

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетика
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
«07» 03 2019 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Повышение пропускной способности электрических сетей напряжением 110 кВ в районе Артемовской ТЭЦ

Исполнитель
студент группы 742– ом


21.06.2019
подпись, дата

В.В. Гирько

Руководитель
профессор,
докт.техн.наук


24.06.2019
подпись, дата

Н.В. Савина

Руководитель
магистерской программы


24.06.2019
подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль
ст. преподаватель


25.06.2019
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Рецензент


25.06.2019
подпись, дата

У.С. Куйкаев

Благовещенск 2019

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
« 07 » 03 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Гирько Владимира
Владиславовича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Повышение пропускной способности электрических
сетей напряжением 110 кВ в районе Артемовской ТЭЦ
(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 21.06.2019

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Схема территориального
Приморских электр. сетей

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке во-
просов):

Повышение пропускной способности ЛЭП, новые констр.
проводов ВЛ, Анализ современного состояния Артемовского района Прим. края

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программ-
ных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 40 таблиц, 1 лист
фрагм. карты, презентации

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Н.В., профессор, доктор техн. наук
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 108 стр., 28 рисунков, 40 таблиц, 9 приложений, 42 источника.

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

В данной магистерской диссертации было произведено повышение пропускной способности электрических сетей ВЛ 110 кВ отходящих от Артемовской ТЭЦ. 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 повышения пропускной способности электрических сетей с использованием инновационного оборудования. Проведена техническая проработка предложенных вариантов. Выполнен выбор оптимального варианта подключения на основании расчёта экономической эффективности с учетом фактора надежности.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Способы повышения пропускной способности ЛЭП	10
1.1 Строительство новых линий	11
1.2 Повышение рабочих напряжений	11
1.3 Повышение нагрузки действующей линии	11
1.4 Ограничение провеса проводов	12
1.5 Повышение нагрузки ВЛ с учетом метеоусловий	13
1.6 Замена проводов	14
1.7 Термостойкие провода	14
1.8 Провода с уменьшенным провесом	15
1.9 Непрерывный контроль пропускной способности ВЛ	17
1.10 Использование устройств КРМ	18
2 Новые конструкции проводов ВЛ	19
2.1 Конструкции компактных проводов	20
2.1.1 Компактный провод Aero– Z	20
2.1.2 Компактный провод АСк2у	25
2.2 Конструкции высокотемпературных проводов	28
2.2.1 Высотемпературный провод АССР	28
2.2.2 Высотемпературный провод АСТ	31
2.3 Композитные провода	34
2.3.1 Композитные провода и кабели марки АССС	34
2.3.2 Композитные провода и кабели марки АССР	36
2.4 Провод и грозотрос марки АААС (АЕРО Z)	37
3 Анализ современного состояния Артемовского района Приморского края и его схемно – режимной ситуации	41
3.1 Структурный анализ электроэнергетической системы района	42
3.1.1 Характеристика источников питания	42
3.1.2 Структурный анализ ЛЭП	45

3.1.3 Структурный анализ ПС	46
3.2 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети	48
3.2.1 Моделирование существующего участка электрической сети	53
3.2.2 Анализ режимов существующей сети	53
4 Варианты повышения пропускной способности ЛЭП	58
4.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе	58
4.2 Техническая проработка вариантов развития электрической сети	61
4.2.1 Вариант развития электрической сети при повышении напряжения на шинах 110 кВ Артемовской ТЭЦ	61
4.2.2 Вариант развития электрической сети при компенсации реактивной мощности на ЛЭП, отходящих от Артемовской ТЭЦ	67
4.2.3 Вариант развития электрической сети при компенсации реактивной мощности на ЛЭП, отходящих от Артемовской ТЭЦ при увеличении напряжения до максимального рабочего	75
4.2.4 Вариант развития электрической сети при переводе проводников ВЛ 110 кВ на проводники с большей пропускной способностью импортной компании	82
4.2.5 Вариант развития электрической сети при переводе ВЛ 110 кВ на проводники с большей пропускной способностью Российских компаний	90
5 Оценка экономической эффективности и целесообразности	96
5.1 Капиталовложения	96
5.2 Расчет эксплуатационных издержек	97
5.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети	98
5.4 Оценка экономической эффективности проекта	99
Заключение	104
Библиографический список	105
Приложение А Граф рассматриваемого эквивалента сети	109
Приложение Б Расчёт в программе Mathcad	110

Приложение В Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима	123
Приложение Г Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1	127
Приложение Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2	131
Приложение Е Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3	135
Приложение Ж Расчёт в программе RastWin 3 варианта 4	139
Приложение З Расчёт в программе RastWin 3 варианта 5	145
Приложение И Однолинейная схема	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;

ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

Известно, что в последние годы многие регионы и города России сталкиваются с проблемой ограниченной пропускной способности ЛЭП. Основными техническими проблемами развития современных электроэнергетических систем являются проблемы повышения пропускной способности электропередач, управления режимами энергосистем, обеспечения статической и динамической устойчивости, снижения потерь мощности и энергии, уменьшения экологического влияния, сокращения полосы отчуждения земельных угодий под строительство линий электропередач. К основным экономическим проблемам следует отнести проблему снижения капитальных вложений на строительство линий электропередач, сетей и подстанций и другие энергетические объекты, уменьшение потерь электроэнергии и эксплуатационных затрат. Острота и сложность указанных проблем возрастают с дальнейшим развитием энергосистем, увеличением дальности передачи электроэнергии, увеличением объемов производства и потребления электроэнергии, созданием и интеграцией параллельно работающих энергообъединений и необходимостью обеспечения требуемой энергетической безопасности. Кроме того, наблюдается значительный износ мощностей в сегментах генерации, передачи и распределения электроэнергии, что в существенной степени ограничивает выработку электроэнергии действующими электростанциями и её доставку конечным потребителям.

В данной магистерской диссертации разработан проект повышения пропускной способности электрических сетей напряжением 110 кВ в схеме выдачи мощности Артемовской ТЭЦ.

В качестве объекта исследования выбраны электрические сети 110 кВ в районе Артемовской ТЭЦ. Предмет исследования пропускная способность электрических сетей.

Целью повышения пропускной способности линий 110 кВ в схеме выдачи мощности Артемовской ТЭЦ является разработка такой системы, которая в усло-

виях эксплуатации обеспечит надежное и бесперебойное электроснабжение потребителей электроэнергией требуемого качества, а также принесет максимальную прибыль в условиях эксплуатации.

Для достижения указанной цели необходимо решить следующие задачи:

- 1) разработка и анализ возможных вариантов увеличения пропускной способности;
- 2) выбор конкурентно– способных вариантов;
- 3) расчёт и анализ нормальных и ремонтных режимов сети;
- 4) выбор оптимального варианта для увеличения пропускной способности сети, при котором будут минимальные капиталовложения.

Методы научной новизны заключаются в предложенном методическом подходе и выборе оптимального варианта повышения пропускной способности электрических сетей основанном на систематическом подходе. Практическая значимость заключается в повышении надежности и эффективности транспорта электроэнергии.

Апробация работы:

1. Выступление на XXVII научной конференции АмГУ «День науки – 2018»;
2. Выступление на XXVII научной конференции АмГУ «День науки – 2019»;
3. Публикация статьи в журнале “Научный прогресс”.

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 СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ЛЭП

Повышение пропускной способности воздушных линий обусловлено быстрым ростом потребления электроэнергии во всех странах мира. Растет число городов– мегаполисов, что требует обеспечения глубокого ввода мощности в центры городов и крупных промышленных предприятий. Слишком дорогой становится земля под полосы отчуждения ВЛ, повышаются требования к экономичности и экологии, снижению сроков строительства ВЛ, безопасности и защите от электромагнитных полей и помех от них, что требует новых подходов к сооружению воздушных каналов передачи электроэнергии. Применение новых технологий в электроэнергетике и электротехнической промышленности позволяет решить эти задачи.

Важной задачей при строительстве воздушных линий электропередачи является снижение расходов при передаче электроэнергии. Этого можно достигнуть применением новых марок проводов, современных типов изоляторов, сооружением компактных ВЛ, контролем температуры и натяжения провода, строительством воздушных линий электропередачи постоянного тока(ВЛПТ).

Для повышения технико– экономических показателей ЛЭП необходимо их развитие в следующих направлениях:

- строительство компактных ВЛ с применением новых конструкций опор, позволяющих повысить пропускную способность ЛЭП;
- повышение нагрузочной способности и снижение провеса проводов ВЛ;
- повышение номинального напряжения ВЛ;
- повышение нагрузки ВЛ с учетом метеоусловий;
- замена традиционных марок проводов на провода с улучшенными эксплуатационными характеристиками (термостойкие провода, провода с уменьшенным провесом);
- непрерывный контроль пропускной способности ВЛ;
- использование устройств КРМ;

1.1 Строительство новых линий

В случае строительства новых линий возможны следующие варианты: размещение дополнительной линии на существующих опорах; строительство новой линии в том же коридоре.

Предпочтительным является размещение дополнительной линии на существующих опорах из-за нехватки ширины полосы отчуждения и появления возможности повышения напряжения или увеличения числа цепей на одной опоре.

С другой стороны, простейшим и самым эффективным методом «усиления» электрической сети является прокладка новых ВЛ в существующих коридорах с использованием усовершенствованных видов проводов повышающих пропускную способность линий. Однако, в промышленно развитых странах экономически более целесообразна реконструкция действующих ВЛ.

1.2 Повышение рабочих напряжений

Значительное повышение пропускной способности линий и снижение потерь электроэнергии в них достигается применением более высоких уровней напряжения. При этом требуются усиление изоляции и расширение коридора, что связано с заменой изоляторов и изменением размещения проводов для обеспечения необходимых воздушных промежутков между ними и землей. Необходимо так же учитывать замену трансформаторного оборудования и применение более высоких опор, и усиление фундаментов.

Повышение рабочего напряжения часто позволяет при замене ВЛ использовать прежнюю ширину коридора и для реконструкции, существующей ВЛ требуются меньше времени на их замену, а технические решения достаточно простые. Целесообразность перевода на другой класс напряжения определяется конструкцией ВЛ и существующей шириной коридора трассы ВЛ.

1.3 Повышение нагрузки действующей линии

Оптимальное решение при повышении пропускной способности действующих линий – сохранение имеющихся проводов, так как замена проводов связана с большим перерывом в работе ВЛ. При сохранении прежних проводов требуется изменить для них верхнюю рабочую температуру в пределах, допустимых

по статистике погодных условий, при этом дополнительный нагрев проводов ограничивается их провесом и техническими условиями старения материала проводов.

Стандартные алюминиевые сплавы могут продолжительно работать при температурах 90°– 100°С. При долгосрочном повышении нагрузочной способности, простейший выход – увеличение нагрузки на существующие провода, но при этом необходимо учитывать увеличение провеса в пролетах и возможности соединительных зажимов. Наибольшие ограничения связаны с условием увеличения провеса проводов и соответственно уменьшения расстояния до земли в пролете. При этом необходимо оценивать возможные значения температуры провода, особенно в пролетах с критическим провесом. Такие линии при повышении номинальной нагрузки должны проверяться визуально с вертолета.

1.4 Ограничение провеса проводов

Для ограничения провеса провода при увеличении нагрузки применяются следующие меры:

- повышение натяжения провода;
- изменение конструкции подвески;
- укорочение изолирующей подвески без уменьшения ее электрической

прочности.

Увеличение провеса провода может быть допущено путем подъема точки подвеса провода – замена поддерживающей гирлянды на натяжную.

Возможность повышения нагрузки с помощью увеличения провеса провода на существующей линии зависит от максимально допустимой температуры, длины пролета и типа провода.

Снижение провеса провода с помощью увеличения его натяжения возможно при условии, что этот провод находится в хорошем состоянии, а имеющееся его натяжение относительно низкое. Увеличение натяжения может привести к снижению надежности провода и системы его подвески. При этом возрастает риск воздействия эоловой вибрации на срок службы провода и возможность

усиления механических воздействий при гололеде или штормовом ветре (установка дополнительных гасителей вибрации).

Натяжение провода может быть снижено уменьшением длины пролета в критических зонах, установкой подпорок в середине пролета или критических местах линии (длинный пролет, неудобный рельеф местности, участки с повышенной солнечной радиацией).

1.5 Повышение нагрузки ВЛ с учетом метеоусловий

Повышение средней рабочей температуры провода на основе статистических данных о погодных условиях на трассе линии (или многих линий) позволяет значительно увеличить нагрузку линии, если среднее значение ветра и температуры, принимаемые при проектировании линии, выбраны с большим запасом. Статистическое повышение нагрузки для увеличения пропускной способности ВЛ обуславливает минимальные затраты, но неопределенность реальных условий сохраняет некоторый риск сверхдопустимого провеса проводов.

При использовании динамического метода, обеспечивающего контроль и регулирование нагрузки на основании данных (от датчиков температуры и провеса проводов вдоль линии), исключаются опасные режимы работы ВЛ. Контроль в реальном времени метеоусловий или температуры провода позволяет диспетчеру оперативно повышать нагрузку линии, но при этом должна быть обеспечена возможность некоторого изменения режима и соответствующее его планирование.

Динамический контроль позволяет увеличить допустимую нагрузку на 5–20%, а изменение структуры пролета (обеспечение допустимого провеса) на 20–50%. Использование проводов с малым провесом и нагревостойких проводов позволяет поднять нагрузку на 50–100% (с увеличением потерь). Еще большие кратности могут быть достигнуты с применением проводов большего сечения (но с усилением опор), а применение динамического контроля в дополнение к этим мерам позволяет ещё увеличивать нагрузку.

1.6 Замена проводов

Наиболее эффективный метод повышения пропускной способности ВЛ – применение усовершенствованных типов проводов. Конструкции проводов с высокой термостойкостью и малым весом позволяют без какой–либо реконструкции опор повысить пропускную способность линии вдвое и более.

Наиболее эффективно применение проводов с улучшенными характеристиками при соблюдении следующих условий: провод работает на пределе термической нагрузки; провес провода в пролетах находится в пределах допустимого; конструкция линии позволяет использовать более тяжелый провод (без усиления ее элементов).

Применение обычных типов проводов большого сечения – наиболее простой способ. Основное ограничение в этом случае – рост массы провода, это требует усиливать конструкцию линии (опоры, фундаменты, изолирующую подвеску).

Другим ограничивающим фактором являются ветровая и гололедная нагрузка, усиливающаяся из– за увеличения поверхности провода. Применение трапецидальных Z– образных проволок проводящей части вместо круглых (при том же сечении – меньшая поверхность провода) позволяет уменьшить ветровую и гололедную нагрузку. Такой провод имеет малое аэродинамическое сопротивление и сниженные потери энергии на корону, а также обладает повышенной нагрузочной способностью (сечение проводящей части в 1,5 раза больше, чем у провода АС при том же внешнем диаметре) и уменьшенным на 50% коэффициентом лобового сопротивления ветру.

1.7 Термостойкие провода

Виды термостойких проводов определяются свойствами сердечника и токопроводящих жил (алюминий и его сплавы), а их применение целесообразно при условии, что их стоимость не превышает расходы на усиление конструкции линии. Обычные провода имеют предел по нагреву 90– 100°С из– за потери механических свойств алюминия при более высоких температурах.

Алюминий после отжига становится мягким, его прочность снижается, но растяжимость увеличивается, это снижает риск обрыва провода. Провод с отоженным алюминием и стальными сердечниками типа ACSS имеет сниженную на 30% прочность по сравнению с проводом AC. Конструкция, масса и диаметр этих проводов одинаковы, но провод ACSS меньше растягивается и имеет меньший провес. Алюминий в проводе ACSS работает до температуры 250°C – предельное значение для проволоки сердечника с гальваническим покрытием и узлов крепления провода.

Высокую температуру провода допускают сплавы алюминия с цирконием типа TAL и Z TAL. Комбинации такого провода с сердечниками из специальной стали имеют такие же массу и диаметр, как провод AC, но выдерживают более высокие температуры. Провес такого провода в пролете больше.

1.8 Провода с уменьшенным провесом

Для снижения провеса разработаны провода с сердечником из инвара (ферромагнитный сплав железа с 36% никеля), имеющего малый коэффициент линейного расширения. В этом проводе механическая нагрузка на алюминиевые жилы при расширении провода снимается с помощью механического отделения их от провода – сердечника путем введения зазора.

Высокая прочность сердечника в сочетании с малым коэффициентом линейного расширения достигается также использованием неметаллических материалов (матриц из металлооксидов или стеклопластиков, армированных углеродными волокнами).

Преимущества таких проводов – меньшая масса, высокая прочность и снижение провеса в пролете. С ростом температуры увеличивается сопротивление провода и потери в нем, поэтому линия должна работать преимущественно с равномерным графиком нагрузки.

Особенности конструкции и допустимые температуры некоторых типов проводов, обладающих высокой нагревостойкостью и механической прочностью, приведены в таблице 1.1, в которой используются следующие обозначения:

TW – провод с алюминиевыми проволоками трапецеидального сечения;
 AW – провод с проволоками сердечника, покрытыми алюминиевым сплавом;

Z – сверхтермостойкий сплав алюминий– цирконий ZTAL;

T – термостойкий алюминиевый сплав TAL;

По сравнению с обычным сталеалюминевым проводом ACSR провод ACSS дороже на 20– 50%. Он может работать при повышенной температуре, но с большим провесом. Провода с малым провесом и зазором между сердечником и жилами GTACSR вдвое дороже AC. Провода с сердечником из инвара(Z) или армированного пластика (ACCC, ACCR) стоят в 3– 6 раз дороже AC.

Другой способ уменьшения провеса при нагревании провода – увеличение его натяжения с ростом температуры. Устройство SLiM (Sagging Line Mitigator) разработанное институтом EPRI, принцип работы которого заключается в принудительном изменении длины провода в пролете при его нагреве или охлаждении. В настоящее время в ряде случаев традиционные методы увеличения расстояния проводов до земли (подъём проводов и повышние опор) дешевле применения устройства SLiM.

