВ - Сиваки/т 220 кВ	4,72	17,17	-104,2					-16	2	40	630	6,3
ЛЭП	42	47	Сиваки/т 220 кВ - Чалганы/т 220 кВ	5,95	21,65	-131,4					-15	-4	46	630	7,2
ЛЭП	42	52	Сиваки/т 220 кВ - Сиваки 220 кВ	0,24	1,09	-6,7					-10	1	25	630	3,9
ЛЭП	52	57	Сиваки 220 кВ - Ключевая 220 кВ	7,44	32,24	-204,9					-9	2	30	630	4,8
ЛЭП	47	57	Чалганы/т 220 кВ - Ключевая 220 кВ	2,92	9,95	-62,7					3	9	23	630	3,6
Тр-р	57	58	Ключевая 220 кВ - Ключевая Н1	5,7	275	5,7	0,991	8	1	-3	-2	8	42	19,4	
Тр-р	57	59	Ключевая 220 кВ - Ключевая Н2	5,7	275	5,7	0,991	8	1	-3	-2	8	42	19,4	
Тр-р	58	60	Ключевая Н1 - Ключевая 35 кВ	5,7			0,159			-2	-1	5	42	11,8	
Тр-р	59	60	Ключевая Н2 - Ключевая 35 кВ	5,7			0,159			-2	-1	5	42	11,8	
Тр-р	58	61	Ключевая Н1 - Ключевая 10 кВ	5,7	148		0,048			-1	-1	3	42	6,8	
Тр-р	59	61	Ключевая Н2 - Ключевая 10 кВ	5,7	148		0,048			-1	-1	3	42	6,8	
Тр-р	37	38	НПС 24 220 кВ - НПС 24 Н1	5,6	158,7	6,8	1	8	2	-4	-1	10	66	15,6	
Тр-р	37	39	НПС 24 220 кВ - НПС 24 Н2	5,6	158,7	6,8	1	8	2	-4	-1	10	66	15,6	
Тр-р	38	40	НПС 24 Н1 - НПС 24 10 кВ	5,6			0,048			-2	0	5	66	7,6	
Тр-р	39	40	НПС 24 Н2 - НПС 24 10 кВ	5,6			0,048			-2	0	5	66	7,6	
Тр-р	39	41	НПС 24 Н2 - НПС 24 10 кВ	5,6			0,048			-2	0	5	66	7,6	
Тр-р	38	41	НПС 24 Н1 - НПС 24 10 кВ	5,6			0,048			-2	0	5	66	7,6	
Тр-р	22	23	Шимановск 220 кВ - Шимановск Н1	5,7	275	5,7	0,991	8	1	-2	-1	5	42	13,1	
Тр-р	22	24	Шимановск 220 кВ - Шимановск Н2	5,7	275	5,7	0,991	8	1	-2	-1	5	42	13,1	
Тр-р	23	25	Шимановск Н1 - Шимановск 35 кВ	5,7			0,159			-1	-1	4	42	9	
Тр-р	24	25	Шимановск Н2 - Шимановск 35 кВ	5,7			0,159			-1	-1	4	42	9	
Тр-р	23	26	Шимановск Н1 - Шимановск 10 кВ	5,7	148		0,048			0	0	1	42	3,2	
Тр-р	24	26	Шимановск Н2 - Шимановск 10 кВ	5,7	148		0,048			0	0	1	42	3,2	
Тр-р	2	3	Ледяная 220 кВ - Ледяная Н1	3,6	165	8,3	1	8	3	-5	-2	15	42	35,3	
Тр-р	2	4	Ледяная 220 кВ - Ледяная Н2	3,6	165	8,3	1	8	3	-5	-2	15	42	35,3	
Тр-р	3	5	Ледяная Н1 - Ледяная 35 кВ	3,6			0,159			-3	-1	9	42	21,2	
Тр-р	4	5	Ледяная Н2 - Ледяная 35 кВ	3,6			0,159			-3	-1	9	42	21,2	
Тр-р	3	6	Ледяная Н1 - Ледяная 10 кВ	3,6	125		0,048			-2	-1	6	42	13,2	
Тр-р	4	6	Ледяная Н2 - Ледяная 10 кВ	3,6	125		0,048			-2	-1	6	42	13,2	
Тр-р	47	48	Чалганы/т 220 кВ - Чалганы/т Н1	3,9	165	8,3	1	8	4	-9	-10	33	66	49,8	
Тр-р	47	49	Чалганы/т 220 кВ - Чалганы/т Н2	3,9	165	8,3	1	8	4	-9	-10	33	66	49,8	
Тр-р	48	50	Чалганы/т Н1 - Чалганы/т 27 кВ	3,9			0,125			-5	-5	19	66	29,1	
Тр-р	49	50	Чалганы/т Н2 - Чалганы/т 27 кВ	3,9			0,125			-5	-5	19	66	29,1	
Тр-р	48	51	Чалганы/т Н1 - Чалганы/т 10 кВ	3,9	125		0,048			-3	-4	13	66	19,5	
Тр-р	49	51	Чалганы/т Н2 - Чалганы/т 10 кВ	3,9	125		0,048			-3	-4	13	66	19,5	
Тр-р	42	43	Сиваки/т 220 кВ - Сиваки/т Н1	3,9	165	8,3	1	8	4	-4	-3	13	66	19,4	
Тр-р	42	44	Сиваки/т 220 кВ - Сиваки/т Н2	3,9	165	8,3	1	8	4	-4	-3	13	66	19,4	
Тр-р	43	45	Сиваки/т Н1 - Сиваки/т 27 кВ	3,9			0,125			-2	-2	7	66	10,4	
Тр-р	44	45	Сиваки/т Н2 - Сиваки/т 27 кВ	3,9			0,125			-2	-2	7	66	10,4	
Тр-р	43	46	Сиваки/т Н1 - Сиваки/т 10 кВ	3,9	125		0,048			-2	-1	5	66	8	
Тр-р	44	46	Сиваки/т Н2 - Сиваки/т 10 кВ	3,9	125		0,048			-2	-1	5	66	8	