Таблица 1 – Характеристика проводов

Марка провода	Материал сердечника	Материал провода	Макс температура
1	2	3	4
AAAC, Aero– Z	–	Алюминиевый сплав проволоки с Z– образным сечением	90
AAC (A)	–	Алюминий	90
AC, AW, TW	Стальная проволока	Алюминий	90
AACSR	Стальная проволока	Алюминиевый сплав	90
ACAR	Алюминиевый сплав	Алюминий	90
ACSS,AW, TW	Высокопрочная стальная проволока с покрытием Al– Zn– La– Ce	Отожженный алюминий, круглые или трапецеидальные проволоки	200
TACSR	Стальная проволока	Термостойкий сплав TAL	150
Z	–	Сплав Al– Zr, ZTAL	210

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
ACFR	Пластик армированный стекловолокном	Алюминий	100
T	То же	Термостойкий сплав TAL	150
Z	То же	Сплав Al– Zr, ZTAL	210
ACCR, TW	Пластик, армированный волокнами углерода	Сплав Al– Zr, ZTAL	210
ACCC, TW	Пластик, армированный волокнами углерода, в трубке из стекловолокна	Отожженный алюминий, трапецеидальные жилы	200
TACIR	Высокопрочный инвар	Термостойкий сплав TAL	150
Z	Fe – 36%Ni	Сплав Al– Zr, ZTAL	210
GTACSR	С зазором, стальная проволока	Термостойкий сплав TAL	150
Z	То же	Сплав Al– Zr, ZTAL	210

1.9 Непрерывный контроль пропускной способности ВЛ

Под руководством института электроэнергетики США EPRI разработана система непрерывного слежения за термической нагрузкой ВЛ в динамике, потребность в которой вызвана необходимостью «предсказания» нагрузки ВЛ при наличии независимых производителей энергии. Система DTCR (Dynamic Thermal Circuit Rating) осуществляет в реальном времени наблюдение за нагрузкой ВЛ и погодой. Данные от датчиков, размещенных в критических точках ВЛ, передаются через систему телеизмерений телеуправления SCA– DA/EMS. Часть информации поступает с метеостанций.

Согласно полученным данным система рассчитывает пропускную способность ВЛ с учетом ветра, осадков, температуры воздуха, натяжения проводов. В расчеты включаются и силовые трансформаторы, питающие линию. По температуре масла в баке и условиям охлаждения определяется температура наиболее нагретых конструктивных частей внутри обмоток. С учетом тепловых постоян-

ных времени достигается наиболее полное использование нагрузочной способности оборудования в динамике. Система DTCR непрерывно следит за нагрузкой, а также определяет допустимую перегрузку в течение 4ч., 1ч. и 15мин.

Эффективность управления загрузкой ВЛ в динамике высокая (обычно линия загружена на 70– 90%). Доагрузка силовых трансформаторов в продолжительных режимах не столь эффективна в результате ограничений по охлаждению, а в динамических – из- за больших тепловых постоянных времени. Однако такую систему можно успешно использовать в качестве диагностической [34].

1.10 Использование устройств КРМ

Увеличение пропускной способности электроэнергетических систем достигается не только за счет реконструкции сетей, в частности линий, но и за счет подключения различного оборудования, предназначенного для компенсации реактивной мощности. На предприятиях особое внимание уделяется компенсирующим устройствам, так как главные приемники представляют собой асинхронные электродвигатели, коэффициент мощности которых без применения компенсирующих мероприятий может составлять 0,65–0,75. Меры по снижению реактивной энергии способствуют:

- снижению нагрузки на токопроводящие жилы проводов, применению их наименьшего сечения;
- повышению качества электрической энергии, снижению искривления вида напряжения);
- снижению нагрузочного явления на коммутационную аппаратуру по причине уменьшения токов;
- минованию нарушений за ухудшение качества электрической энергии низким $\cos\varphi$ (коэффициентом мощности);
- уменьшению затрат на электрическую энергию. Устройства компенсации реактивной энергии необходимы для компенсации реактивных величин системы (пример, ЛЭП) и реактивной мощности, участвующей в нагрузках и составляющих электроэнергетической системы.[41]

2 НОВЫЕ КОНСТРУКЦИИ ПРОВОДОВ ВЛ

В настоящее время наблюдается резкое увеличение потребления электрической энергии как в промышленной, так и в социальной сферах. Это требует от передающих и распределительных электросетевых компаний вести поиск новых решений при реконструкции и строительстве линий электропередачи. Создание новых технологий и инновационных решений в области проводов для ЛЭП направлено на реализацию следующих насущных задач сетевиков:

- увеличение количества передаваемой электроэнергии за счёт использования существующих высоковольтных линий;
- уменьшение стрелы провеса и увеличение расстояния между опорами при строительстве новых линий электропередачи;
- ограничение обледенения ЛЭП в районах с высокой влажностью и резкими перепадами температур;
- повышение стойкости проводов к воздействию больших механических нагрузок;
- обеспечение более высокого уровня надёжности передачи электрической энергии при минимизации общих капиталовложений в строительство и реконструкцию линий.

Для решения этих задач инновационные виды проводов можно классифицировать по 3 группам (рисунок 1) [35].

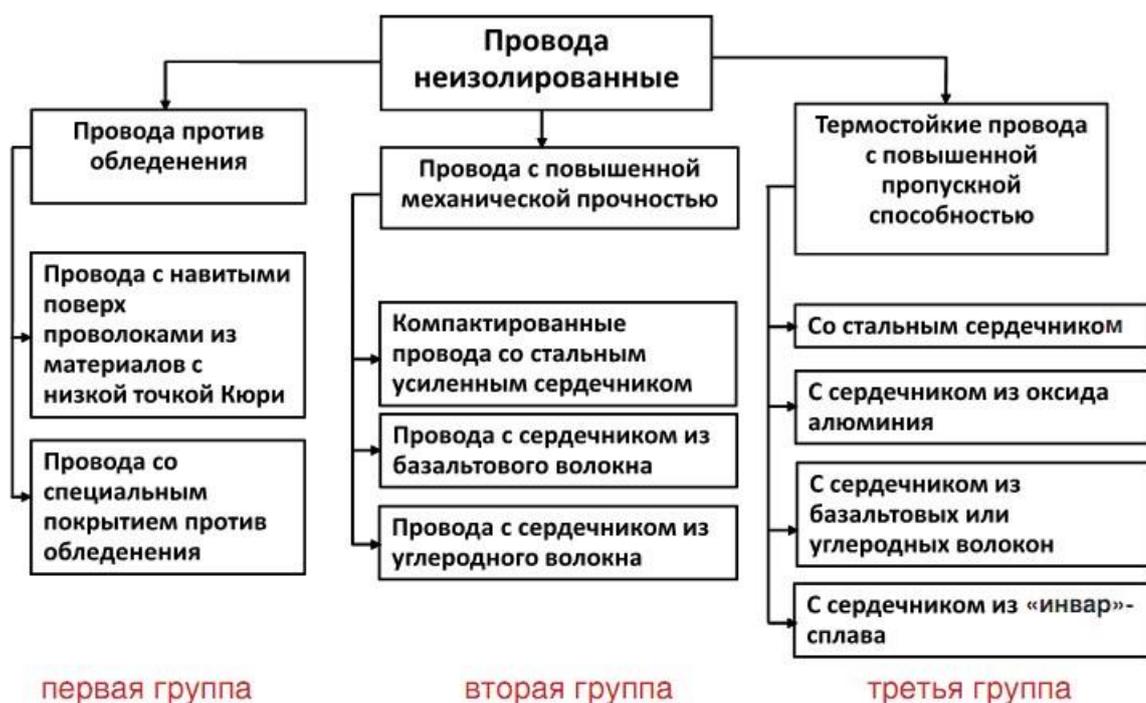


Рисунок 1 – Виды неизолированных проводов

2.1 Конструкции компактных проводов

2.1.1 Компактный провод Aero– Z

Надежная система электроснабжения – основа для перевода Российской экономики на путь инновационного развития. На сегодняшний день темпы развития энергохозяйства России не соответствуют потребностям экономики. По мере возможного обеспечивается должное электроснабжение потребителей всех категорий, но существуют серьезные проблемы, связанные, прежде всего, с транспортировкой электроэнергии. Устаревшие провода марки АС в существующих линиях электропередач (ЛЭП) имеют низкую проводимость, низкую механическую прочность, плохо противостоят погодным явлениям и дают большие потери при передаче. Устранить данные недостатки могут новые провода, разработанные зарубежными специалистами.

Концерн Nexans предлагает новые высокотехнологичные провода для линий электропередачи 110–1150 кВ. Провод представляет собой полностью связанные между собой проводники, состоящие из одного или нескольких концентрических слоев круглых проволок (внутренние слои) и проволок в виде буквы

«Z» (внешние слои). Каждый слой провода имеет скрутку по длине, выполненную с определенным шагом [36].

Внутренняя часть провода (рисунок 2) аналогична обычному проводу типа АС за исключением того, что внутренние проводники могут быть изготовлены не только из стали, но и из алюминия или алюминиевых сплавов. Более того, один или несколько проводников могут быть полыми и содержать внутри оптические волокна. Внешние же слои провода выполняются из алюминиевых проводников, имеющих форму буквы «Z», причем проводники очень плотно прилегают друг к другу.

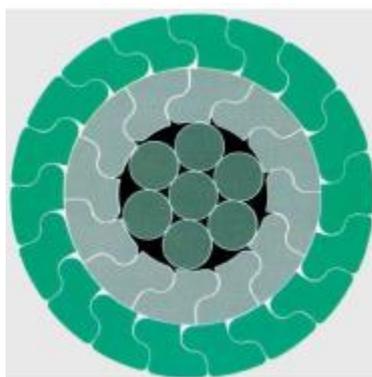


Рисунок 2 – Конструкция провода Aero– Z

Таким образом, за счет более плотной скрутки проводников и более гладкой внешней поверхности возможно использование более тонких и более легких проводов (без стального сердечника). Это, в свою очередь приводит к снижению электрических потерь в проводах (на 10–15 %), в том числе потери на корону, и повышению механической прочности конструкции.

Лабораторный тест на воздействие удара молнии показал, что при повреждении до 5 Z– образных проводников сохраняется полная механическая прочность данного провода. Также, благодаря плотной скрутке практически исключается проникновение во внутренние слои воды и загрязнений, следовательно, снижается коррозия внутренних слоев провода. Более гладкая, чем у обычного провода, внешняя поверхность Aero– Z существенно снижает потери на корону

(напряженность электрического поля, при которой возникает коронный разряд, у Aero– Z примерно на 15 % выше, чем у обычного провода).

За счет более гладкой внешней структуры провод Aero– Z имеет примерно на 30–35 % меньшее аэродинамическое сопротивление ветровым нагрузкам по сравнению с обычным проводом, что приводит к резкому уменьшению так называемой «пляски» проводов как в горизонтальном, так и в вертикальном направлении, что в свою очередь значительно облегчает работу опор и гирлянд изоляторов при сильных ветрах.

Особого внимания заслуживает поведение провода в условиях налипания снега. Для традиционного провода характерна схема, представленная на рисунке 3. По мере накопления мокрого снега на проводе центр тяжести смещается (2), и провод в пролете поворачивается (3). Однако снег продолжает падать, и цикл продолжается сначала. В результате традиционный провод получает дополнительные крутящие моменты или начинает расплетаться (в зависимости от направления ветра). Провод Aero– Z, обладая более высоким сопротивлением кручению, в этих условиях практически не поворачивается, что приводит к самосбросу излишнего снега под действием силы тяжести (рисунок 4).

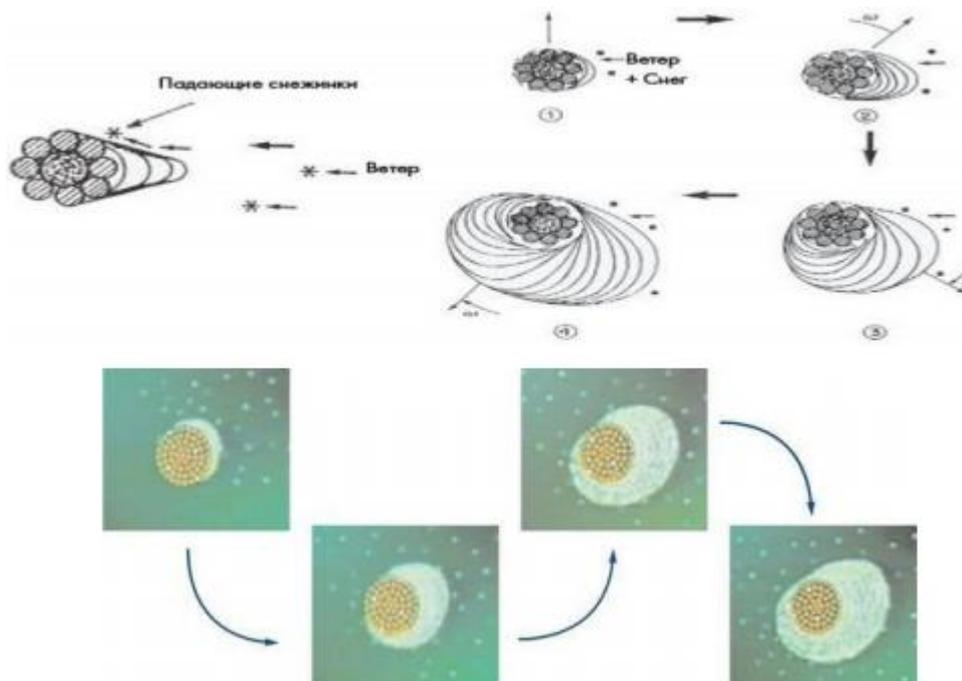


Рисунок 3 – Схема налипания снега на обычный провод

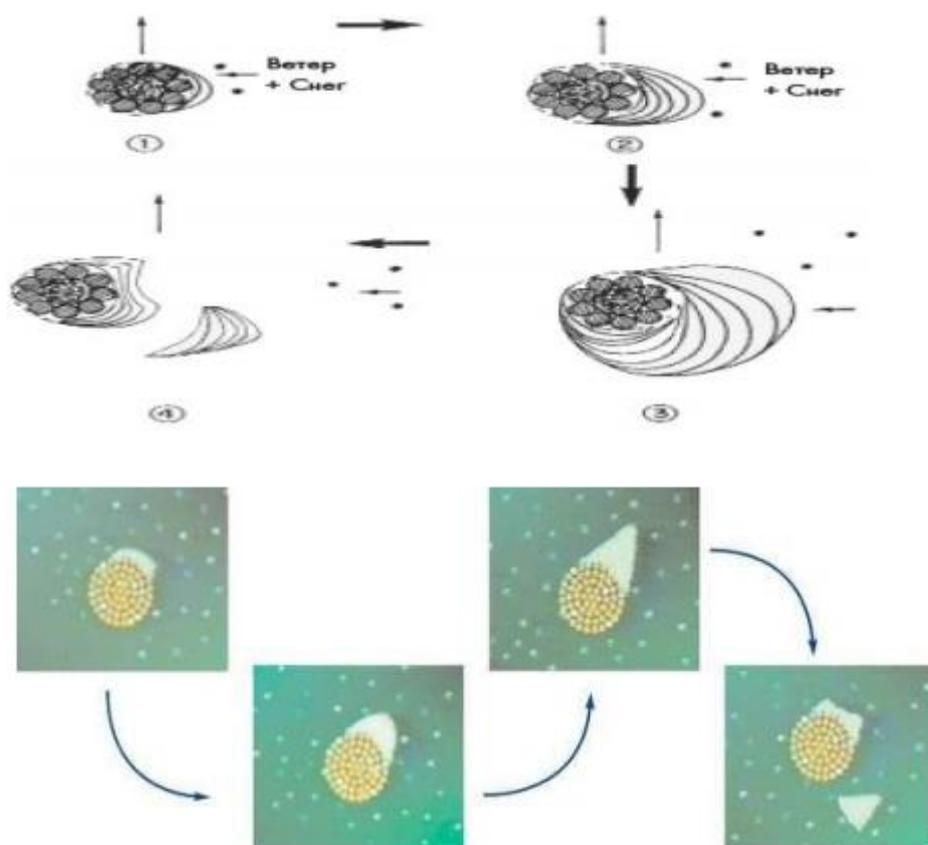


Рисунок 4 – Схема налипания снега на провод Аеро– Z

Сравнительные характеристики провода АС–240/39 и аналогичного ему провода АЕРО– Z типа 301–2Z приведены в таблице 2

Таблица 2 – Сравнительные характеристики проводов

Параметр	Провод марки АС	Провод марки Аеро– Z
Удельное сопротивление, Ом/км	0,1222	0,1094
Удельная масса, кг/км	952	844
Диаметр, мм ²	21,6	21
Усилие на разрыв, кг	80895	99500

Таким образом, удельное сопротивление провода Аеро– Z на 10,5% меньше, соответственно, на столько же меньше тепловые потери в проводе при транспортировке электроэнергии. Удельная масса Аеро– Z на 12% меньше, чем

у провода АС, диаметр – на 3%. Значение величины «усилие на разрыв» отличается на 23%.

Таким образом, использование проводов марки АЕРО– Z обусловлено: необходимостью увеличения пропускной способности существующих линий; снижением механических нагрузок, прикладываемых к опорам ЛЭП из– за «пляски» проводов; повышением коррозионной стойкости проводов и тросов; снижением риска обрыва провода при частичном повреждении нескольких внешних проволок из– за внешних воздействий, в том числе в результате удара молнии; улучшенными механическими свойствами проводов при налипании снега или образовании льда.

Следовательно, явными преимуществами провода Аеро– Z по сравнению с обычным марки АС будут:

- возможность при том же сечении передавать большие токи;
- возможность при том же весе провода использовать большие сечения, тем самым снизить тепловые потери при передаче электроэнергии и решить проблему перегрузок линии;
- значительное снижение обледенения и налипания снега на провода за счет компактности внешнего слоя проволок;
- значительное снижение аэродинамического сопротивления, уменьшение «пляски» проводов в районах с большими ветровыми нагрузками и, как следствие, снижение уровня усталости металла в проводе и увеличение жизненного цикла за счет самогашения колебаний;
- улучшение эксплуатационных показателей ЛЭП, включая снижение уровня шума в населенных районах;
- предотвращение внутренней коррозии провода, снижение вероятности обрыва при внешних воздействиях, что обеспечивает более длительные сроки эксплуатации провода (45 лет и более) по сравнению с обычными проводами для ЛЭП [37].

2.1.2 Компактный провод АСк2у

Компактированный провод состоит из сердечника, обеспечивающего механическую прочность провода, и нескольких концентрических повивов профилированных алюминиевых проволок трапециевидной формы.

Провода марки АСк2у изготавливаются по ТУ 16.К03– 53– 2012 и предназначены для передачи электроэнергии в воздушных электрических сетях на напряжение 35– 750 кВ.

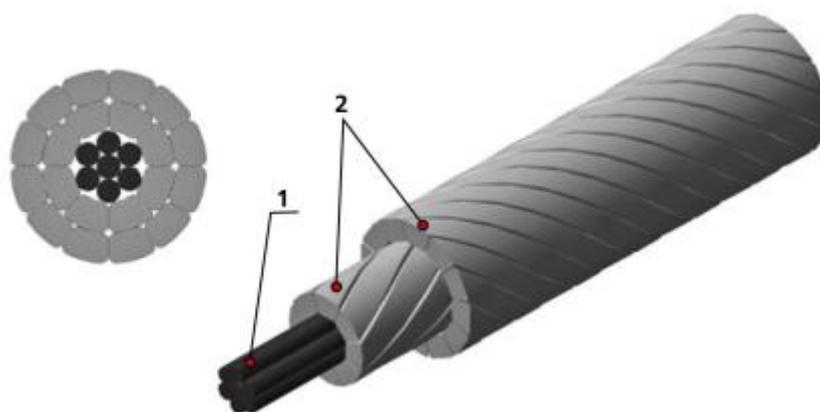


Рисунок 5 – Конструкция провода марки АСк2у: 1 – сердечник из высокопрочных стальных проволок, 2 – повивы из алюминиевых проволок
Особенности конструкции

В проводах марки АСк2у используются алюминиевые проволоки трапециевидной формы, их применение позволяет сделать внешнюю поверхность провода практически гладкой и уменьшить диаметр провода. По сравнению с традиционным проводом марки АС с такой же площадью поперечного сечения, диаметр провода марки АСк2у меньше в среднем на 10%. Меньший диаметр провода способствует уменьшению аэродинамической и гололедной нагрузки, а также снижению самой вероятности образования наледи на проводе.

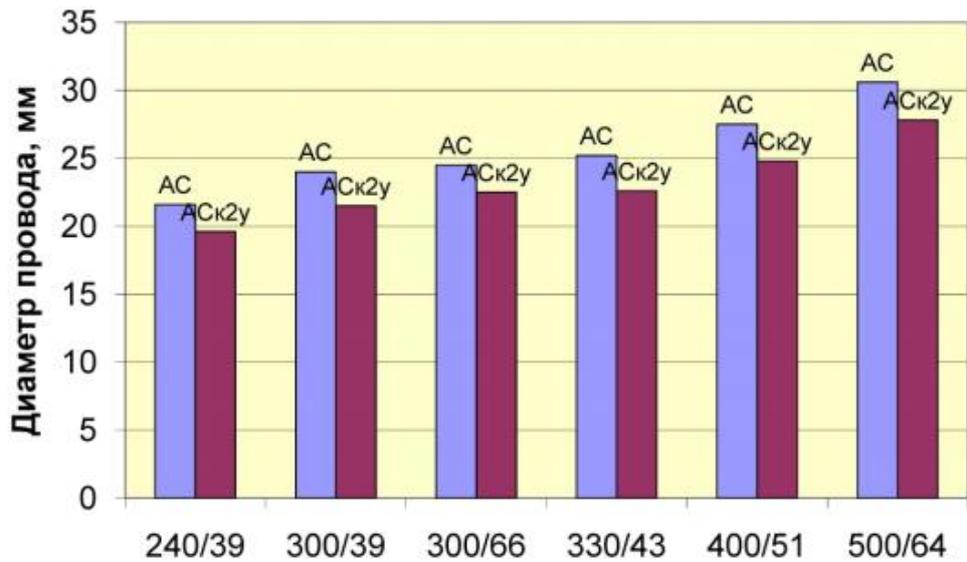


Рисунок 6 – Сравнение диаметров проводов AC и ACk2y

Применение высокопрочной стальной проволоки

Сердечник провода ACk2y состоит из высокопрочных стальных проволок с цинкоалюминиевым покрытием, изготовленных по стандарту ASTM В 958– 08. Прочность применяемых проволок на 20% выше по сравнению с проволокой традиционно применяемой в проводах марки AC. С применением высокопрочной стальной проволоки увеличивается механическая прочность сердечника и провода в целом.

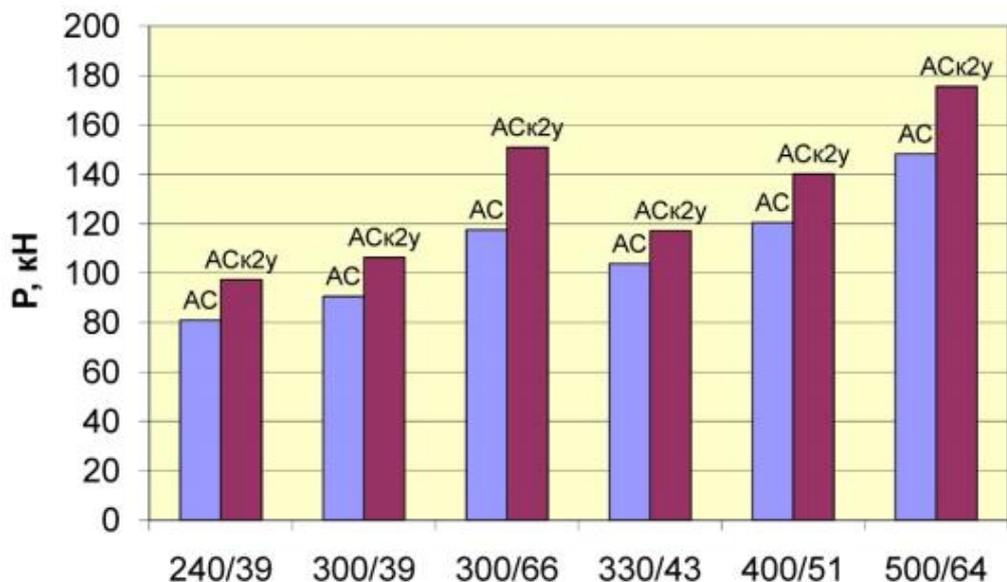


Рисунок 7 – Сравнение механической прочности проводов AC и ACk2y

Использование провода АСк2у при реконструкции существующих ЛЭП позволит уменьшить стрелы провеса провода, уменьшить вероятность обрыва проводов в результате стихийных природных воздействий.

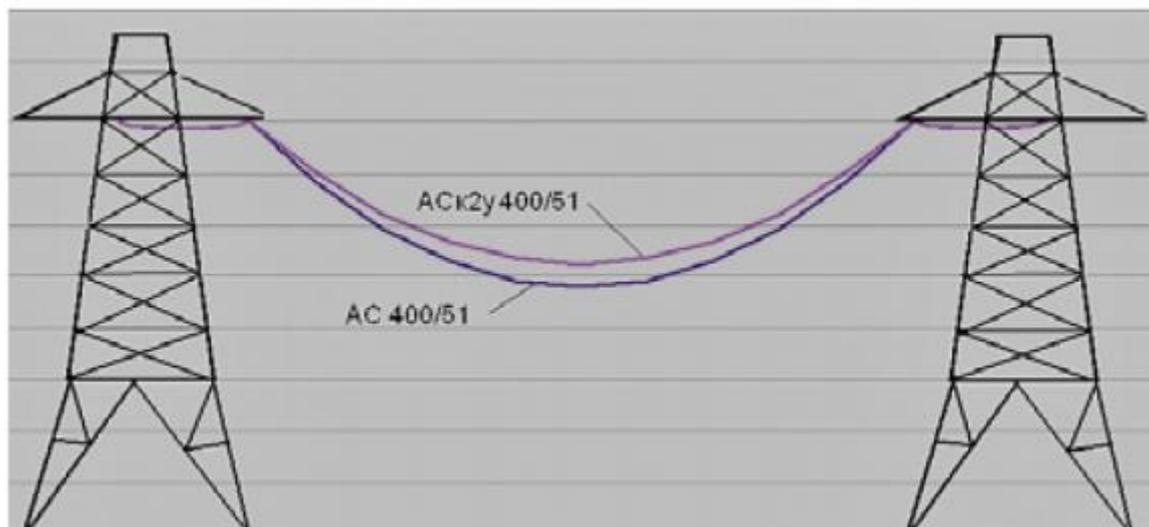


Рисунок 8 – Сравнение стрелы провеса проводов АС и АСк2у

Применение проводов АСк2у при сооружении новых ЛЭП будет способствовать уменьшению числа промежуточных опор за счет увеличения расстояния между ними, сокращая тем самым капитальные затраты на строительство и его время.

Энергосбережение

Фактическое электрическое сопротивление проводов марки АСк2у в среднем на 2–5% меньше соответствующих значений электрического сопротивления проводов марки АС одинакового сечения. За расчетный период эксплуатации провода (45 лет) на ЛЭП экономятся миллионы кВт*ч электрической энергии. Расчеты показывают, что экономический эффект для ЛЭП протяженностью несколько десятков километров составляет десятки миллионов [38].

Применяемые материалы

Для изготовления проводов применяются следующие материалы:

- катанка алюминиевая по ГОСТ 13483–78
- Высокопрочная стальная проволока по ASTM В 958–08.

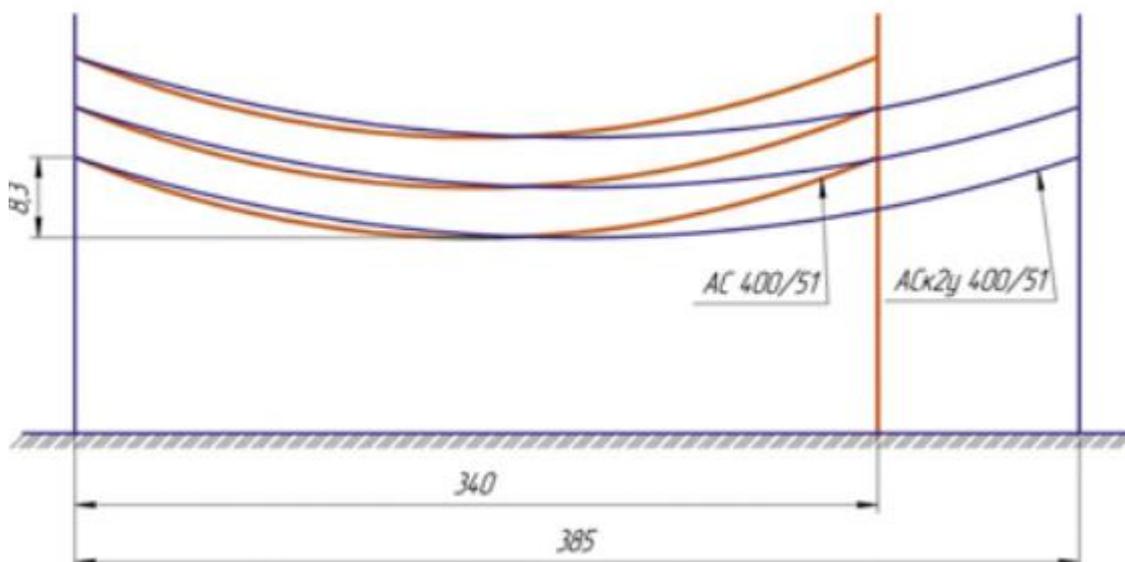


Рисунок 9 – Сравнение длины пролета проводов AC и AC2y

2.2 Конструкции высокотемпературных проводов

2.2.1 Высокотемпературный провод ACCR

Этот провод способен передавать в два – три раза больше мощности (таблица 3), чем обычный провод такого же сечения при одновременном улучшении механических и прочностных характеристик [39]. Помимо повышенной нагрузочной способности провод ACCR обладает меньшей массой, большей прочностью, более высокой теплостойкостью и устойчивостью к провисанию по сравнению с применяемыми в настоящее время проводами.

Таблица 3 – Сравнение основных показателей проводов ACCR Hawk и AC

Тип провода	Диаметр, мм	Прочность, Н	Вес, кг/км	Токовая нагрузка, А
AC 240/39	21,6	75050	921	610
ACCR Hawk 477– T16	21,6	85348	793	1167

Провод более устойчив к коррозии, обладает повышенным сопротивлением к усталости и безвреден для окружающей среды. Это изобретение является поистине революционным и считается первым важным прорывом в области

транспортировки электроэнергии по воздушным ЛЭП с тех пор, как в начале XX века появился широко применяемый и сегодня сталеалюминевый провод.

Провод АССР имеет традиционную конструкцию, состоящую из сердечника и внешних токоведущих жил (рисунок 10).



Рисунок 10 – Конструкция проводника АССР

Уникальные свойства провода обеспечиваются за счёт использования достижений современной науки в области наноматериалов. Композитный сердечник образован из нескольких проволок диаметром от 1,9 до 2,9 мм. Каждая проволока изготовлена из алюминия высокой чистоты, в который внедрены более 20000 непрерывных продольных нановолокон оксида алюминия (Al_2O_3). Эти волокна придают материалу сверхвысокую прочность [40].

Внешне композитный сердечник выглядит как обыкновенный алюминиевый провод, но его механические и физические свойства значительно превосходят алюминиевые и стальные аналоги:

- прочность композитного сердечника сравнима со стальным и в 8 раз выше алюминиевого;

- масса в 2 раза меньше стального и всего на 20% больше массы чистого алюминия;

- электропроводность в 4 раза выше электропроводности стального сердечника;

- коэффициент теплового расширения в 4 раза меньше, чем у алюминиевого, и в 2 раза меньше, чем у стального;
- жёсткость в 3 раза выше, чем у алюминиевого сердечника.

Таким образом, механические и физические свойства данного провода позволяют выполнять одиночные пролёты длиной 1,5 – 2 км. Примером служит проект перехода через реку линии 230 кВ в штате Ванкувер (Канада) длиной 1,8 км.

Внешние токоведущие жилы провода ACCR изготавливаются из теплоустойчивого высокопрочного сплава алюминий– цирконий (Al– Zr) с наночастицами Al_3Zr . Сплав Al– Zr имеет прочность, аналогичную стандартному алюминию 1350– H19, но его микроструктура сформирована так, что он сохраняет эту прочность при высоких температурах. Если обычный алюминий при температуре 120–150°C отжигается и резко теряет прочность, то сплав Al– Zr сохраняет свои свойства до 210°C, с пиковыми нагрузками до 240°C. Эффект упрочнения достигается за счёт образования наночастиц (дисперсоидов) Al_3Zr , равномерное распределение которых достигается при оптимальном выборе концентрации циркония в сплаве (0,3–0,4%Zr), а также за счёт термомеханической обработки в процессе литья, прокатки и волочения. Следует отметить, что размеры дисперсоидов (около 10 нанометров) не изменяются в процессе последующей деформации при волочении и отжиге катанки [40].

Провод ACCR поставляется сечением от 120 до 1600 мм². Разделка, сращивание и оконцевание провода производятся традиционными методами. Провод ACCR обладает малым весом – он всего на 20 % тяжелее провода из чистого алюминия. Провод достаточно легко монтируется на имеющиеся опоры, в результате продлевается жизнь старых конструкций, что даёт значительный экономический эффект. Пример ниже отражает затраты электросетевой компании на строительство параллельной линии для существующей с целью увеличения передаваемой мощности по сравнению с затратами на реконструкцию существующей линии с помощью провода ACCR (рисунок 11). Данная схема отражает лишь общий принцип образования экономии при использовании провода ACCR. В

каждом конкретном случае размер той или иной составляющей общей стоимости может варьироваться в значительных пределах [10].

Новый провод превосходно показал себя в экстремальных условиях, таких как режимы чрезвычайно низких или высоких температур, повышенная влажность, воздействие солёной воды, сильные ветры, вибрация, ультрафиолетовое излучение. Применение провода ACCR в этих условиях позволяет значительно сократить затраты на ремонт линий и замену подвергающихся коррозии участков. Провод прошёл масштабные лабораторные и линейные испытания и с 2005 г. введён в коммерческую эксплуатацию. В настоящее время семь основных энергетических сетей общего пользования США используют провод ACCR либо строят линии с его использованием. В мире ACCR уже используется более чем в 20 электросетевых компаниях, в частности, в Канаде, Бразилии, Китае, Индии, Франции. С 2008 года было осуществлено несколько проектов с использованием провода 3М ACCR в России, и российские сетевые компании смогли убедиться в выгоде применения такого специализированного решения.

Таким образом, использование проводника ACCR в электросетях является необходимым фактором устойчивого развития электроэнергетики республики, позволит реализовать программу по модернизации электроэнергетического сектора в кратчайшие сроки с наименьшими капитальными вложениями, что положительно скажется на развитии экономики страны в целом.