Тр-р	27	28	Шимановск/т 220 кВ - Шимановск/т Н1	3,9	165	8,3	1	8	4	-6	-5	19	66	28,8	
Тр-р	27	29	Шимановск/т 220 кВ - Шимановск/т Н2	3,9	165	8,3	1	8	4	-6	-5	19	66	28,8	
Тр-р	28	30	Шимановск/т Н1 - Шимановск/т 27 кВ	3,9			0,125			-5	-4	15	66	22,3	
Тр-р	29	30	Шимановск/т Н2 - Шимановск/т 27 кВ	3,9			0,125			-5	-4	15	66	22,3	
Тр-р	28	31	Шимановск/т Н1 - Шимановск/т 10 кВ	3,9	125		0,048			-1	-1	4	66	5,4	
Тр-р	29	31	Шимановск/т Н2 - Шимановск/т 10 кВ	3,9	125		0,048			-1	-1	4	66	5,4	
Тр-р	17	18	Ледяная/т 220 кВ - Ледяная/т Н1	3,9	165	8,3	1	8	4	-4	-4	14	66	21,1	
Тр-р	17	19	Ледяная/т 220 кВ - Ледяная/т Н2	3,9	165	8,3	1	8	4	-4	-4	14	66	21,1	
Тр-р	18	20	Ледяная/т Н1 - Ледяная/т 27,5 кВ	3,9			0,125			-3	-2	9	66	13,9	
Тр-р	19	20	Ледяная/т Н2 - Ледяная/т 27,5 кВ	3,9			0,125			-3	-2	9	66	13,9	
Тр-р	18	21	Ледяная/т Н1 - Ледяная/т 10 кВ	3,9	125		0,048			-1	-1	4	66	6,2	
Тр-р	19	21	Ледяная/т Н2 - Ледяная/т 10 кВ	3,9	125		0,048			-1	-1	4	66	6,2	
Тр-р	7	8	ГПП 220 кВ - ГПП Н1	1,4	104	6	0,962	8	5	-2	-1	6	165	3,9	
Тр-р	7	9	ГПП 220 кВ - ГПП Н2	1,4	104	6	0,962	8	5	-2	-1	6	165	3,9	
Тр-р	8	10	ГПП Н1 - ГПП 110 кВ	1,4			0,5			0	0	0	165	0	
Тр-р	9	10	ГПП Н2 - ГПП 110 кВ	1,4			0,5			0	0	0	165	0	
Тр-р	8	11	ГПП Н1 - ГПП 35 кВ	2,8	196		0,159			-2	-1	6	83	7,6	
Тр-р	9	11	ГПП Н2 - ГПП 35 кВ	2,8	196		0,159			-2	-1	6	83	7,6	
Тр-р	52	53	Сиваки 220 кВ - Сиваки Н1	1,4	104	6	0,962	8	5	-1	-1	2	165	1,3	
Тр-р	52	54	Сиваки 220 кВ - Сиваки Н2	1,4	104	6	0,962	8	5	-1	-1	2	165	1,3	
Тр-р	53	55	Сиваки Н1 - Сиваки 110 кВ	1,4			0,5			-1	0	2	165	1	
Тр-р	54	55	Сиваки Н2 - Сиваки 110 кВ	1,4			0,5			-1	0	2	165	1	
Тр-р	53	56	Сиваки Н1 - Сиваки 35 кВ	2,8	196		0,159			0	0	0	83	0	
Тр-р	54	56	Сиваки Н2 - Сиваки 35 кВ	2,8	196		0,159			0	0	0	83	0	
Тр-р	12	13	Восточная 220 кВ - Восточная Н1	3,9	101	9,5	1	8	2	0	-1	2	66	3,2	
Тр-р	12	14	Восточная 220 кВ - Восточная Н2	3,9	101	9,5	1	8	2	0	-1	2	66	3,2	
Тр-р	13	15	Восточная Н1 - Восточная 10 кВ	3,9			0,048			0	0	1	66	1	
Тр-р	14	15	Восточная Н2 - Восточная 10 кВ	3,9			0,048			0	0	1	66	1	
Тр-р	14	16	Восточная Н2 - Восточная 10 кВ	3,9			0,048			0	0	1	66	1	
Тр-р	13	16	Восточная Н1 - Восточная 10 кВ	3,9			0,048			0	0	1	66	1	
Тр-р	32	33	Мухинская/т 220 кВ - Мухинская/т Н1	3,9	165	8,3	1	8	4	-2	-2	6	66	8,4	
Тр-р	32	34	Мухинская/т 220 кВ - Мухинская/т Н2	3,9	165	8,3	1	8	4	-2	-2	6	66	8,4	
Тр-р	33	35	Мухинская/т Н1 - Мухинская/т 27 кВ	3,9			0,125			-1	-1	3	66	4,8	
Тр-р	34	35	Мухинская/т Н2 - Мухинская/т 27 кВ	3,9			0,125			-1	-1	3	66	4,8	
Тр-р	33	36	Мухинская/т Н1 - Мухинская/т 10 кВ	3,9	125		0,048			0	-1	2	66	2,7	
Тр-р	34	36	Мухинская/т Н2 - Мухинская/т 10 кВ	3,9	125		0,048			0	-1	2	66	2,7	

Продолжение Приложение Д
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	V	dV	Delta
База	1	Амурская 220 кВ	220	1			84,7	-14,1	233	233	5,91	
Нагр	2	Ледяная 220 кВ	220	1						232,43	5,65	-0,87
Нагр	3	Ледяная Н1	220	1						230,91	4,96	-1,82
Нагр	4	Ледяная Н2	220	1						230,91	4,96	-1,82
Нагр	5	Ледяная 35 кВ	35	1	6,8	2				36,71	4,88	-1,81
Нагр	6	Ледяная 10 кВ	10	1	4	1,9				11,06	5,31	-2,08