2.2.2 Высотемпературный провод АСТ

Воздушная линия работает в естественных климатических условиях и подвергается ветровым и гололедным нагрузкам, изменениям температуры окружающего воздуха, воздействию грозы. Все климатические условия фиксируются на метеостанции вся территория РК разделена на районы:

Провода марки АСТ состоят из стального сердечника и проволок из алюминиевого термостойкого сплава, скрученных концентрическими повивами поверх стального сердечника.

Провода марки АСТ изготавливаются по ТУ 16. К03– 49– 2009 и предназначены для передачи электрической энергии в воздушных электрических сетях напряжением 35– 750 кВ.

Провода марки АСТ соответствуют требованиям ГОСТ 839– 80, МЭК 61089, МЭК 60888, МЭК 60889, МЭК 61284, техническим требованиям ПАО «ФСК ЕЭС». Вид климатического исполнения УХЛ, категория размещения 1 и 2 по ГОСТ 15150.

Пример условного обозначения провода сечением токопроводящей части 240 мм² и стального сердечника 39 мм² при заказе и в документации изделия: провод АСТ 240/39 ТУ 16.К03– 49– 2009.

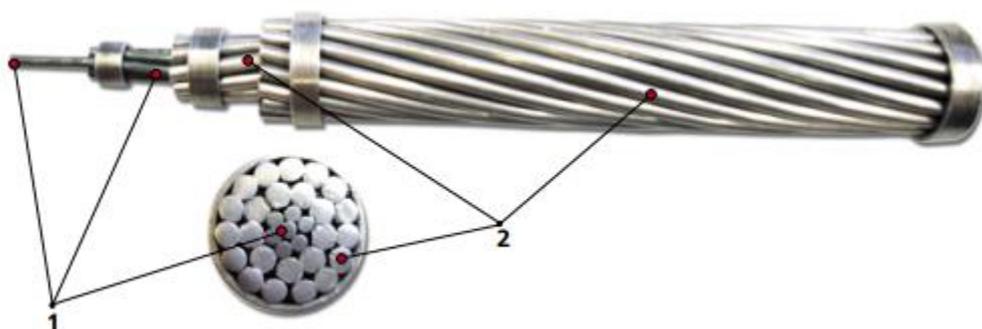


Рисунок 11 – Конструкция провода марки АСТ: 1 – стальной сердечник, 2 – алюминиевый сплав

История создания провода

В 2008 г. ОАО «Кирскабель», первым из российских кабельных заводов, совместно с национальным исследовательским технологическим университетом «МИСиС» начали разработку неизолированного провода, способного противостоять обледенению, а главное, способного в режимах пиковых нагрузок, аварийных и после– аварийных режимах работы ВЛ передавать большие мощности по сравнению с обыкновенными сталеалюминиевыми проводами при сохранении одинакового эффективного сечения провода, тем самым повышая общую надежность работы линий электропередач. Результатом совместной работы стало создание высокотемпературного Al– Zr сплава, разработка конструкции нового термостойкого провода АСТ, проведение многочисленных исследований

и испытаний в лабораториях «МИСиС», ОАО «Кирскабель» и ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС».

Основные преимущества:

- обладают повышенной механической и термической стойкостью;
- провода марки АСТ способны передавать бóльшие токи, а, значит, и подводить бóльшие мощности к потребителям;
- благодаря одинаковой конструкции с традиционными проводами АС, не требуют глобальной перестройки линии, специального оборудования и арматуры или обучения персонала;
- благодаря высокой термической стойкости провода, необходимое время на плавку гололеда, а также связанные с этим процессом издержки и затраты сокращаются;
- при работе в области высоких температур способны противостоять обледенению без применения средств борьбы с гололедом;
- применение провода способно существенно снизить капитальные затраты при строительстве новых линий и модернизации существующих участков;
- обеспечивают бесперебойную работу линий электропередач в режимах пиковых нагрузок, аварийных и послеаварийных режимах работы;
- повышают надежность передачи электроэнергии и электроснабжения потребителей.

Таблица 4 – Основные отличия провода АСТ от АС

Характеристика	АС	АСТ
Рабочая температура, (С)	90	210
Краткосрочный нагрев, до 30 мин, (С)	120	240
Допустимая температура при $K3 < 1с$, (С)	220	300
Токонесущая способность, (А)	$I_{раб}$	$I_{раб}+50\%$
Передаваемая мощность, (Вт)	$W_{раб}$	$1,5 * W_{раб}$

Применяемые материалы

Для изготовления проводов применяются следующие материалы:

- проволока из алюминиевого сплава АЦр1Е по ТУ 16.К03– 51;
- проволока из алюминиевого сплава АТЗ по МЭК 62004;
- проволока из алюминиевого сплава по ASTM В 941– 05;
- стальная проволока с цинкоалюминиевым покрытием по нормативной документации фирмы «Bekaert».

2.3 Композитные провода

2.3.1 Композитные провода и кабели марки АССС

Стандартные стальные сердечники могут перегреться в условиях пиковых электрических нагрузок, что приводит к растяжению провода и провисанию ниже допустимой нормы. В противоположность этому, провод с сердечником из композитов обладает более низким коэффициентом термического расширения и поэтому они менее подвержены тепловому расширению, чем проводники с стальными сердечниками. Заменяя провод со стальным сердечником на провод с композитными материалами можно увеличить пропускную способность линий. Производители провода говорят, что можно удвоить величину тока в линии без риска провисания и разрушения провода.

Свойства композитных материалов – высокое отношение прочности к весу и малая величина провисания, что приводит к увеличению пролетов между опорами, уменьшая количество опор в линии на 16 %.

Алюминиевый Проводниковый Провод с Композитным Сердечником (Aluminum Conductor Composite Core (АССС) cable) от компании Composite Technology Corp.'s (СТС, Irvine, Calif) построен вокруг углеволоконного и стекловолоконного эпоксидного ядра (рис. 1). Во время процесса пултрузии (процесс получения стеклопластиковых профилей путем вытягивания через нагретую до 130 – 150 градусов формообразующую фильеру стекловолокнистых материалов, пропитанных полиэфирной смолой или другой термореактивной смолой) формирует цельный сердечник цилиндрической формы, в то время как слой волокон

из E– стекла укладывается вокруг наружной оболочки. Связанные волокна пропитываются высокотемпературной связующей эпоксидной смолой. Слой стеклопластика служит двум целям:

- он отделяет углеволокно от проводящего алюминиевого покрытия для предотвращения гальванической коррозии;
- он «уравновешивает» более хрупкое углеволокно и улучшает гибкость и прочность сердечника.

Сердечники имеют размеры, соответствующие стандартным размерам, диаметрами от 12.7 мм до 69.85 мм, что обеспечивает их применение для изготовления проводников с пропускной способностью от 300 А до 3500 А.

При испытании провод подвергали высоким напряжениям – сердечник размером 9.5 мм был испытан нагрузкой 18 567 кг при температуре окружающей среды. В результате кабельная система АССС может непрерывно работать при 1800С и может выдерживать кратковременные скачки до 2000С, с провисанием всего лишь 10% от величины провисания кабеля со стальным сердечником. В отличие от обычных проводников со стальным сердечником, которые имеют относительно высокий коэффициент термического расширения, сердечник проводника АССС стабилен по размерам с коэффициентом термического расширения $1.6 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}$ (у стали коэффициент термического расширения $11.5 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}$).

Хотя стоимость продукта АССС за км приблизительно в 3 раза выше по сравнению с традиционными проводами, экономический эффект от их применения обеспечивает высокую окупаемость. В протяженной, многоцепной линии, провода с композитными сердечниками передают в два раза больше мощности по сравнению с проводом со стальным сердечником такого же веса и напряжения.

Одним из проектов установки композитных проводов стала ВЛ протяженностью в 60 км в провинции Фуджиан, Китай. В случае применения обычного провода для реконструкции линии (с увеличением сечения провода) потребовалось бы заменить 150 опор, чтобы удерживать возросший вес. Использование

АССС кабеля позволило избежать замены всех опор, кроме семи штук, снижая материальные затраты и уменьшая полную стоимость проекта.[4]

2.3.2 Композитные провода и кабели марки АССР

Алюминиевый Проводящий Композитный Усиленный провод (Aluminum Conductor Composite Reinforced (АССР)). В противоположность АССС, в проводе используется сердечник из металлокомпозита, в обертке из высокотемпературных алюминий– цирконидных (Al– Zr) проводов – конструкция, где и композитный сердечник, и наружные пучки Al– Zr дают вклад в прочность кабеля и повышение проводимости (рис. 2).

Композитный сердечник состоит из волокна алюминиевой керамики высокой чистоты (оксид алюминия Al_2O_3). Каждый сердечник состоит из более чем 25000 сверхпрочных волокон Al_2O_3 . Сердечники имеют диаметры от 1.9 мм до 2.9 мм, чтобы коррелировать со стандартными размерами стальных сердечников, в диапазоне от 21.84 мм до 28.19 мм. Керамические волокна являются непрерывными, осевой ориентации, и полностью помещенными в алюминиевую матрицу. Провод является стандартным крученым проводом, с оберткой, состоящей из непрерывных прядей Al– Zr, изготавливаемых с использованием обычных методов кручения.

Наружные пряди Al– Zr являются температуростойким сплавом, который позволяет непрерывно работать при 2100С, с пиковыми нагрузками до 2400С. Хотя и являющиеся традиционным алюминием, провода с композитным сердечником приблизительно в 9 раз прочнее алюминия и в 3 раза жестче. Сердечник в половину легче соответствующего стального сердечника, обладает более высокой электропроводностью, и имеет коэффициент теплового расширения в половину такой же величины для стали.

Применение проводов с композитными сердечниками позволяет не только повысить пропускную способность ВЛЭП и сократить затраты на реконструкцию, но и за счет более высокой проводимости композитного сердечника снизить электрические потери в ВЛ.

2.4 Провод и грозотрос марки АААС (АЕРО Z)

Новые высокотехнологичные провода для линий электропередачи 110 – 1150 кВ. Эти провода, получившие название Aero– Z®, представляют собой полностью связанные между собой проводники, которые состоят из одного или нескольких концентрических слоев круглых проволок (внутренние слои) и проволок в виде буквы "Z" (внешние слои). Каждый слой провода имеет скрутку по длине, выполненную с определенным шагом.

Причинами для разработки этого типа провода стали:

- необходимость увеличения пропускной способности существующих линий;
- снижение механических нагрузок, прикладываемых к опорам ЛЭП, из-за пляски проводов;
- повышение коррозионной стойкости проводов и тросов;
- снижение риска обрыва провода при частичном повреждении нескольких внешних проволок из-за внешних воздействий, в том числе в результате удара молнии;
- улучшение механических свойств проводов при налипании снега или образовании льда.

Рассмотрим более подробно конструкцию провода Aero– Z®. Внутренняя часть провода аналогична обычному проводу типа АС за исключением того, что внутренние проводники могут быть изготовлены не только из стали, но и из алюминия или алюминиевых сплавов. Более того, один или несколько проводников могут быть полыми и содержать внутри оптические волокна. Внешние же слои провода выполняются из алюминиевых проводников, имеющих форму буквы "Z"., причем проводники очень плотно прилегают друг к другу.

Таким образом, за счет более плотной скрутки проводников и более гладкой внешней поверхности возможно использование более тонких и более легких проводов (без стального сердечника). Это, в свою очередь приводит к снижению электрических потерь в проводах (на 10– 15%), в том числе потери на корону, и повышению механической прочности конструкции.

Лабораторный тест на воздействие удара молнии показал, что при повреждении до 5 Z-образных проводников сохраняется полная механическая прочность данного провода. Также, благодаря плотной скрутке практически исключается проникновение во внутренние слои воды и загрязнений, следовательно, снижается коррозия внутренних слоев провода.

Особо остановимся на поведении провода в условиях налипания снега. Провод Aero-Z, обладая более высоким сопротивлением кручению, практически не поворачивается, что приводит к самосбросу излишнего снега под действием силы тяжести.

За счет более гладкой внешней структуры провода Aero-Z имеют примерно на 3035 % меньшее аэродинамическое сопротивление ветровым нагрузкам по сравнению с обычным проводом. Этот факт приводит к резкому снижению пляски проводов как в горизонтальном, так и в вертикальном направлении, что в свою очередь значительно облегчает работу опор и гирлянд при сильных ветрах.

Таким образом, предлагаемые на российском рынке провода Aero-Z® имеют следующие основные преимущества по сравнению с обычными проводами:

- резкое снижение потерь при транспортировке электроэнергии по линиям электропередачи (особенно по магистральным);
- практически полное отсутствие внешней коррозии проводников;
- резкое снижение пляски проводов от ветровых нагрузок;
- уменьшение налипания снега и льда на проводах;
- уменьшение нагрузки на поддерживающие устройства ЛЭП, что приводит к возможному увеличению длин пролетов и экономии до 10 % числа опор;
- возможность организации каналов передачи информации по оптоволокну внутри проводов и молниезащитных тросов;
- при равных диаметрах в условиях постоянной нормальной эксплуатации имеется прирост допустимой нагрузки по току от 7 до 16% и, как следствие, снижение тепловых джоулевских потерь на 13 – 26%;

– коэффициент аэродинамического сопротивления компактных проводов снижается на 25– 50% по сравнению с обычными проводами при воздействии ветра с высокой скоростью.

В 2007 году ОАО «Кубаньэнерго» выполнило реконструкцию ВЛ– 110 кВ «Шепси– Туапсе (тяговая)» (протяженностью 10,3 км) с заменой провода АС на провод марки АЕРО Z. В результате реконструкции увеличена пропускная способность ВЛ с 64 МВА (337 А для медного провода М– 70), до 113 МВА (596 А), для провода АЕРО– Z 242– 2Z.

Провод АЕРО– Z 242– 2Z по длительно допустимому току соответствует проводу АС– 240 (610 А), но имеет удельный вес 671 кг/км, что соответствует проводу АСУ– 150. 1.4. Провод марки GTACSR и ZTACIR/AS.

Существуют еще два вида модернизированных токоведущих проводов с низкой стрелой провеса. Для одного из них предусматривается в целях усиления провода применение специального материала – железоникелевого сплава, а для другого – специального конструктивного решения, так называемого токоведущего провода с зазором между внешней токопроводящей частью и внутренним несущим сердечником.

GTACSR («Gapped» TAL alloy Aluminium Conductor Steel Reinforced) – это провод с зазором (гар в пер. с англ. зазор), изготовленный алюминиевых сплавов стойких к высоким температурам.

Алюминиевые проводники внутреннего слоя, ближайшего к сердечнику, имеют трапецеидальное сечение. Внутренний слой изготовлен таким образом, что между ним и стальным сердечником есть зазор, заполненный смазкой, стойкой к воздействию температуры. Такая конструкция обеспечивает скольжение алюминиевых слоев относительно стального сердечника, за счет чего GTACSR провод можно натянуть, только зафиксировав стальной сердечник. Это решение гарантирует:

- малое удлинение (провисание) провода вследствие роста температуры, определяемое только линейным коэффициентом расширения стали;
- исключение механического натяжения алюминиевого слоя;

– увеличение передаваемой мощности.

С другой стороны, для этих конструкций необходима специальная процедура натяжения провода, более сложная по сравнению с натяжением обычных сталеалюминиевых проводов. Основное различие между технологиями монтажа GTACSR и обычных проводов заключается в монтаже зажимов. В случае применения GTACSR провода алюминиевые слои должны быть расплетены для крепления провода на анкерных опорах. После крепления и натяжения провод оставляют на 24 часа для выравнивания (скольжением) проводящих слоев относительно натянутого стального сердечника, затем провод подтягивают.

Максимальная рабочая температура GTACSR проводов составляет 150оС. При такой температуре передаваемая мощность может быть увеличена в 2 раза.

С другой стороны, у проводов GTACSR более высокие потери по сравнению с обычными проводами. Исходя из роста нагрузки на 4% в год, повышенные капиталовложения при реконструкции с применением обычного провода будут покрыты затратами на дополнительные потери через 10– 15 лет. Если предполагается, что нагрузка будет расти в меньшем объеме, то этот срок еще более возрастет.

Есть еще один положительный момент, то что реконструкция с заменой опор достаточно длительна и требует привлечения сторонней строительной– монтажной фирмы, а реконструкцию с проводом GTACSR энергоснабжающая компания может выполнить своими силами.

Для дальнейшего расчета можно использовать все проводники кроме АСк2у поскольку при применении его мы не повлияем на увеличение пропускной способности по сравнению с проводами марки АС.

3. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ АРТЕМОВСКОГО РАЙОНА ПРИМОРСКОГО КРАЯ И ЕГО СХЕМНО – РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ

Граф рассматриваемого участка сети представлен на рисунке 12.

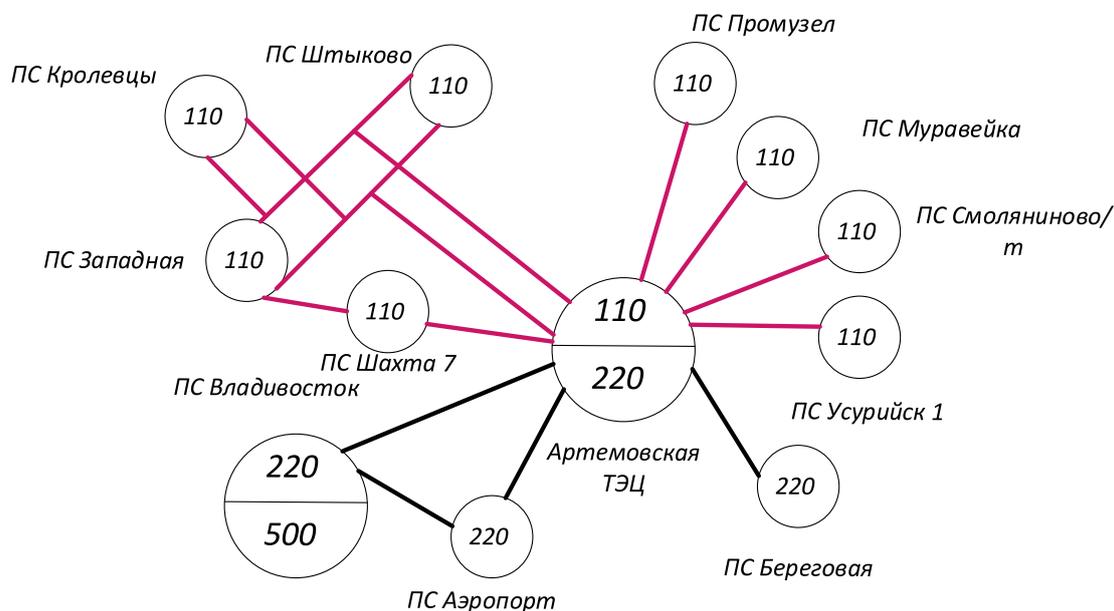


Рисунок 12 – Граф рассматриваемого участка сети

В качестве источника питания рассматривается:

1. Артёмовская ТЭЦ;

Также выбрана подстанция с высшим классом напряжения 500 кВ: ПС Владивосток, 2 подстанции с высшим классом напряжения 220 кВ:

1. ПС Аэропорт;
 2. ПС Береговая 2;
- 7 подстанции с высшим классом напряжения 110 кВ:
1. ПС Промузел
 2. ПС Шахта 7
 3. ПС Западная
 4. ПС Штыково
 5. ПС Усуйск 1
 6. ПС Смоляниново/т

7. ПС Муравейка

3.1 Структурный анализ электроэнергетической системы района

Структурный анализ электроэнергетической системы района включает в себя следующие задачи:

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

3.1.1 Характеристика источников питания

Артемовская ТЭЦ

Основным видом деятельности Артемовской ТЭЦ является производство электрической и тепловой энергии.

В Дальневосточной энергосистеме Артемовская ТЭЦ осуществляет следующие функции:

- Выдача мощности и выработка электроэнергии;
- Регулирование частоты;
- Прием суточных и недельных неравномерностей нагрузки по энергосистеме;
- Аварийного резерва, как кратковременного по мощности, так и длительного по энергии.

Работа станции осуществляется четырьмя турбогенераторами типа ТВФ–100–2 мощностью по 100 МВт каждый, четырьмя паровыми турбоагрегатами мощностью по 100 МВт каждый, а также восьмью котельными агрегатами высокого давления типа БКЗ–220–100Ф. ТВФ–100–2У3 – турбогенератор с водяным форсированным охлаждением, мощностью 100 МВт и двумя полюсами У3 климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ.

Главная электрическая схема ТЭЦ построена следующим образом: один турбогенератор (№8) соединен в блок с повышающим трансформатором типа ТДЦ–125000/220 и выдают мощность на напряжении 220 кВ, два турбогенератора (№5,6) соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа ТЦ–

125000/110 для выдачи мощности на напряжении 110 кВ, еще один турбогенератор (№7) подключен к низкой стороне автотрансформатора и может выдавать мощность на напряжение 110 кВ и 220 кВ. На ТЭЦ смонтировано два открытых распределительных устройства ОРУ– 220 и ОРУ– 110 кВ. Связь двух распределительных устройств осуществляется через автотрансформатор типа АТДЦТН– 200000/220/110.

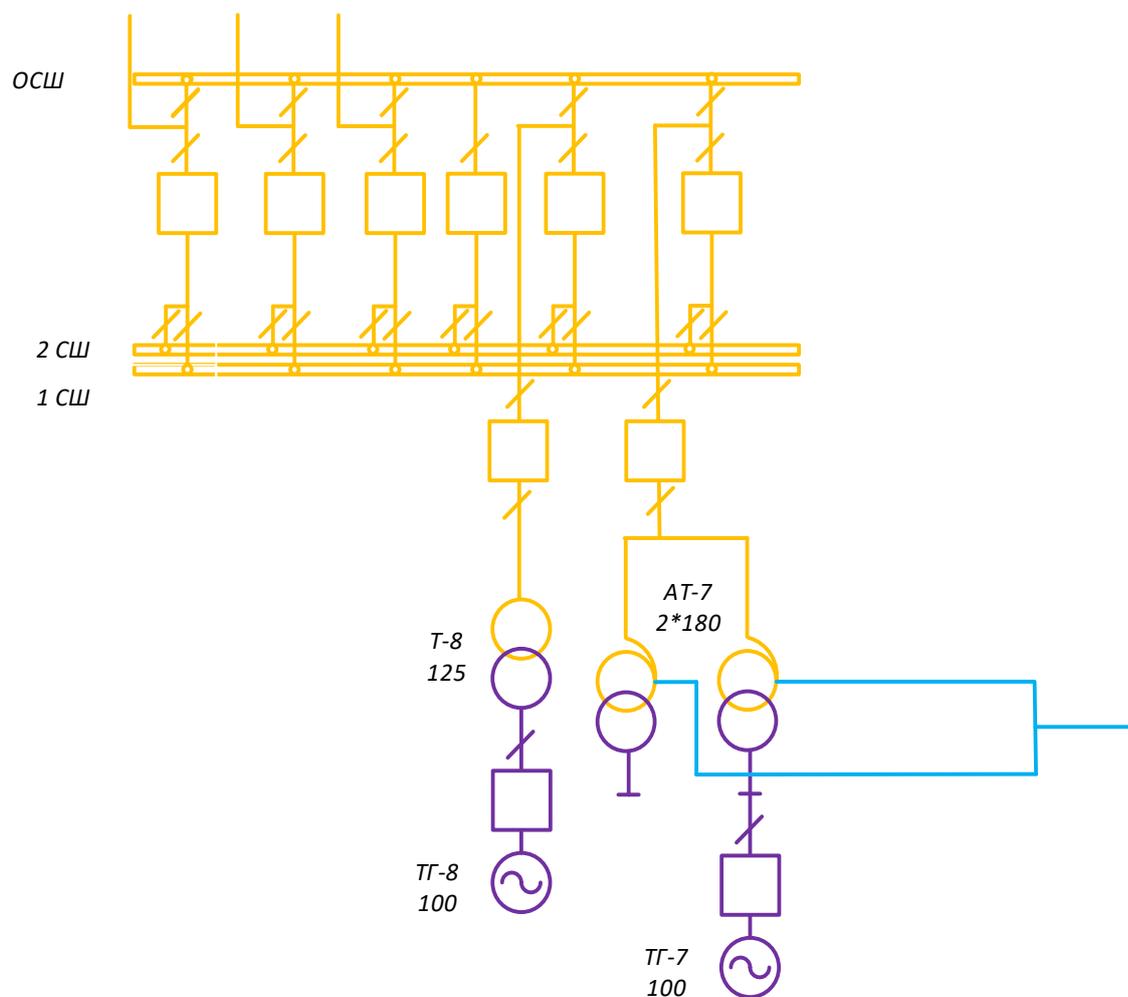


Рисунок 13 – Схема РУВН Артемовской ТЭЦ

$U_{ном}$: 220 кВ

Схема РУ: 13Н Две рабочие и обходная системы шин.

Количество ячеек: 4 линейные, 2 трансформаторные.

Трансформаторы напряжения установлены по одному на шину.

Таблица 5 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
АТДЦТН-200000/220/110	2	11	32	20	430	125	1000	0,5
ТЦ-125000/220/15.7	1	13			600	250	1125	0,45

Таблица 6 – Генераторы

Марка	Кол-во	P _{НОМ} , МВт	U _{НОМ} , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
ТВФ-100-2У3	2	180	15.75	1500

U_{НОМ}: 110 кВ

Схема РУ: 13 Две рабочие системы шин.

Количество ячеек: 7 линейных, 8 трансформаторные.

Трансформаторы напряжения установлены по одному на каждую секцию шин. Выключатели: установлены по 1 на каждую отходящую линию, по 1 на каждый трансформатор и по 1 на каждый генератор.

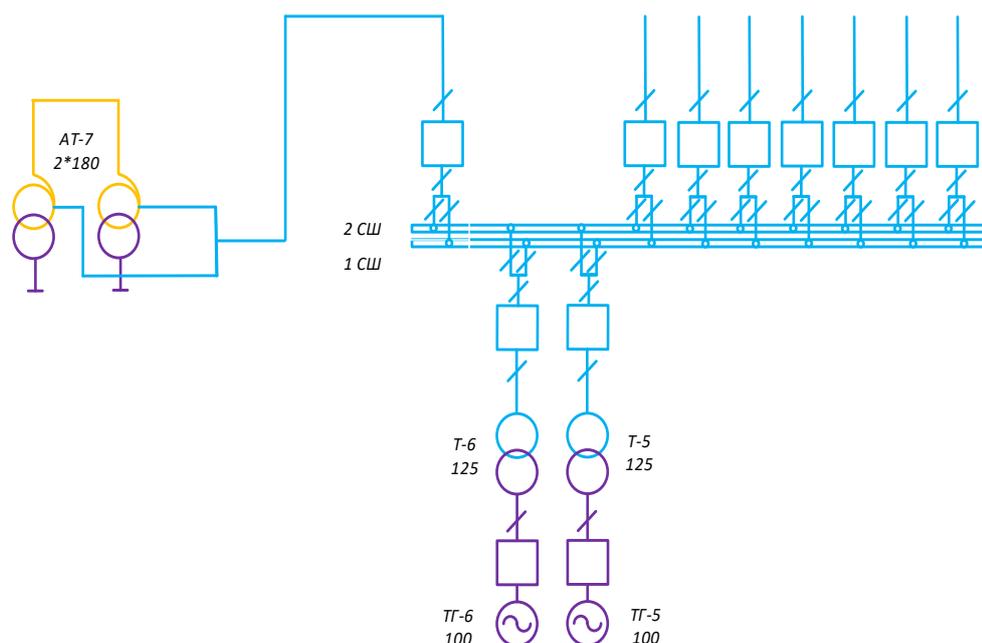


Рисунок 14 – Схема РУСН Артемовской ТЭЦ

Таблица 7 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
АТДЦТН-200000/220/110	1	11	32	20	430	125	1000	0,5
ТЦ-125000/110/15.7	2	13			600	250	1125	0,45

Таблица 8 – Генераторы

Марка	Кол-во	P _{НОМ} , МВт	U _{НОМ} , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
ТВФ-100-2У3	3	180	15.75	1500

3.1.2 Структурный анализ ЛЭП

Таблица 9 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

Наименование линии	U _{НОМ} , кВ	Сечение линии	Длина линии, км	Тип линии
Владивосток – Аэропорт	220	АС-400/51	19.1	ВЛ
Аэропорт – АТЭЦ		АС-400/51	19.1	ВЛ
АТЭЦ – Береговая 2		АС-300/39	45.3	ВЛ
Владивосток – АТЭЦ		АС-300/39	23	ВЛ
АТЭЦ – Промузел	110	М-70/11	19.8	ВЛ
АТЭЦ – Шахта		М-70/11	14	ВЛ
АТЭЦ – Уссурийск 1		М-95/16	28.6	ВЛ
АТЭЦ – Смоляниново/т		М-70/11	23.1	ВЛ
АТЭЦ – Муравейка		АСК-240/32	12.65	ВЛ
Западная – Штыково с отпайкой на ПС Кролевцы и АТЭЦ		АС-150/24	37.4	ВЛ

Таблица 10 – Распределение ЛЭП по классам номинального напряжения

U _{НОМ} , кВ	Суммарная протяженность, км
220	106.5
110	135.55

Таблица 11 – Интервальная оценка сечений

U _{НОМ} , кВ	Сечение	Суммарная протяженность, км
220	АС– 400	38.2
	АС– 300	68.3
110	М– 70	56.9
	М– 95	28.6
	АС– 150	37.4
	АСК– 240	12.65

3.1.3 Структурный анализ ПС

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

Таблица 12 – ПС по способу присоединения к сети

Наименование ПС	Способ присоединения к сети
1	2
ПС Владивосток	Узловая
ПС Аэропорт;	Проходная
ПС Береговая 2	Проходная
ПС Промузел	Проходная
ПС Шахта 7	Проходная
ПС Западная	Узловая
ПС Штыково	Узловая
ПС Усуйск 1	Узловая
ПС Смоляниново/т	Проходная

1	2
ПС Муравейка	Проходная
ПС Кролевцы	Отпаечная

Таблица 13 – ПС по схемам РУ

Наименование ПС	Схема РУ ВН	
ПС Кролевцы	Мостик (5Н)	
ПС Аэропорт;	Четырехугольник	
ПС Береговая 2	Четырехугольник	
ПС Промузел	Мостик (5Н)	
ПС Шахта 7	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)	
ПС Западная	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)	
ПС Штыково	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)	
ПС Усурйск 1	Две рабочие системы шин (13)	
ПС Смоляниново/т	Мостик (5Н)	
ПС Муравейка	Мостик (5АН)	
ПС Владивосток	500	Треугольник (6Н)
	220	Две рабочие системы шин (13)

Таблица 14 – Количество и марки, установленных на ПС трансформаторов

Наименование ПС	Количество и марки трансформаторов
1	2
ПС Кролевцы	2 x ТДТН– 25000/110

1	2
ПС Аэропорт;	2 x ТРДН– 25000/220
ПС Береговая 2	2 x АТДЦТН– 63000/220/110/10.5
ПС Промузел	2 x ТДН– 16000/110– У1
ПС Шахта 7	2 x ТДН– 16000/110– У1
ПС Западная	2 x ТДНТ– 40000/110/35/10
ПС Штыково	2 x ТДН– 16000/110– У1
ПС Уссурийск 1	2 x ТДНТ– 40000/110/35/10
ПС Смоляниново/т	2 x ТДТН– 40000/110
ПС Муравейка	2 x ТДН– 16000/110– У1
ПС Владивосток	3 x АОДЦТН– 167000/500/220/35

Рассматриваемый участок электрической сети имеет сложную структуру с замкнутыми контурами с сильными и слабыми связями. Слабыми связями обладают проходные и отпаечные подстанции 110 кВ, поскольку связность этих подстанций ограничивается связью в основном с двумя другими элементами сети. Сильными связями обладают узловые подстанции Владивосток, Западная, Штыково которые имеют не менее четырех связных элементов. Всего в рассматриваемом районе 11 подстанций, из них большинство являются двух трансформаторными. Преобладают линии номинального напряжения 110 кВ. Из них наибольшую протяженность имеют линии, выполненные сечением, М– 70. Далее произведем анализ нормального и послеаварийного режима для выбранного участка сети.

3.2 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети

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

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

- Схема нормального зимнего режима электрических соединений Приморских электрических сетей, зимний режим 2018 г;
- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Приморского РДУ 08.06.2018 г;
- Схема потокораспределения Приморских электрических сетей за 16.12.2017 г.

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) Уном – номинальное напряжение узла или модуль узла (определяется по стандартной шкале напряжения);

8) $P_{наг}$, $Q_{наг}$ – активная и реактивная нагрузка узла (определяется по контрольным замерам, либо используются расчетные данные);

9) $P_{ген}$, $Q_{ген}$ – активная и реактивная генерация узла, задаются также по контрольным замерам для тех узлов, где есть генерация;

10) Q_{min} , Q_{max} – минимально и максимально возможные пределы изменения генерации реактивной мощности узла (определяются по техническим возможностям оборудования). Задание пределов позволяет программе определить оптимальную генерацию по реактивной мощности для данного узла.

Формат данных "Ветви":

1) $N_{нач}$, $N_{кон}$ – номера узлов ограничивающих линию;

2) R , X – сопротивление;

3) B – проводимость (мкСм) для ЛЭП – полная проводимость шунтов "П" – образной схемы (< 0), для трансформатора – проводимость "Г" – образной схемы (> 0);

4) K_t в K_t/m – вещественная и мнимая составляющая коэффициента трансформации;

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

Формат данных "Районы":

Номер – номер района;

Название – название района;

Команда "Результат"

Подкоманда "Узлы"

Результаты расчета представляются в форме таблицы, при просмотре которой пользуемся клавишами PGUP, PGDN для листания таблицы вперед и назад по страницам, стрелками для перемещения по одному узлу. На экране всегда показываются все связи узла (если они не 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 Владивосток.

$$P_{Влад.}^{прог} = 104 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 121.32 \text{ МВт};$$

$$Q_{Влад.}^{прог} = 10.6 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 12.33 \text{ Мвар}.$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети.

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 данные контрольного замера за 2019 год, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов.

Расчёты режимов предпочтительно проводить в специализированном ПВК RastrWin 3 [4].

3.2.1 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.

3.2.2 Анализ режимов существующей сети

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

Токовая загрузка ЛЭП наиболее загруженных линий, представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – ПС Шахта 7 110 кВ	341	270	126,3
ПС Шахта 7 110 кВ – ПС Западная 110 кВ	250	270	92,5
оп 128 – ПС Кролевцы 110 кВ	323	445	72,5
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – оп 163	311	445	69,9
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – оп 162	311	445	69,9
оп 128 – оп 163	285	445	64,2
оп 128 – оп 162	285	445	64,2
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – ПС Промузел 110 кВ	165	270	61,2
ПС Западная 110 кВ – оп 128	249	445	56,3
ПС Западная 110 кВ – оп 129	211	445	47,9
оп 129 – ПС Кролевцы 110 кВ	211	445	47,5
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – ПС Усуйск 1 110 кВ	126	320	39,5
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – ПС Смолини- нова/т 110 кВ	83	270	30,7

Большая часть ВЛ перегружены, что говорит о том, что сечение этих линий электропередачи занижено. В нормальном режиме потери активной мощности в сети составили 9.12 МВт. В данном режиме напряжения в узлах находятся в допустимых пределах это можно наблюдать на рисунке 15.