Нагр	7	ГПП 220 кВ	220	1						232,35	5,61	-0,91
Нагр	8	ГПП Н1	220	1						222,95	1,34	-1,15
Нагр	9	ГПП Н2	220	1						222,95	1,34	-1,15
Нагр	10	ГПП 110 кВ	110	1						111,48	1,34	-1,15
Нагр	11	ГПП 35 кВ	35	1	4,4	2				35,3	0,87	-1,65
Нагр	12	Восточная 220 кВ	220	1						232,42	5,65	-0,87
Нагр	13	Восточная Н1	220	1						232,29	5,58	-0,91
Нагр	14	Восточная Н2	220	1						232,29	5,58	-0,91
Нагр	15	Восточная 10 кВ	10	1	0,4	0,3				11,15	6,19	-0,91
Нагр	16	Восточная 10 кВ	10	1	0,4	0,3				11,15	6,19	-0,91
Нагр	17	Ледяная/т 220 кВ	220	1						232,42	5,64	-0,9
Нагр	18	Ледяная/т Н1	220	1						229,96	4,53	-1,61
Нагр	19	Ледяная/т Н2	220	1						229,96	4,53	-1,61
Нагр	20	Ледяная/т 27.5 кВ	28	1	5,5	4,8				28,74	4,5	-1,6
Нагр	21	Ледяная/т 10 кВ	10	1	2,7	1,8				11,01	4,89	-1,79
Нагр	22	Шимановск 220 кВ	220	1						232,39	5,63	-1,41
Нагр	23	Шимановск Н1	220	1						229,35	4,25	-1,97
Нагр	24	Шимановск Н2	220	1						229,35	4,25	-1,97
Нагр	25	Шимановск 35 кВ	35	1	2,8	1,1				36,46	4,17	-1,96
Нагр	26	Шимановск 10 кВ	10	1	1	0,4				11	4,78	-2,05
Нагр	27	Шимановск/т 220 кВ	220	1						231,94	5,43	-1,49
Нагр	28	Шимановск/т Н1	220	1						228,56	3,89	-2,48
Нагр	29	Шимановск/т Н2	220	1						228,56	3,89	-2,48
Нагр	30	Шимановск/т 27 кВ	28	1	9,3	7				28,56	3,85	-2,46
Нагр	31	Шимановск/т 10 кВ	10	1	2	2				10,94	4,22	-2,61
Нагр	32	Мухинская/т 220 кВ	220	1						232	5,45	-2,01
Нагр	33	Мухинская/т Н1	220	1						231,19	5,08	-2,29
Нагр	34	Мухинская/т Н2	220	1						231,19	5,08	-2,29
Нагр	35	Мухинская/т 27 кВ	28	1	2,2	1,2				28,9	5,08	-2,29
Нагр	36	Мухинская/т 10 кВ	10	1	1	1				11,08	5,56	-2,35
Нагр	37	НПС 24 220 кВ	220	1						231,85	5,38	-2,17
Нагр	38	НПС 24 Н1	220	1						231,39	5,18	-2,84
Нагр	39	НПС 24 Н2	220	1						231,39	5,18	-2,84
Нагр	40	НПС 24 10 кВ	10	1	4	0,5				11,1	5,76	-2,84
Нагр	41	НПС 24 10 кВ	10	1	4	0,5				11,1	5,76	-2,84
Нагр	42	Сиваки/т 220 кВ	220	1						231,43	5,2	-2,44
Нагр	43	Сиваки/т Н1	220	1						229,29	4,22	-3,12
Нагр	44	Сиваки/т Н2	220	1						229,29	4,22	-3,12
Нагр	45	Сиваки/т 27 кВ	28	1	4	3,7				28,66	4,21	-3,11
Нагр	46	Сиваки/т 10 кВ	10	1	3,7	2				10,98	4,55	-3,37
Нагр	47	Чалганы/т 220 кВ	220	1						230,35	4,7	-2,74
Нагр	48	Чалганы/т Н1	220	1						216,5	-1,59	-5,97
Нагр	49	Чалганы/т Н2	220	1								-4,33
Нагр	50	Чалганы/т 27 кВ	28	1	10,7	10,3				27,04	-1,68	-5,92
Нагр	51	Чалганы/т 10 кВ	10	1	7	7				10,19	-2,99	-7,02
Нагр	52	Сиваки 220 кВ	220	1						231,42	5,19	-2,46
Нагр	53	Сиваки Н1	220	1						222,35	1,07	-2,51
Нагр	54	Сиваки Н2	220	1						222,35	1,07	-2,51
Нагр	55	Сиваки 110 кВ	110	1	1	0,8				111,17	1,07	-2,51
Нагр	56	Сиваки 35 кВ	35	1						35,35	1,01	-2,51
Нагр	57	Ключевая 220 кВ	220	1						230,69	4,86	-2,73
Нагр	58	Ключевая Н1	220	1						227,03	3,2	-3,56
Нагр	59	Ключевая Н2	220	1						227,03	3,2	-3,56
Нагр	60	Ключевая 35 кВ	35	1	3,6	1,5				36,09	3,12	-3,55
Нагр	61	Ключевая 10 кВ	10	1	2	1				10,81	2,98	-3,72

Продолжение Приложение Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	В	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_расч	загр.	