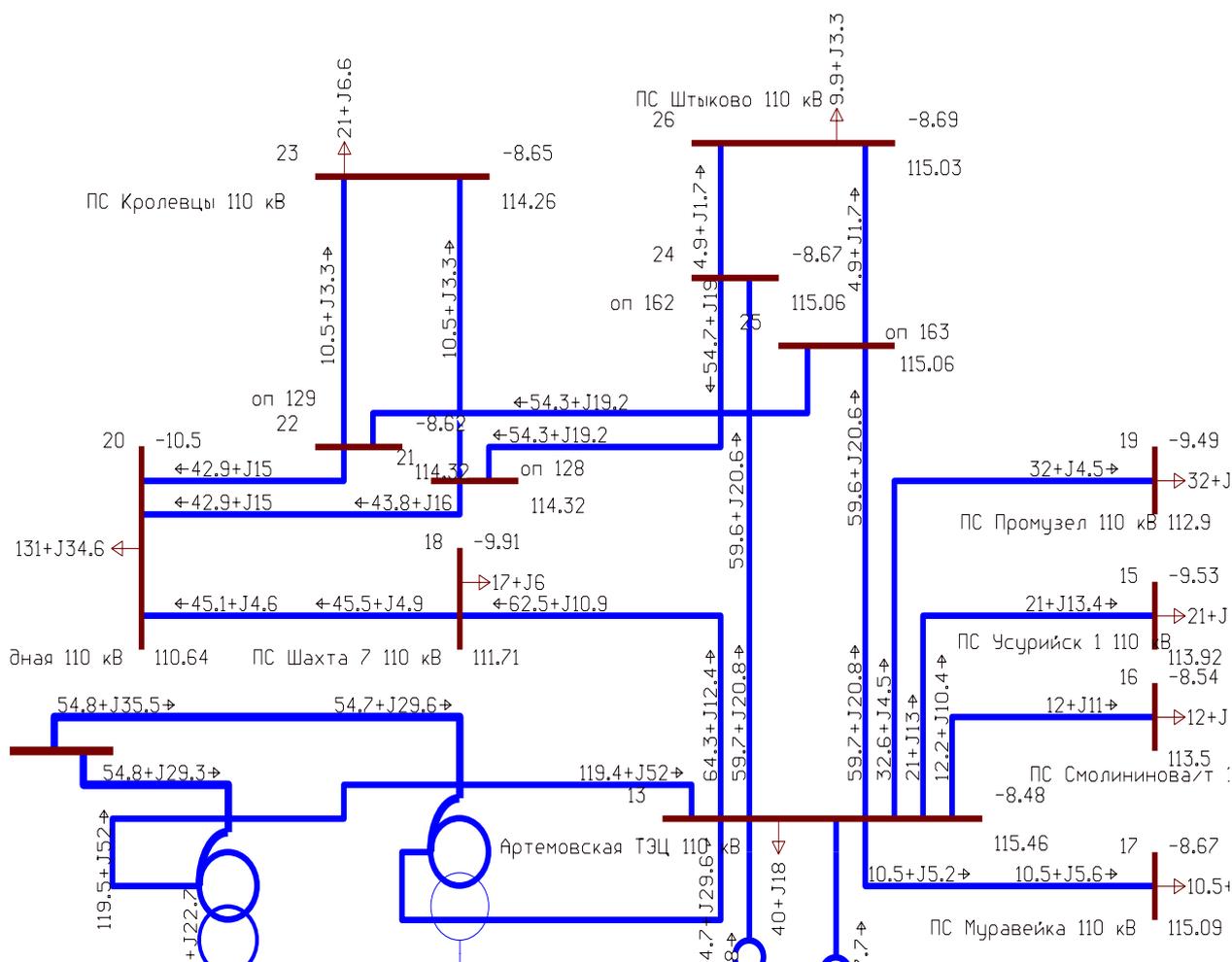


Рисунок 15 – Схема нормального режима

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

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

Рассмотрен следующий вариант послеаварийного режима:

- отключена ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахта 7;

Таблица 16 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – оп 163	500	445	112,4
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – оп 162	500	445	112,4

оп 128 – ПС Кролевцы 110 кВ	500	445	112,4
оп 128 – оп 163	474	445	106,7
оп 128 – оп 162	474	445	106,7
ПС Западная 110 кВ – оп 128	449	445	101,3
ПС Западная 110 кВ – оп 129	387	445	87,3
оп 129 – ПС Кролевцы 110 кВ	387	445	87
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – ПС Промузел 110 кВ	167	270	62
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – ПС Усурийск 1 110 кВ	128	320	39,9
ПС Шахта 7 110 кВ – ПС Западная 110 кВ	99	270	36,7
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – ПС Смолининова/т 110 кВ	84	270	31,1

По результатам расчёта данных режимов видно, что напряжения находятся в допустимых пределах это можно наблюдать на рисунке 16, а токи в линиях превышают длительно 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 ЛЭП увеличился. Представим линии, загруженные больше 30% в таблице 16. Остальные ЛЭП, не представленные в таблице, имеют коэффициент загрузки менее 30% и являются недогруженными.

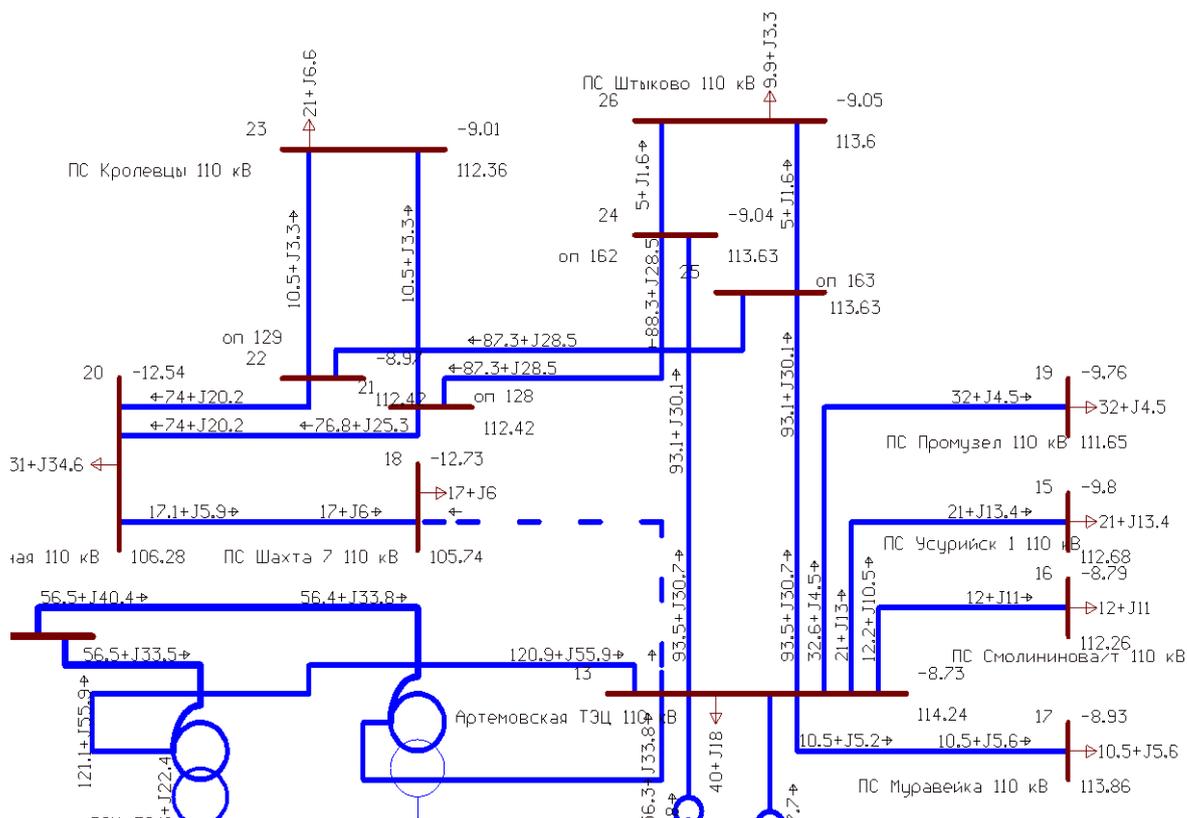


Рисунок 16 – Схема послеаварийного режима

Данные по потерям сведены в таблицу 17.

Таблица 17 – Потери активной мощности в существующей сети

Режим	Потери активной мощности, МВт
Нормальный режим	9.12
Отключена ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахта 7	12.92

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

Проведя расчет исходного режима можно сделать вывод о том, что в нормальном и послеаварийном режиме у нас имеются перегруженные линии что не допустимо.

4. ВАРИАНТЫ ПОВЫШЕНИЯ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ЛЭП

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

4.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе

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

Согласно «Схеме и программе развития электроэнергетики Приморского края на период 2017 – 2021 годов» предполагаемая электрическая мощность сеть 110 кВ возрастет. А нагрузка ВЛ 110 в данное время находится выше допустимой, а мощности станции не использованы полностью. Для начала рассмотрим варианты с минимального капитала вложениями.

Вариант 1. Предусматривает повышение напряжения на шинах 110 кВ Артемовской ТЭЦ.

С каждым следующим вариантом капиталовложения в проект будут возрастать.

Вариант 2. Предусматривает компенсацию реактивной мощности на ВЛ 110 кВ отходящих от Артемовской ТЭЦ. Данный вариант подразумевает:

- Установку устройств компенсации реактивной мощности.

Вариант 3. Предусматривает компенсацию реактивной мощности на ВЛ 110 кВ отходящих от Артемовской ТЭЦ при повышении напряжения до наибольшего максимального. Данный вариант подразумевает:

- Установку устройств компенсации реактивной мощности.

Вариант 4. Предусматривает перевод ВЛ 110 кВ на проводники с большей пропускной способностью импортной компании. Данный вариант подразумевает:

- Перевод ВЛ 110 на проводники с большей пропускной способностью;

Вариант 5. Предусматривает перевод ВЛ 110 кВ на проводники с большей пропускной способностью Российских компаний. Данный вариант подразумевает:

– Перевод ВЛ 110 на проводники с большей пропускной способностью;

4.2 Техническая проработка вариантов развития электрической сети

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

4.2.1 Вариант развития электрической сети при повышении напряжения на шинах 110 кВ Артемовской ТЭЦ

Согласно ГОСТ “Стандартный ряд номинальных и рабочих напряжений” мы можем увеличить напряжения на шинах до наибольшего рабочего напряжения.[42] Тем самым согласно формуле для определения тока мы снизим ток, протекающий по линии, и разгрузим ее.

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{U_{\text{ном}} \cdot \sqrt{3}}, \quad (2)$$

где I_{\max} – максимальный ток, кА;

P_{\max} , $Q_{\text{неск}}$ – потоки активной максимальной и максимальной некомпенсированной реактивной мощности, передаваемой по линии в зимний период, МВт, Мвар;

$n_{\text{ц}}$ – количество цепей;

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

Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений

Номинальное междуфазное напряжение кВ	Наибольшее рабочее напряжение кВ
6	7.2
10	12
15	17.5
20	24
35	40.5
60	72.5
110	126
150	172
220	252
330	363
500	525

После увеличения напряжения произведем расчет режима и посмотрим нагрузку проводников. Данные расчета приведены в таблице 19. В таблице 20 приведены напряжения в узлах сети после его увеличения. Регулирование напряжения было достигнуто за счет регулирования тока возбуждения на генераторах станции, а также используя устройства РПН трансформаторов.

Таблица 19– Токовая загрузка ЛЭП нормальный режим

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – ПС Шахта 7 110 кВ	301	270	111,5
ПС Шахта 7 110 кВ – ПС Западная 110 кВ	217	270	80,5
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – оп 163	291	445	65,4
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – оп 162	291	445	65,4
оп 129 – оп 163	267	445	60,1

оп 128 – оп 162	267	445	60,1
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – ПС Промузел 110 кВ	152	270	56,4
ПС Западная 110 кВ – оп 129	218	445	49
ПС Западная 110 кВ – оп 128	218	445	49
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – ПС Усурийск 1 110 кВ	114	320	36,4
ПС Владивосток 220 кВ – Артемовская ТЭЦ 220 кВ	200	690	30,2

Таблицы 20 – Напряжения в узлах сети в нормальном режиме

Номер	Название	U_ном	U	dU
1	2	3	4	5
3	ПС Владивосток 220 кВ	220	245,69	11,68
5	ПС Аэропорт 220 кВ	220	243,3	10,59
6	Артемовская ТЭЦ 220 кВ	220	241,35	9,71
9	Артемовская ТЭЦ Г8	16	17,5	11,11
10	Артемовская ТЭЦ Г7	16	17,5	11,11
11	Артемовская ТЭЦ Г6	16	17,5	11,11
12	Артемовская ТЭЦ Г5	16	17,5	11,11
13	Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110	124,95	13,59
14	ПС Береговая 220 кВ	220	238,53	8,42
15	ПС Усурийск 1 110 кВ	110	123,54	12,31
16	ПС Смолининова/т 110 кВ	110	123,15	11,95
17	ПС Муравейка 110 кВ	110	124,61	13,28
18	ПС Шахта 7 110 кВ	110	121,52	10,47

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5
19	ПС Промузел 110 кВ	110	122,6	11,45

20	ПС Западная 110 кВ	110	120,54	9,58
21	оп 128	110	123,9	12,64
22	оп 129	110	123,9	12,64
23	ПС Кролевцы 110 кВ	110	123,85	12,59
24	оп 162	110	124,59	13,26
25	оп 163	110	124,59	13,26
26	ПС Штыково 110 кВ	110	124,56	13,24

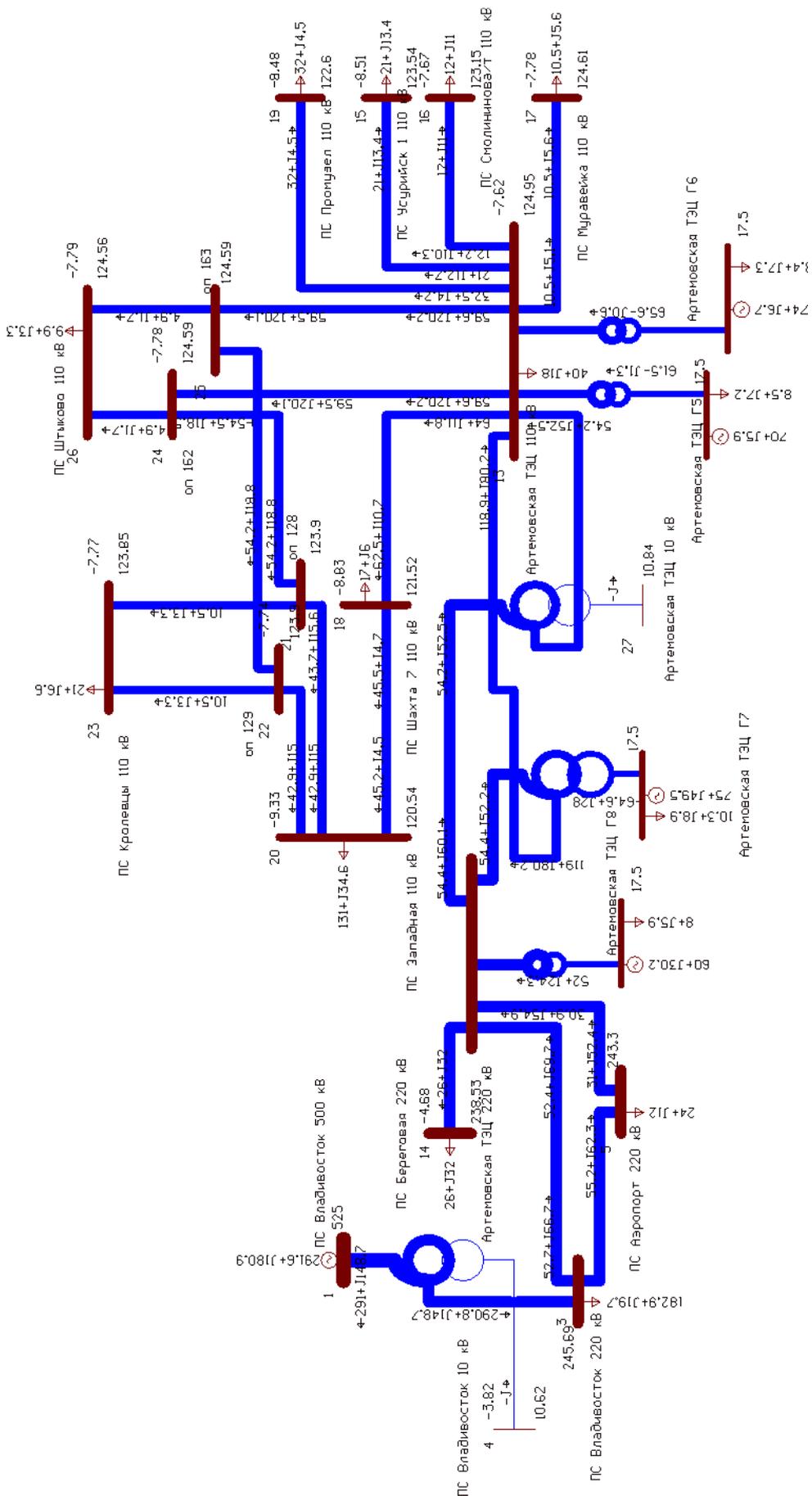


Рисунок 17 – Схема нормального режима

Из расчетов мы наблюдаем что при повышении напряжения на Артемовской ТЭЦ до 125 кВ напряжения на остальных подстанциях не превышает наибольшего рабочего, а нагрузка линий снизилась 15 % в сравнении с исходным режимом, но все равно линии являются перегруженными. Для данного варианта произведем расчет послеаварийного режима при отключении самой загруженной линии Артемовская ТЭЦ – Шахта 7. Результаты расчета сведены в таблицы 21 и 22. В таблице 21 представлена токовая нагрузка ЛЭП, а в таблице 22 напряжение в узлах сети.