ЛЭП		1	2 Амурская 220 кВ - Ледяная 220 кВ	4,53	19,16	-122,4					-42	6	106	1000	10,6
ЛЭП		2	7 Ледяная 220 кВ - ГПП 220 кВ	1,86	8,07	-49,2					-4	0	13	600	2,2
ЛЭП		2	12 Ледяная 220 кВ - Восточная 220 кВ	0,69	2,82	-17					0	0	2	600	0,4
ЛЭП		2	12 Ледяная 220 кВ - Восточная 220 кВ	0,69	2,82	-17					0	0	2	600	0,4
ЛЭП		2	17 Ледяная 220 кВ - Ледяная/т 220 кВ	0,31	1,04	-6,6					-26	5	65	630	10,4
ЛЭП		1	17 Амурская 220 кВ - Ледяная/т 220 кВ	5,56	19,53	-123					-42	8	107	630	16,9
ЛЭП		17	22 Ледяная/т 220 кВ - Шимановск 220 кВ	3,87	16,34	-104,4					-28	9	73	630	11,6
ЛЭП		17	27 Ледяная/т 220 кВ - Шимановск/т 220 кВ	4,99	17,03	-107,2					-31	5	79	630	12,6
ЛЭП		22	32 Шимановск 220 кВ - Мухинская/т 220 кВ	5,47	22,87	-146					-24	6	62	630	9,8
ЛЭП		27	32 Шимановск/т 220 кВ - Мухинская/т 220 кВ	6,63	22,62	-142,6					-20	10	56	630	8,9
ЛЭП		32	37 Мухинская/т 220 кВ - НПС 24 220 кВ	1,67	6,15	-36,8					-24	2	59	630	9,4
ЛЭП		32	42 Мухинская/т 220 кВ - Сиваки/т 220 кВ	5,52	24,33	-150,2					-17	2	45	630	7,1
ЛЭП		37	42 НПС 24 220 кВ - Сиваки/т 220 кВ	4,72	17,17	-104,2					-15	1	40	630	6,3
ЛЭП		42	47 Сиваки/т 220 кВ - Чалганы/т 220 кВ	5,95	21,65	-131,4					-15	-4	46	630	7,3
ЛЭП		42	52 Сиваки/т 220 кВ - Сиваки 220 кВ	0,24	1,09	-6,7					-10	1	25	630	3,9
ЛЭП		52	57 Сиваки 220 кВ - Ключевая 220 кВ	7,44	32,24	-204,9					-9	2	31	630	4,9
ЛЭП		47	57 Чалганы/т 220 кВ - Ключевая 220 кВ	2,92	9,95	-62,7					3	9	23	630	3,7
Тр-р		57	58 Ключевая 220 кВ - Ключевая Н1	5,7	275	5,7	0,991	8	1		-3	-2	8	42	19,5
Тр-р		57	59 Ключевая 220 кВ - Ключевая Н2	5,7	275	5,7	0,991	8	1		-3	-2	8	42	19,5
Тр-р		58	60 Ключевая Н1 - Ключевая 35 кВ	5,7			0,159				-2	-1	5	42	11,8
Тр-р		59	60 Ключевая Н2 - Ключевая 35 кВ	5,7			0,159				-2	-1	5	42	11,8
Тр-р		58	61 Ключевая Н1 - Ключевая 10 кВ	5,7	148		0,048				-1	-1	3	42	6,8
Тр-р		59	61 Ключевая Н2 - Ключевая 10 кВ	5,7	148		0,048				-1	-1	3	42	6,8
Тр-р		37	38 НПС 24 220 кВ - НПС 24 Н1	5,6	158,7	6,8		1	8	2	-4	-1	10	66	15,7
Тр-р		37	39 НПС 24 220 кВ - НПС 24 Н2	5,6	158,7	6,8		1	8	2	-4	-1	10	66	15,7
Тр-р		38	40 НПС 24 Н1 - НПС 24 10 кВ	5,6			0,048				-2	0	5	66	7,6
Тр-р		39	40 НПС 24 Н2 - НПС 24 10 кВ	5,6			0,048				-2	0	5	66	7,6
Тр-р		39	41 НПС 24 Н2 - НПС 24 10 кВ	5,6			0,048				-2	0	5	66	7,6
Тр-р		38	41 НПС 24 Н1 - НПС 24 10 кВ	5,6			0,048				-2	0	5	66	7,6
Тр-р		22	23 Шимановск 220 кВ - Шимановск Н1	5,7	275	5,7	0,991	8	1		-2	-1	6	42	13,2
Тр-р		22	24 Шимановск 220 кВ - Шимановск Н2	5,7	275	5,7	0,991	8	1		-2	-1	6	42	13,2
Тр-р		23	25 Шимановск Н1 - Шимановск 35 кВ	5,7			0,159				-1	-1	4	42	9
Тр-р		24	25 Шимановск Н2 - Шимановск 35 кВ	5,7			0,159				-1	-1	4	42	9
Тр-р		23	26 Шимановск Н1 - Шимановск 10 кВ	5,7	148		0,048				-1	0	1	42	3,2
Тр-р		24	26 Шимановск Н2 - Шимановск 10 кВ	5,7	148		0,048				-1	0	1	42	3,2
Тр-р		2	3 Ледяная 220 кВ - Ледяная Н1	3,6	165	8,3		1	8	3	-5	-3	15	42	35,5
Тр-р		2	4 Ледяная 220 кВ - Ледяная Н2	3,6	165	8,3		1	8	3	-5	-3	15	42	35,5
Тр-р		3	5 Ледяная Н1 - Ледяная 35 кВ	3,6			0,159				-3	-1	9	42	21,1
Тр-р		4	5 Ледяная Н2 - Ледяная 35 кВ	3,6			0,159				-3	-1	9	42	21,1
Тр-р		3	6 Ледяная Н1 - Ледяная 10 кВ	3,6	125		0,048				-2	-1	6	42	13,2
Тр-р		4	6 Ледяная Н2 - Ледяная 10 кВ	3,6	125		0,048				-2	-1	6	42	13,2
Тр-р		47	48 Чалганы/т 220 кВ - Чалганы/т Н1	3,9	165	8,3		1	8	4	-18	-20	66	66	100,6
Тр-р		47	49 Чалганы/т 220 кВ - Чалганы/т Н2	3,9	165	8,3		1	8	4				66	