Таблица 21 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I_{max} , А	$I_{доп}$, А	$I_{max}/I_{доп}$, %
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – оп 163	451	445	101,4
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – оп 162	451	445	101,4
оп 129 – оп 163	427	445	96,1
оп 128 – оп 162	427	445	96,1
ПС Западная 110 кВ – оп 129	377	445	84,8
ПС Западная 110 кВ – оп 128	377	445	84,8
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – ПС Промузел 110 кВ	152	270	56,5
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – ПС Усуйск 1 110 кВ	114	320	36,5
ПС Шахта 7 110 кВ – ПС Западная 110 кВ	89	270	33
ПС Владивосток 220 кВ – Артемовская ТЭЦ 220 кВ	205	690	30,9

Таблица 22 – Напряжения в узлах сети в послеаварийном режиме

Номер	Название	$U_{ном}$	U	dU
1	2	3	4	5
3	ПС Владивосток 220 кВ	220	245,52	11,6

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4	5
5	ПС Аэропорт 220 кВ	220	243,08	10,49
6	Артемовская ТЭЦ 220 кВ	220	241,08	9,58
9	Артемовская ТЭЦ Г8	16	17,5	11,11
10	Артемовская ТЭЦ Г7	16	17,5	11,11
11	Артемовская ТЭЦ Г6	16	17,5	11,11
12	Артемовская ТЭЦ Г5	16	17,5	11,11
13	Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110	124,55	13,23
14	ПС Береговая 220 кВ	220	238,25	8,3
15	ПС Усуйск 1 110 кВ	110	123,14	11,95
16	ПС Смолининова/т 110 кВ	110	122,74	11,58
17	ПС Муравейка 110 кВ	110	124,21	12,92
18	ПС Шахта 7 110 кВ	110	116,91	6,28
19	ПС Промузел 110 кВ	110	122,19	11,09
20	ПС Западная 110 кВ	110	117,4	6,72
21	оп 128	110	122,91	11,73
22	оп 129	110	122,91	11,73
23	ПС Кролевцы 110 кВ	110	122,85	11,68
24	оп 162	110	124,01	12,73
25	оп 163	110	124,01	12,73
26	ПС Штыково 110 кВ	110	123,98	12,71

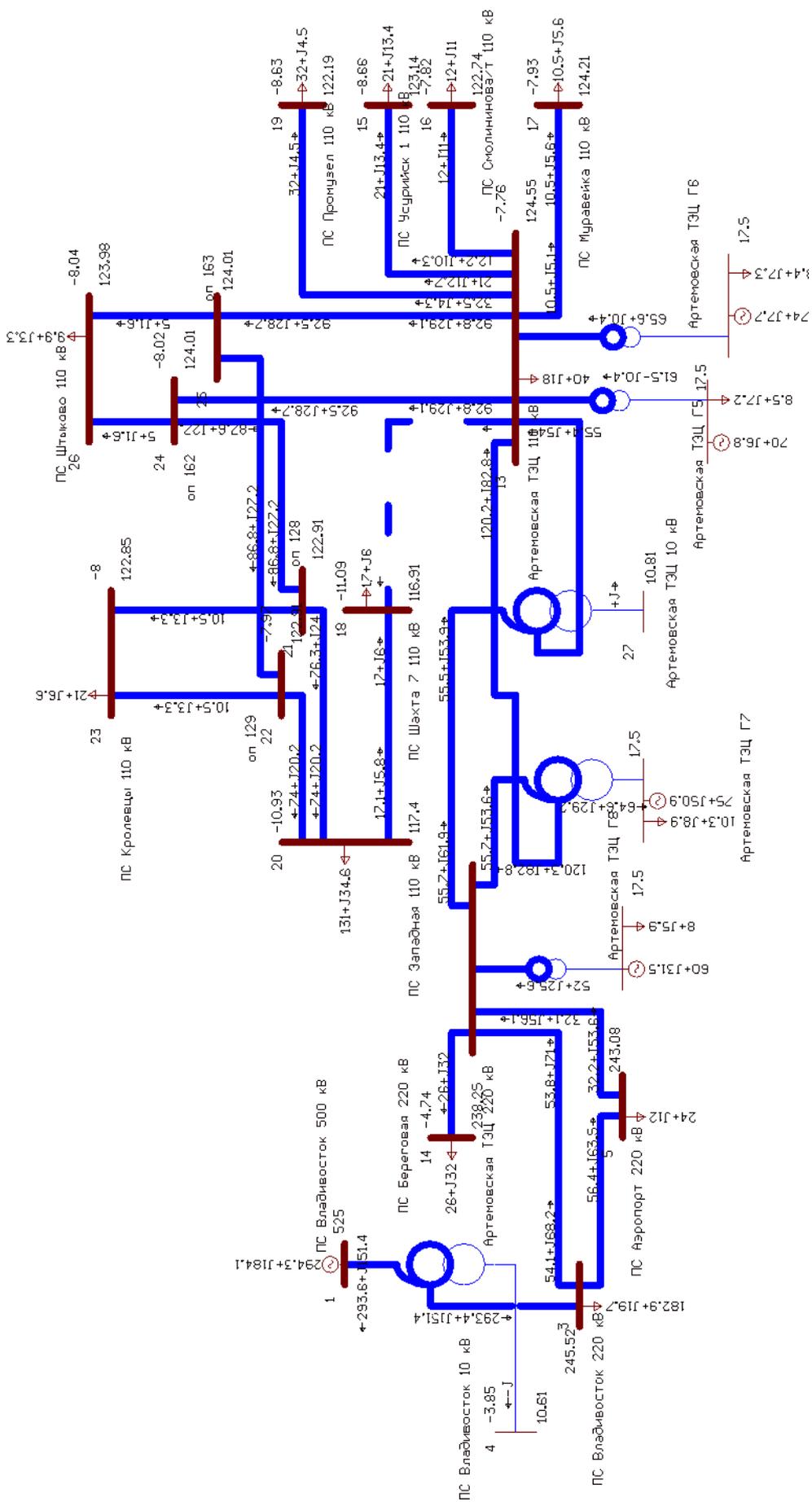


Рисунок 18 – Схема послеаварийного режима

Из расчета послеаварийного режима мы наблюдаем что отклонение напряжение в узлах сети находятся в допустимых пределах, по расчетам токовой загрузки ЛЭП мы наблюдаем перегруженные линии. Из расчета нормального и послеаварийного режима можно сделать вывод что вариант один не дает нужного нам эффекта. При увеличении напряжения нагрузка ЛЭП снижается по сравнению с исходным режимом, но это не снимает проблему перегруженных линий те линии что были перегружены в исходном режиме перегружены и здесь поэтому этот вариант для решения проблемы не подходит.

4.2.2 Вариант развития электрической сети при компенсации реактивной мощности на ЛЭП, отходящих от Артемовской ТЭЦ

Для реализации данного варианта необходимо установить на ПС Шахта 7; Западная; Штыково; Кролевцы устройства компенсации реактивной мощности. Так как согласно формуле для расчета тока, протекающего по ЛЭП, учитывается полная мощности, при компенсации реактивной составляющей мощности в линиях мы произведем разгрузку ЛЭП. Исходя из расчета исходного режима, мы наблюдаем что по перегруженным линиям, питающим ПС Шахта 7; Западная; Штыково; Кролевцы протекает положительная реактивная мощность. Для того чтобы убрать ее из перегруженных ЛЭП необходимо установить на ПС батареи статических конденсаторов (БСК) для выработки реактивной мощности.

БСК применяются для увеличения коэффициента мощности в электрических сетях. Они позволяют производить реактивную мощность в узлах нагрузки, а не на удаленных электрических станциях, что снижает потери напряжения и мощности в системе электроснабжения. Применяются в непосредственной близости к крупным узлам нагрузки со стороны высокого напряжения. Индивидуальная и групповая компенсация реактивной мощности (КРМ) осуществляется различными устройствами на классе напряжения 0,4– 6– 10– 35– 110– 220 кВ, на высоком напряжении при помощи БСК осуществляется, как правило, централизованная КРМ.

ЗАДАЧИ, РЕШАЕМЫЕ УСТАНОВКОЙ БСК:

- Уменьшение потерь электроэнергии;
- Стабилизация уровня напряжения (сокращение потерь напряжения);
- Повышение качества электрической энергии;
- Снижение потребления реактивной энергии из мощных сетей;
- Увеличение пропускной способности электрической сети без увеличения мощностей силового оборудования;
- Повышение устойчивости системы электроснабжения.

На сегодняшний день наиболее востребованы БСК открытого исполнения для эксплуатации непосредственно на ОРУ без возведения дополнительных строений. БСК полностью удовлетворяют требованиям ГОСТ 15543.1–89 в части технических требований по стойкости к воздействию климатических факторов для районов УХЛ1. Батареи комплектуются однофазными косинусными конденсаторами типа КЭПФ. Внутри конденсатора последовательно с каждым емкостным элементом устанавливаются плавкие предохранители, которые обеспечивают локализацию внутренних повреждений, не допуская выхода конденсатора из строя. Конденсаторы размещаются в металлических каркасах, изготовленных из прокатного металла и имеют надежное антикоррозионное горячеоцинкованное защитное покрытие, стойкое к атмосферным воздействиям. Внутренняя и внешняя изоляция конденсаторов изготовлена с учетом потенциала опорных каркасов. Электрические соединения конденсаторов осуществляются гибкими многожильными проводами и жесткой ошиновкой. Соединение гибких проводников с выводами конденсаторов осуществляется при помощи специально разработанного плашечного зажима, имеющего специальное покрытие во избежание окисления в результате создания гальванической пары с материалом выводов и проводников.

Для обеспечения минимального переходного сопротивления контактные соединения обрабатываются специальной электропроводной смазкой. Для сигнализации о возможных неисправностях конденсаторы БСК соединяются между собой по схеме «двойная звезда» или по схеме «Н– типа». При возникновении пробоя секции конденсатора в аварийных и предаварийных режимах перегорает

внутренний предохранитель этой секции, в результате чего изменяется емкость одного из плеч батареи. После чего в проводнике, соединяющем нейтральные точки звезд (для схемы «двойная звезда») или соединяющем средние точки двух параллельных ветвей каждой фазы, протекает ток небаланса, который контролируется специальным реле небаланса, отделенным от силовой цепи трансформатором тока небаланса. Реле небаланса в свою очередь сигнализирует о наступлении нестандартного состояния в работе БСК или подает сигнал на отключение высоковольтного выключателя питающей линии.

После компенсации реактивной мощности в ЛЭП произведем расчет режима и посмотрим нагрузку проводников теперь данные расчета приведены в таблице 23. В таблице 24 приведены напряжения в узлах сети.

Таблица 23 – Токсовая загрузка ЛЭП нормальный режим

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – ПС Шахта 7 110 кВ	308	270	114,2
ПС Шахта 7 110 кВ – ПС Западная 110 кВ	226	270	83,7
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – оп 163	297	445	66,9
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – оп 162	297	445	66,9
оп 129 – оп 163	273	445	61,5
оп 128 – оп 162	273	445	61,5
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – ПС Промузел 110 кВ	162	270	60,1
ПС Западная 110 кВ – оп 129	222	445	50
ПС Западная 110 кВ – оп 128	222	445	50

ПС Владивосток 220 кВ – Артемовская ТЭЦ 220 кВ	288	690	43
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – ПС Уссурийск 1 110 кВ	121	320	38,7
ПС Владивосток 220 кВ – ПС Аэропорт 220 кВ	268	835	32,8

Таблицы 24 – Напряжения в узлах сети в нормальном режиме

Номер	Название	U_ном	U	dU
3	ПС Владивосток 220 кВ	220	236,15	7,34
5	ПС Аэропорт 220 кВ	220	232,58	5,72
13	Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110	117,55	6,86
15	ПС Уссурийск 1 110 кВ	110	116,04	5,49
16	ПС Смолининова/Т 110 кВ	110	115,62	5,11
17	ПС Муравейка 110 кВ	110	117,18	6,53
21	оп 128	110	116,57	5,97
22	оп 129	110	116,57	5,97
23	ПС Кролевецы 110 кВ	110	116,53	5,94
24	оп 162	110	117,27	6,61
25	оп 163	110	117,27	6,61
26	ПС Штыково 110 кВ	110	117,25	6,59

Из расчета режима видно, что после установки источников реактивной мощности на ПС Штыково 3.3 МВар; ПС Кролевцы 6.6 МВар; ПС Западная 32 МВар напряжения в узлах сети остается в заданных пределах, линии перегружены меньше чем при исходном режиме, но все равно не входят в пределы по оптимальной загрузке линий.

На ПС Штыково установлена БСК– 10,5– 3,3 УХЛ1.

НА ПС Кролевцы установлена БСК– 10,5– 6,6 УХЛ1.

НА ПС Западная установлена БСК– 10,5– 32 УХЛ1.

Для данного варианта произведем расчет послеаварийного режима при отключении самой загруженной линии Артемовская ТЭЦ – Шахта 7.

Результаты расчета сведены в таблицу 25 и 26. В таблице 25 представлена токовая загрузка ЛЭП, а в таблице 26 напряжение в узлах сети.

Таблица 25 – Токсовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режим

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – оп 163	460	445	103,4
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – оп 162	460	445	103,4
оп 129 – оп 163	436	445	98
оп 128 – оп 162	436	445	98
ПС Западная 110 кВ – оп 129	384	445	86,4
ПС Западная 110 кВ – оп 128	384	445	86,4
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – ПС Промузел 110 кВ	162	270	60,3
ПС Владивосток 220 кВ – Артемовская ТЭЦ 220 кВ	292	690	43,7

Таблицы 26 – Напряжения в узлах сети в послеаварийном режиме

Номер	Название	U_ном	U	dU
1	2	3	4	5
3	ПС Владивосток 220 кВ	220	235,95	7,25
5	ПС Аэропорт 220 кВ	220	232,33	5,6
13	Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110	117,12	6,47
15	ПС Уссурийск 1 110 кВ	110	115,6	5,09
17	ПС Муравейка 110 кВ	110	116,75	6,14
21	оп 128	110	115,58	5,07
22	оп 129	110	115,58	5,07
23	ПС Кролевцы 110 кВ	110	115,54	5,04
24	оп 162	110	116,7	6,09
25	оп 163	110	116,7	6,09
26	ПС Штыково 110 кВ	110	116,68	6,07

Из расчета послеаварийного режима мы наблюдаем что отклонение напряжение в узлах сети находятся в допустимых пределах, по расчетам токовой загрузки ЛЭП мы наблюдаем перегруженные линии. Из расчета нормального и послеаварийного режима можно сделать вывод что вариант два не дает нужного нам эффекта. При компенсации реактивной мощности на перегруженных ЛЭП нагрузка ЛЭП снижается по сравнению с исходным режимом, но данный вариант не снимает проблему перегруженных линий поэтому этот вариант для решения проблемы не подходит.

4.2.3 Вариант развития электрической сети при компенсации реактивной мощности на ЛЭП, отходящих от Артемовской ТЭЦ при увеличении напряжения до максимального рабочего

Для реализации данного варианта необходимо установить на ПС Западная; Штыково; Кролевцы устройства компенсации реактивной мощности и повысить напряжение сети. Так как согласно формуле для расчета тока, протекающего по ЛЭП, учитывается полная мощности, при компенсации реактивной составляющей мощности в линиях мы произведем разгрузку ЛЭП и повысив значение напряжения до максимального рабочего мы также снизим ток протекающий по ЛЭП. После компенсации реактивной мощности в ЛЭП и увеличении напряжения произведем расчет режима и посмотрим нагрузку проводников теперь данные расчета приведены в таблице 27. В таблице 28 приведены напряжения в узлах сети.

Таблица 27 – Токовая загрузка ЛЭП нормальный режим

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – ПС Шахта 7 110 кВ	288	270	106,8
ПС Шахта 7 110 кВ – ПС Западная 110 кВ	211	270	78,3
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – оп 163	279	445	62,6

Артемовская ТЭЦ 110 кВ – оп 162	279	445	62,6
оп 129 – оп 163	256	445	57,5
оп 128 – оп 162	256	445	57,5
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – ПС Промузел 110 кВ	151	270	56,3
ПС Западная 110 кВ – оп 129	208	445	46,8
ПС Западная 110 кВ – оп 128	208	445	46,8
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – ПС Уссурийск 1 110 кВ	113	320	36,3
ПС Владивосток 220 кВ – Артемовская ТЭЦ 220 кВ	215	690	32,5

Таблицы 28 – Напряжения в узлах сети в нормальном режиме

Номер	Название	U_ном	U	dU
1	2	3	4	5
3	ПС Владивосток 220 кВ	220	244,83	11,29
5	ПС Аэропорт 220 кВ	220	242,22	10,1
6	Артемовская ТЭЦ 220 кВ	220	240,05	9,11
9	Артемовская ТЭЦ Г8	16	17	7,94
10	Артемовская ТЭЦ Г7	16	17	7,94
11	Артемовская ТЭЦ Г6	16	17	7,94
12	Артемовская ТЭЦ Г5	16	17	7,94

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5
13	Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110	125,09	13,72
14	ПС Береговая 220 кВ	220	237,21	7,82

15	ПС Усурйск 1 110 кВ	110	123,69	12,44
16	ПС Смолининова/т 110 кВ	110	123,29	12,08
17	ПС Муравейка 110 кВ	110	124,75	13,41
18	ПС Шахта 7 110 кВ	110	122,36	11,24
19	ПС Промузел 110 кВ	110	122,75	11,59
20	ПС Западная 110 кВ	110	121,73	10,66
21	оп 128	110	124,18	12,89
22	оп 129	110	124,18	12,89
23	ПС Кролевцы 110 кВ	110	124,15	12,86
24	оп 162	110	124,84	13,49
25	оп 163	110	124,84	13,49
26	ПС Штыково 110 кВ	110	124,82	13,47

Из расчетов мы наблюдаем что при повышении напряжения на Артемовской ТЭЦ до 125 кВ и установке источников реактивной мощности на ПС Штыково 3.3 МВар; ПС Кролевцы 6.6 МВар; ПС Западная 32 МВар напряжения на остальных подстанциях не превышает наибольшего рабочего, а загрузка линий снизилась 16 % в сравнении с исходным режимом, но все равно линии являются перегруженными. Для данного варианта произведем расчет послеаварийного режима при отключении самой загруженной линии Артемовская ТЭЦ – Шахта 7. Результаты расчета сведены в таблицу 29 и 30. В таблице 29 представлена токовая загрузка ЛЭП, а в таблице 30 напряжение в узлах сети.