Тр-р		48	50 Чалганы/т Н1 - Чалганы/т 27 кВ	3,9			0,125				-11	-10	40	66	60,3
Тр-р		49	50 Чалганы/т Н2 - Чалганы/т 27 кВ	3,9			0,125							66	
Тр-р		48	51 Чалганы/т Н1 - Чалганы/т 10 кВ	3,9	125		0,048				-7	-7	27	66	40,8
Тр-р		49	51 Чалганы/т Н2 - Чалганы/т 10 кВ	3,9	125		0,048							66	
Тр-р		42	43 Сиваки/т 220 кВ - Сиваки/т Н1	3,9	165	8,3		1	8	4	-4	-3	13	66	19,6
Тр-р		42	44 Сиваки/т 220 кВ - Сиваки/т Н2	3,9	165	8,3		1	8	4	-4	-3	13	66	19,6
Тр-р		43	45 Сиваки/т Н1 - Сиваки/т 27 кВ	3,9			0,125				-2	-2	7	66	10,4
Тр-р		44	45 Сиваки/т Н2 - Сиваки/т 27 кВ	3,9			0,125				-2	-2	7	66	10,4
Тр-р		43	46 Сиваки/т Н1 - Сиваки/т 10 кВ	3,9	125		0,048				-2	-1	5	66	8
Тр-р		44	46 Сиваки/т Н2 - Сиваки/т 10 кВ	3,9	125		0,048				-2	-1	5	66	8
Тр-р		27	28 Шимановск/т 220 кВ - Шимановск/т Н1	3,9	165	8,3		1	8	4	-6	-5	19	66	28,9
Тр-р		27	29 Шимановск/т 220 кВ - Шимановск/т Н2	3,9	165	8,3		1	8	4	-6	-5	19	66	28,9
Тр-р		28	30 Шимановск/т Н1 - Шимановск/т 27 кВ	3,9			0,125				-5	-3	15	66	22,3
Тр-р		29	30 Шимановск/т Н2 - Шимановск/т 27 кВ	3,9			0,125				-5	-3	15	66	22,3
Тр-р		28	31 Шимановск/т Н1 - Шимановск/т 10 кВ	3,9	125		0,048				-1	-1	4	66	5,4
Тр-р		29	31 Шимановск/т Н2 - Шимановск/т 10 кВ	3,9	125		0,048				-1	-1	4	66	5,4
Тр-р		17	18 Ледяная/т 220 кВ - Ледяная/т Н1	3,9	165	8,3		1	8	4	-4	-4	14	66	21,3
Тр-р		17	19 Ледяная/т 220 кВ - Ледяная/т Н2	3,9	165	8,3		1	8	4	-4	-4	14	66	21,3
Тр-р		18	20 Ледяная/т Н1 - Ледяная/т 27,5 кВ	3,9			0,125				-3	-2	9	66	13,9
Тр-р		19	20 Ледяная/т Н2 - Ледяная/т 27,5 кВ	3,9			0,125				-3	-2	9	66	13,9
Тр-р		18	21 Ледяная/т Н1 - Ледяная/т 10 кВ	3,9	125		0,048				-1	-1	4	66	6,2
Тр-р		19	21 Ледяная/т Н2 - Ледяная/т 10 кВ	3,9	125		0,048				-1	-1	4	66	6,2
Тр-р		7	8 ГПП 220 кВ - ГПП Н1	1,4	104	6	0,962	8	5		-2	-1	7	165	4
Тр-р		7	9 ГПП 220 кВ - ГПП Н2	1,4	104	6	0,962	8	5		-2	-1	7	165	4
Тр-р		8	10 ГПП Н1 - ГПП 110 кВ	1,4			0,5				0	0	0	165	0
Тр-р		9	10 ГПП Н2 - ГПП 110 кВ	1,4			0,5				0	0	0	165	0
Тр-р		8	11 ГПП Н1 - ГПП 35 кВ	2,8	196		0,159				-2	-1	6	83	7,6
Тр-р		9	11 ГПП Н2 - ГПП 35 кВ	2,8	196		0,159				-2	-1	6	83	7,6
Тр-р		52	53 Сиваки 220 кВ - Сиваки Н1	1,4	104	6	0,962	8	5		-1	-1	2	165	1,4
Тр-р		52	54 Сиваки 220 кВ - Сиваки Н2	1,4	104	6	0,962	8	5		-1	-1	2	165	1,4
Тр-р		53	55 Сиваки Н1 - Сиваки 110 кВ	1,4			0,5				0	0	2	165	1
Тр-р		54	55 Сиваки Н2 - Сиваки 110 кВ	1,4			0,5				0	0	2	165	1
Тр-р		53	56 Сиваки Н1 - Сиваки 35 кВ	2,8	196		0,159				0	0	0	83	0
Тр-р		54	56 Сиваки Н2 - Сиваки 35 кВ	2,8	196		0,159				0	0	0	83	0
Тр-р		12	13 Восточная 220 кВ - Восточная Н1	3,9	101	9,5		1	8	2	0	-1	2	66	3,6
Тр-р		12	14 Восточная 220 кВ - Восточная Н2	3,9	101	9,5		1	8	2	0	-1	2	66	3,6
Тр-р		13	15 Восточная Н1 - Восточная 10 кВ	3,9			0,048				0	0	1	66	0,9
Тр-р		14	15 Восточная Н2 - Восточная 10 кВ	3,9			0,048				0	0	1	66	0,9
Тр-р		14	16 Восточная Н2 - Восточная 10 кВ	3,9			0,048				0	0	1	66	0,9
Тр-р		13	16 Восточная Н1 - Восточная 10 кВ	3,9			0,048				0	0	1	66	0,9
Тр-р		32	33 Мухинская/т 220 кВ - Мухинская/т Н1	3,9	165	8,3		1	8	4	-2	-2	6	66	8,6
Тр-р		32	34 Мухинская/т 220 кВ - Мухинская/т Н2	3,9	165	8,3		1	8	4	-2	-2	6	66	8,6
Тр-р		33	35 Мухинская/т Н1 - Мухинская/т 27 кВ	3,9			0,125				-1	-1	3	66	4,7
Тр-р		34	35 Мухинская/т Н2 - Мухинская/т 27 кВ	3,9			0,125				-1	-1	3	66	4,7
Тр-р		33	36 Мухинская/т Н1 - Мухинская/т 10 кВ	3,9	125		0,048				-1	-1	2	66	2,7
Тр-р		34	36 Мухинская/т Н2 - Мухинская/т 10 кВ	3,9	125		0,048				-1	-1	2	66	2,7

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	V	dV	Delta
База	1	Амурская 220 кВ	220	1			84,1	-17,8	233	233	5,91	
Нагр	2	Ледяная 220 кВ	220	1						232,58	5,72	-0,87
Нагр	3	Ледяная Н1	220	1								-1,81
Нагр	4	Ледяная Н2	220	1						229,48	4,31	-2,77
Нагр	5	Ледяная 35 кВ	35	1	6,8	2				36,47	4,2	-2,76
Нагр	6	Ледяная 10 кВ	10	1	4	1,9				10,96	4,4	-3,31
Нагр	7	ГПП 220 кВ	220	1						232,51	5,69	-0,91
Нагр	8	ГПП Н1	220	1								-1,15
Нагр	9	ГПП Н2	220	1						222,63	1,2	-1,39
Нагр	10	ГПП 110 кВ	110	1						111,32	1,2	-1,39
Нагр	11	ГПП 35 кВ	35	1	4,4	2				35,1	0,29	-2,39
Нагр	12	Восточная 220 кВ	220	1						232,58	5,72	-0,88
Нагр	13	Восточная Н1	220	1								-0,91
Нагр	14	Восточная Н2	220	1						232,31	5,59	-0,96
Нагр	15	Восточная 10 кВ	10	1	0,4	0,3				11,15	6,19	-0,96
Нагр	16	Восточная 10 кВ	10	1	0,4	0,3				11,15	6,19	-0,96
Нагр	17	Ледяная/т 220 кВ	220	1						232,58	5,72	-0,9
Нагр	18	Ледяная/т Н1	220	1						227,59	3,45	-2,34
Нагр	19	Ледяная/т Н2	220	1								-1,61
Нагр	20	Ледяная/т 27.5 кВ	28	1	5,5	4,8				28,44	3,41	-2,32
Нагр	21	Ледяная/т 10 кВ	10	1	2,7	1,8				10,87	3,56	-2,7
Нагр	22	Шимановск 220 кВ	220	1						232,63	5,74	-1,42
Нагр	23	Шимановск Н1	220	1								-1,97
Нагр	24	Шимановск Н2	220	1						228,63	3,92	-2,52
Нагр	25	Шимановск 35 кВ	35	1	2,8	1,1				36,34	3,83	-2,52
Нагр	26	Шимановск 10 кВ	10	1	1	0,4				10,96	4,38	-2,68
Нагр	27	Шимановск/т 220 кВ	220	1						232,18	5,54	-1,49
Нагр	28	Шимановск/т Н1	220	1						225,29	2,41	-3,48
Нагр	29	Шимановск/т Н2	220	1								-2,48
Нагр	30	Шимановск/т 27 кВ	28	1	9,3	7				28,14	2,33	-3,45
Нагр	31	Шимановск/т 10 кВ	10	1	2	2				10,76	2,46	-3,76
Нагр	32	Мухинская/т 220 кВ	220	1						232,33	5,6	-2,02
Нагр	33	Мухинская/т Н1	220	1								-2,29
Нагр	34	Мухинская/т Н2	220	1						230,69	4,86	-2,57
Нагр	35	Мухинская/т 27 кВ	28	1	2,2	1,2				28,83	4,84	-2,57
Нагр	36	Мухинская/т 10 кВ	10	1	1	1				11,05	5,2	-2,7
Нагр	37	НПС 24 220 кВ	220	1						232,19	5,54	-2,17
Нагр	38	НПС 24 Н1	220	1								-2,85
Нагр	39	НПС 24 Н2	220	1						231,26	5,12	-3,52
Нагр	40	НПС 24 10 кВ	10	1	4	0,5				11,1	5,67	-3,52
Нагр	41	НПС 24 10 кВ	10	1	4	0,5				11,1	5,67	-3,52
Нагр	42	Сиваки/т 220 кВ	220	1						231,81	5,37	-2,45
Нагр	43	Сиваки/т Н1	220	1						227,47	3,39	-3,8
Нагр	44	Сиваки/т Н2	220	1								-3,12
Нагр	45	Сиваки/т 27 кВ	28	1	4	3,7				28,42	3,36	-3,78
Нагр	46	Сиваки/т 10 кВ	10	1	3,7	2				10,86	3,45	-4,31
Нагр	47	Чалганы/т 220 кВ	220	1						230,74	4,88	-2,74
Нагр	48	Чалганы/т Н1	220	1						216,89	-1,41	-5,97
Нагр	49	Чалганы/т Н2	220	1								-4,33
Нагр	50	Чалганы/т 27 кВ	28	1	10,7	10,3				27,09	-1,5	-5,92
Нагр	51	Чалганы/т 10 кВ	10	1	7	7				10,21	-2,81	-7,02
Нагр	52	Сиваки 220 кВ	220	1						231,81	5,37	-2,46
Нагр	53	Сиваки Н1	220	1								-2,52
Нагр	54	Сиваки Н2	220	1						222,54	1,15	-2,57
Нагр	55	Сиваки 110 кВ	110	1	1	0,8				111,27	1,15	-2,57
Нагр	56	Сиваки 35 кВ	35	1						35,38	1,1	-2,57
Нагр	57	Ключевая 220 кВ	220	1						231,09	5,04	-2,73
Нагр	58	Ключевая Н1	220	1						225,78	2,63	-4,39
Нагр	59	Ключевая Н2	220	1								-3,57
Нагр	60	Ключевая 35 кВ	35	1	3,6	1,5				35,88	2,53	-4,38
Нагр	61	Ключевая 10 кВ	10	1	2	1				10,74	2,24	-4,72

Продолжение Приложение Е Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_расч	I_загр.	
ЛЭП	1	2	Амурская 220 кВ - Ледяная 220 кВ	4,53	19,16	-122,4					-42	8	106	1000	10,6
ЛЭП	2	7	Ледяная 220 кВ - ГПП 220 кВ	1,86	8,07	-49,2					-4	0	13	600	2,1
ЛЭП	2	12	Ледяная 220 кВ - Восточная 220 кВ	0,69	2,82	-17					0	0	2	600	0,3
ЛЭП	2	12	Ледяная 220 кВ - Восточная 220 кВ	0,69	2,82	-17					0	0	2	600	0,3
ЛЭП	2	17	Ледяная 220 кВ - Ледяная/т 220 кВ	0,31	1,04	-6,6					-26	6	65	630	10,4
ЛЭП	1	17	Амурская 220 кВ - Ледяная/т 220 кВ	5,56	19,53	-123					-42	10	107	630	17
ЛЭП	17	22	Ледяная/т 220 кВ - Шимановск 220 кВ	3,87	16,34	-104,4					-28	10	74	630	11,7
ЛЭП	17	27	Ледяная/т 220 кВ - Шимановск/т 220 кВ	4,99	17,03	-107,2					-31	7	79	630	12,6
ЛЭП	22	32	Шимановск 220 кВ - Мухинская/т 220 кВ	5,47	22,87	-146					-24	7	62	630	9,8
ЛЭП	27	32	Шимановск/т 220 кВ - Мухинская/т 220 кВ	6,63	22,62	-142,6					-20	11	56	630	9
ЛЭП	32	37	Мухинская/т 220 кВ - НПС 24 220 кВ	1,67	6,15	-36,8					-23	2	59	630	9,3
ЛЭП	32	42	Мухинская/т 220 кВ - Сиваки/т 220 кВ	5,52	24,33	-150,2					-17	3	44	630	7
ЛЭП	37	42	НПС 24 220 кВ - Сиваки/т 220 кВ	4,72	17,17	-104,2					-15	2	39	630	6,3
ЛЭП	42	47	Сиваки/т 220 кВ - Чалганы/т 220 кВ	5,95	21,65	-131,4					-15	-4	46	630	7,3
ЛЭП	42	52	Сиваки/т 220 кВ - Сиваки 220 кВ	0,24	1,09	-6,7					-10	2	25	630	3,9
ЛЭП	52	57	Сиваки 220 кВ - Ключевая 220 кВ	7,44	32,24	-204,9					-9	2	30	630	4,8
ЛЭП	47	57	Чалганы/т 220 кВ - Ключевая 220 кВ	2,92	9,95	-62,7					3	9	24	630	3,7
Тр-р	57	58	Ключевая 220 кВ - Ключевая Н1	5,7	275	5,7	0,991	8	1		-6	-3	16	42	38
Тр-р	57	59	Ключевая 220 кВ - Ключевая Н2	5,7	275	5,7	0,991	8	1					42	
Тр-р	58	60	Ключевая Н1 - Ключевая 35 кВ	5,7			0,159				-4	-1	10	42	23,8
Тр-р	59	60	Ключевая Н2 - Ключевая 35 кВ	5,7			0,159							42	
Тр-р	58	61	Ключевая Н1 - Ключевая 10 кВ	5,7	148		0,048				-2	-1	6	42	13,7
Тр-р	59	61	Ключевая Н2 - Ключевая 10 кВ	5,7	148		0,048							42	
Тр-р	37	38	НПС 24 220 кВ - НПС 24 Н1	5,6	158,7	6,8	1	8	2					66	
Тр-р	37	39	НПС 24 220 кВ - НПС 24 Н2	5,6	158,7	6,8	1	8	2		-8	-2	20	66	30,9
Тр-р	38	40	НПС 24 Н1 - НПС 24 10 кВ	5,6			0,048							66	
Тр-р	39	40	НПС 24 Н2 - НПС 24 10 кВ	5,6			0,048				-4	-1	10	66	15,3
Тр-р	39	41	НПС 24 Н2 - НПС 24 10 кВ	5,6			0,048				-4	-1	10	66	15,3
Тр-р	38	41	НПС 24 Н1 - НПС 24 10 кВ	5,6			0,048							66	
Тр-р	22	23	Шимановск 220 кВ - Шимановск Н1	5,7	275	5,7	0,991	8	1					42	
Тр-р	22	24	Шимановск 220 кВ - Шимановск Н2	5,7	275	5,7	0,991	8	1		-4	-2	11	42	25,4
Тр-р	23	25	Шимановск Н1 - Шимановск 35 кВ	5,7			0,159							42	
Тр-р	24	25	Шимановск Н2 - Шимановск 35 кВ	5,7			0,159				-3	-1	8	42	18,1
Тр-р	23	26	Шимановск Н1 - Шимановск 10 кВ	5,7	148		0,048							42	
Тр-р	24	26	Шимановск Н2 - Шимановск 10 кВ	5,7	148		0,048				-1	0	3	42	6,5
Тр-р	2	3	Ледяная 220 кВ - Ледяная Н1	3,6	165	8,3	1	8	3					42	
Тр-р	2	4	Ледяная 220 кВ - Ледяная Н2	3,6	165	8,3	1	8	3		-11	-5	29	42	70
Тр-р	3	5	Ледяная Н1 - Ледяная 35 кВ	3,6			0,159							42	
Тр-р	4	5	Ледяная Н2 - Ледяная 35 кВ	3,6			0,159				-7	-2	18	42	42,5
Тр-р	3	6	Ледяная Н1 - Ледяная 10 кВ	3,6	125		0,048							42	
Тр-р	4	6	Ледяная Н2 - Ледяная 10 кВ	3,6	125		0,048				-4	-2	11	42	26,7
Тр-р	47	48	Чалганы/т 220 кВ - Чалганы/т Н1	3,9	165	8,3	1	8	4		-18	-20	66	66	100,6
Тр-р	47	49	Чалганы/т 220 кВ - Чалганы/т Н2	3,9	165	8,3	1	8	4					66	
Тр-р	48	50	Чалганы/т Н1 - Чалганы/т 27 кВ	3,9			0,125				-11	-10	40	66	60,2
Тр-р	49	50	Чалганы/т Н2 - Чалганы/т 27 кВ	3,9			0,125							66	
Тр-р	48	51	Чалганы/т Н1 - Чалганы/т 10 кВ	3,9	125		0,048				-7	-7	27	66	40,7
Тр-р	49	51	Чалганы/т Н2 - Чалганы/т 10 кВ	3,9	125		0,048							66	
Тр-р	42	43	Сиваки/т 220 кВ - Сиваки/т Н1	3,9	165	8,3	1	8	4		-8	-6	25	66	38,1
Тр-р	42	44	Сиваки/т 220 кВ - Сиваки/т Н2	3,9	165	8,3	1	8	4					66	
Тр-р	43	45	Сиваки/т Н1 - Сиваки/т 27 кВ	3,9			0,125				-4	-4	14	66	21
Тр-р	44	45	Сиваки/т Н2 - Сиваки/т 27 кВ	3,9			0,125							66	
Тр-р	43	46	Сиваки/т Н1 - Сиваки/т 10 кВ	3,9	125		0,048				-4	-2	11	66	16,3
Тр-р	44	46	Сиваки/т Н2 - Сиваки/т 10 кВ	3,9	125		0,048							66	
Тр-р	27	28	Шимановск/т 220 кВ - Шимановск/т Н1	3,9	165	8,3	1	8	4		-11	-10	38	66	57,1
Тр-р	27	29	Шимановск/т 220 кВ - Шимановск/т Н2	3,9	165	8,3	1	8	4					66	
Тр-р	28	30	Шимановск/т Н1 - Шимановск/т 27 кВ	3,9			0,125				-9	-7	30	66	45,3
Тр-р	29	30	Шимановск/т Н2 - Шимановск/т 27 кВ	3,9			0,125							66	
Тр-р	28	31	Шимановск/т Н1 - Шимановск/т 10 кВ	3,9	125		0,048				-2	-2	7	66	11
Тр-р	29	31	Шимановск/т Н2 - Шимановск/т 10 кВ	3,9	125		0,048							66	
Тр-р	17	18	Ледяная/т 220 кВ - Ледяная/т Н1	3,9	165	8,3	1	8	4		-8	-7	27	66	41,6
Тр-р	17	19	Ледяная/т 220 кВ - Ледяная/т Н2	3,9	165	8,3	1	8	4					66	
Тр-р	18	20	Ледяная/т Н1 - Ледяная/т 27,5 кВ	3,9			0,125				-6	-5	19	66	28,1
Тр-р	19	20	Ледяная/т Н2 - Ледяная/т 27,5 кВ	3,9			0,125							66	
Тр-р	18	21	Ледяная/т Н1 - Ледяная/т 10 кВ	3,9	125		0,048				-3	-2	8	66	12,5
Тр-р	19	21	Ледяная/т Н2 - Ледяная/т 10 кВ	3,9	125		0,048							66	
Тр-р	7	8	ГПП 220 кВ - ГПП Н1	1,4	104	6	0,962	8	5					165	
Тр-р	7	9	ГПП 220 кВ - ГПП Н2	1,4	104	6	0,962	8	5		-4	-2	13	165	7,6
Тр-р	8	10	ГПП Н1 - ГПП 110 кВ	1,4			0,5							165	
Тр-р	9	10	ГПП Н2 - ГПП 110 кВ	1,4			0,5				0	0	0	165	0
Тр-р	8	11	ГПП Н1 - ГПП 35 кВ	2,8	196		0,159							83	
Тр-р	9	11	ГПП Н2 - ГПП 35 кВ	2,8	196		0,159				-4	-2	13	83	15,2
Тр-р	52	53	Сиваки 220 кВ - Сиваки Н1	1,4	104	6	0,962	8	5					165	
Тр-р	52	54	Сиваки 220 кВ - Сиваки Н2	1,4	104	6	0,962	8	5		-1	-1	4	165	2,3
Тр-р	53	55	Сиваки Н1 - Сиваки 110 кВ	1,4			0,5							165	
Тр-р	54	55	Сиваки Н2 - Сиваки 110 кВ	1,4			0,5				-1	-1	3	165	2
Тр-р	53	56	Сиваки Н1 - Сиваки 35 кВ	2,8	196		0,159							83	
Тр-р	54	56	Сиваки Н2 - Сиваки 35 кВ	2,8	196		0,159				0	0	0	83	0
Тр-р	12	13	Восточная 220 кВ - Восточная Н1	3,9	101	9,5	1	8	2					66	
Тр-р	12	14	Восточная 220 кВ - Восточная Н2	3,9	101	9,5	1	8	2		-1	-1	4	66	5,4
Тр-р	13	15	Восточная Н1 - Восточная 10 кВ	3,9			0,048							66	
Тр-р	14	15	Восточная Н2 - Восточная 10 кВ	3,9			0,048				0	0	1	66	1,9
Тр-р	14	16	Восточная Н2 - Восточная 10 кВ	3,9			0,048				0	0	1	66	1,9
Тр-р	13	16	Восточная Н1 - Восточная 10 кВ	3,9			0,048							66	
Тр-р	32	33	Мухинская/т 220 кВ - Мухинская/т Н1	3,9	165	8,3	1	8	4					66	
Тр-р	32	34	Мухинская/т 220 кВ - Мухинская/т Н2	3,9	165	8,3	1	8	4		-3	-3	11	66	16
Тр-р	33	35	Мухинская/т Н1 - Мухинская/т 27 кВ	3,9			0,125							66	
Тр-р	34	35	Мухинская/т Н2 - Мухинская/т 27 кВ	3,9			0,125				-2	-1	6	66	9,5
Тр-р	33	36	Мухинская/т Н1 - Мухинская/т 10 кВ	3,9	125		0,048							66	
Тр-р	34	36	Мухинская/т Н2 - Мухинская/т 10 кВ	3,9	125		0,048				-1	-1	4	66	5,4

Продолжение Приложение Е

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3