Таблица 29 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режим

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – оп 163	430	445	96,6
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – оп 162	430	445	96,6
оп 129 – оп 163	407	445	91,5
оп 128 – оп 162	407	445	91,5
ПС Западная 110 кВ – оп 129	359	445	80,6
ПС Западная 110 кВ – оп 128	359	445	80,6
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – ПС Промузел 110 кВ	152	270	56,5
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – ПС Усурйск 1 110 кВ	114	320	36,4
ПС Владивосток 220 кВ – Артемовская ТЭЦ 220 кВ	220	690	33,1
ПС Шахта 7 110 кВ – ПС Западная 110 кВ	88	270	32,4

Таблицы 30 – Напряжения в узлах сети в послеаварийном режиме

Номер	Название	V_ном	V	dV
1	2	3	4	5
3	ПС Владивосток 220 кВ	220	244,65	11,21
5	ПС Аэропорт 220 кВ	220	242	10
6	Артемовская ТЭЦ 220 кВ	220	239,79	9
9	Артемовская ТЭЦ Г8	16	17	7,94
10	Артемовская ТЭЦ Г7	16	17	7,94
11	Артемовская ТЭЦ Г6	16	17	7,94
12	Артемовская ТЭЦ Г5	16	17	7,94
13	Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110	124,71	13,37
14	ПС Береговая 220 кВ	220	236,94	7,7
15	ПС Усурийск 1 110 кВ	110	123,3	12,09
16	ПС Смолининова/т 110 кВ	110	122,9	11,73
17	ПС Муравейка 110 кВ	110	124,37	13,06
18	ПС Шахта 7 110 кВ	110	118,89	8,08
19	ПС Промузел 110 кВ	110	122,36	11,23
20	ПС Западная 110 кВ	110	119,37	8,51
21	оп 128	110	123,28	12,07
22	оп 129	110	123,28	12,07
23	ПС Кролевцы 110 кВ	110	123,25	12,04
24	оп 162	110	124,32	13,02
25	оп 163	110	124,32	13,02
26	ПС Штыково 110 кВ	110	124,31	13,01

Из расчета послеаварийного режима мы наблюдаем что отклонение напряжение в узлах сети находятся в допустимых пределах, по расчетам токовой загрузки ЛЭП мы наблюдаем перегруженные линии. Из расчета нормального и послеаварийного режима можно сделать вывод что вариант три не дает нужного нам эффекта. При компенсации реактивной мощности на перегруженных ЛЭП и увеличении напряжения в сети нагрузка ЛЭП снижается по сравнению с исходным режимом, но данный вариант не снимает проблему перегруженных линий поэтому этот вариант для решения проблемы не подходит.

4.2.4 Вариант развития электрической сети при переводе проводников ВЛ 110 кВ на проводники с большей пропускной способностью импортной компании

Модернизируемые ЛЭП, будут выполнены проводами марки АССС, который будет выступать в качестве инновационного.

АССС — это передовая технология, использующая композитный сердечник для увеличения пропускной способности и эффективности воздушных линий.

Самый современный и эффективный провод для модернизации системы.

- Использование алюминия повышенной проводимости позволяет снизить потери линии на 30–40% по сравнению с проводами АCSR и АССС такого же размера или веса

- Меньшие потери линии означают меньшие затраты электроэнергии и выбросы CO₂ в атмосферу

- Способность выдерживать высокие рабочие температуры, и высокая проводимость обеспечивают большую пропускную способность линии

- Удвоение пропускной способности существующих линий АCSR без замены опор ВЛ и при минимальном тепловом удлинении

- Идеально подходит для модернизации новых ВЛ с точки зрения эффективности и экономичности, позволяя использовать анкерные опоры меньшей высоты или меньшее количество опор благодаря высокой прочности провода, а

также благодаря значительному сокращению теплового провиса, что, в свою очередь, сокращает финансовые издержки, затраты на проектирование и строительство.

Сравним провода М– 70 и АССС Monte Carlo 240.

Таблица 31 – Характеристики проводов

Характеристика	М– 70	АССС Helsinki 160
Сечение, мм ²	70	160
Активное сопротивление при 20 °С, Ом/км	0,428	0,1824
Длительно допустимый ток нагрузки, А	270	813

После замены проводов произведем расчет режима и посмотрим нагрузку проводников теперь данные расчета приведены в таблице 32.

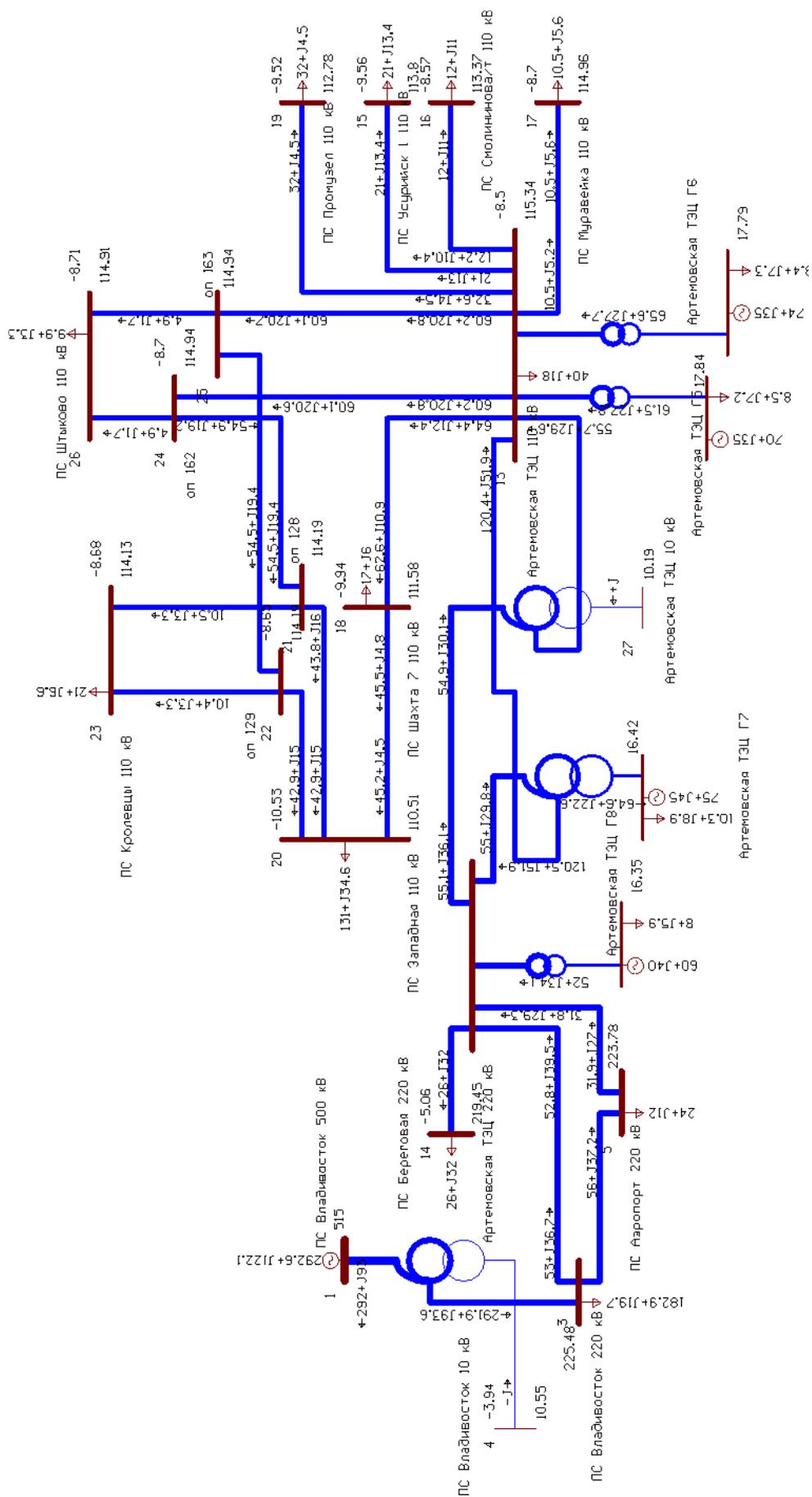


Рисунок 23 – Схема нормального режима вариант 4

Таблица 32 – Токовая загрузка ЛЭП

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – оп 163	311	813	38,3
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – оп 162	311	813	38,3
оп 128 – оп 163	285	813	35,1
оп 128 – оп 162	285	813	35,1
ПС Западная 110 кВ – оп 129	211	813	26,2
ПС Западная 110 кВ – оп 128	249	813	30,8
ПС Шахта 7 110 кВ – ПС Западная 110 кВ	250	813	30,7
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – ПС Шахта 7 110 кВ	341	813	42
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – ПС Промузел 110 кВ	165	813	20,3

Как видим, после расчета режима загрузка линий снизилась проверим загрузку проводников в послеаварийном режиме результаты расчета представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – оп 163	500	813	61,5
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – оп 162	500	813	61,5
оп 128 – оп 163	474	813	58,4
оп 128 – оп 162	474	813	58,4
ПС Западная 110 кВ – оп 129	387	813	47,8
ПС Западная 110 кВ – оп 128	449	813	55,4

В послеаварийном режиме загрузка ВЛ не превышает максимально допустимую.

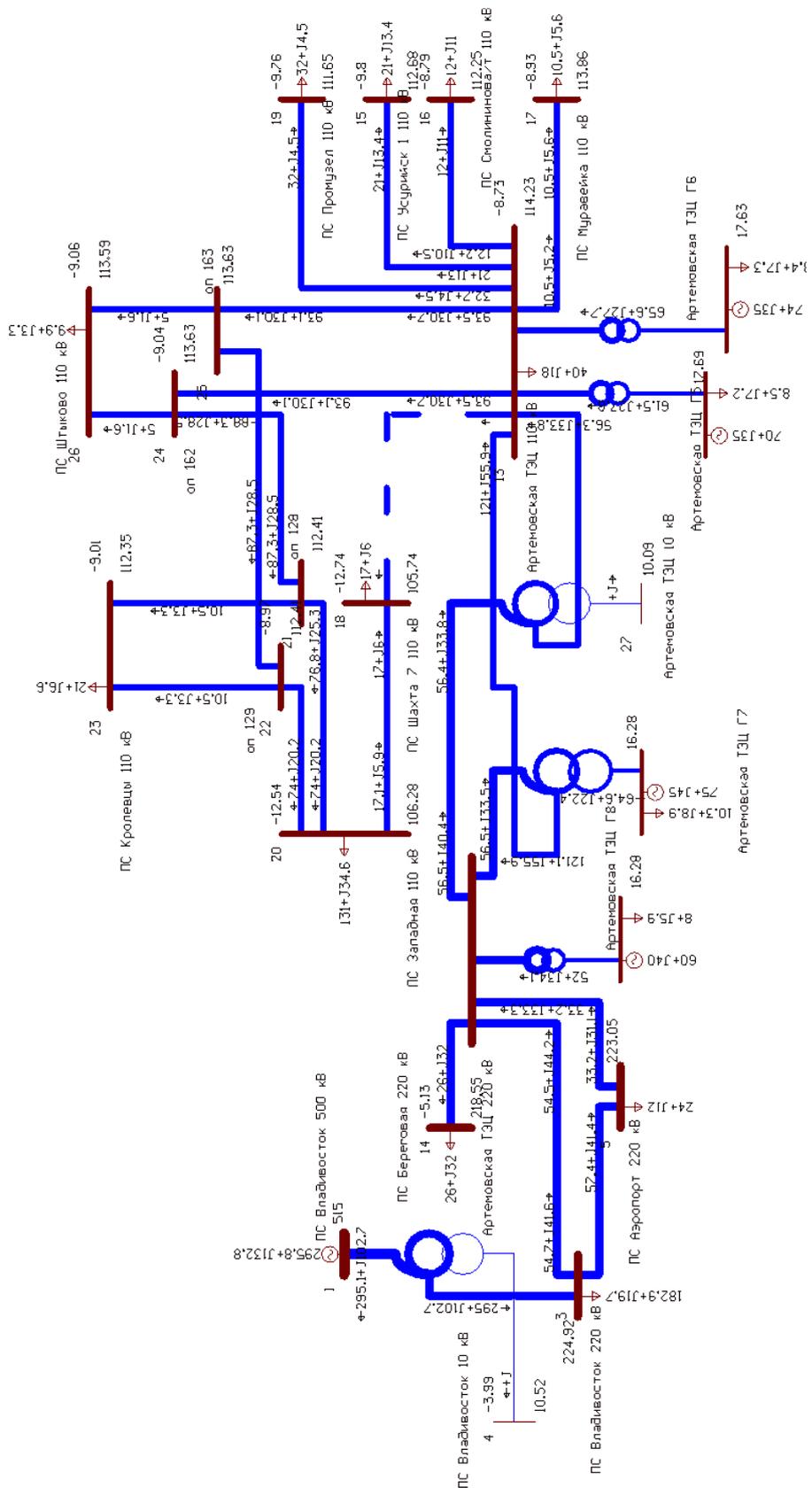


Рисунок 24 – Схема послеаварийного режима вариант 4

После замены проводников необходимо произвести проверку выключателей и определить есть ли необходимость в их замене.

Для данного варианта произведем выбор и проверку выключателей на ПС Шахта 7 на распределительном устройстве 110 кВ. Был произведен расчет токов К.З. для данного варианта в ПВК RastrWin они представлены в приложении Ж.

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

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{\text{ап.уст}} \leq U_{\text{уст ном}}, \quad (3)$$

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

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

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

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}}, \quad (4)$$

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

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{мах}}, \quad (5)$$

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

Для ПС Шахта 7 выбраны выключатели ВГБУ– 110– 50/2000 УХЛ1.

Элегазовые выключатели – это разновидность высоковольтных выключателей, которые представляют собой коммутационный аппарат, использующий элегаз (шестифтористую серу, SF₆) в качестве среды гашения электрической дуги; предназначенный для оперативных включений и отключений отдельных цепей или электрического оборудования в энергосистеме, в нормальных или аварийных режимах, при ручном, дистанционном или автоматическом управлении.

Основные достоинства элегазового оборудования определяются уникальными физико– химическими свойствами элегаза. При правильной эксплуатации элегаз не стареет и не требует такого тщательного ухода за собой, как масло.

Выключатели классифицируются по номинальному напряжению, номинальному току отключения и номинальному току.

Структура условного обозначения ВГБУ– 110П*– (*)(*У1:

- ВГ – выключатель элегазовый;
- Б – баковый;
- У – конструктивное исполнение;
- [*] – номинальное напряжение, кВ (110, 220, 330, 500, 750);
- П* – категория выключателя по длине пути утечки;
- [*] – номинальный ток отключения, кА (40, 50, 63);
- [*] – номинальный ток, А (2000, 3150);
- У1 – климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150–69 и ГОСТ 15543.1– 89.

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

Таким образом время отключения равно [10]:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{откл.выкл} , \quad (6)$$

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

где Δt – выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

Проверку по термической стойкости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_{к.расч} = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a) , \quad (7)$$

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

Проверка на термическую стойкость осуществляется в соответствии с условием:

$$B_{к.расч} < B_{к.ном}; \quad (8)$$

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

$$B_{к.ном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (9)$$

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

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

Выключатель проверяется на возможность отключения аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right); \quad (10)$$

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

β_n – содержание аperiodической составляющей.

Расчётное значение аperiodической составляющей определяется по формуле [10]:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{ПТО}^{(3)} \cdot e^{\frac{-0,01}{T_a}}; \quad (11)$$

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

Проверка на электродинамическую стойкость осуществляется согласно условию:

$$i_{уд} < i_{дин.стой}; \quad (12)$$

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

Подробный расчет приведен в приложении Б. Результаты по выбору сведены в таблицу 34.

Таблица 34 – Выбор выключателей на стороне 110 кВ ПС Шахта 7

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_c = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{ном} \geq U_c$
$I_{раб} = 341$ А	$I_{ном} = 2000$ А	$I_{ном} > I_{раб}$
$I_{н0} = 7.46$ кА	$I_{откл.ном} = 40$ кА	$I_{откл.ном} > I_{н0}$
$i_{y0} = 18.46$ кА	$i_{оин} = 102$ кА	$i_{оин} > i_{y0}$
$B_{к.расч} = 73.46$ кА ² с	$B_{к.ном} = 3200$ кА ² с	$B_{к.ном} > B_{к.расч}$
$i_a = 10.2$ кА	$i_{аном} = 90,51$ кА	$i_{аном} > i_a$

По данным расчета можно сделать вывод что в данном варианте нет необходимости в замене выключателей.

4.2.5 Вариант развития электрической сети при переводе ВЛ 110 кВ на проводники с большей пропускной способностью Российских компаний

Модернизируемые ЛЭП, будут выполнены проводами марки АС– 240.

После замены проводов произведем расчет режима и посмотрим нагрузку проводников теперь данные расчета приведены в таблице 35.

Таблица 35 – Токовая загрузка ЛЭП

Название	I_{max} , А	$I_{доп}$, А	$I_{max}/I_{доп}$, %
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – ПС Промузел 110 кВ	165	270	61,2
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – ПС Шахта 7 110 кВ	328	610	53,8
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – оп 163	317	610	51,9
оп 129 – оп 163	291	610	47,7

оп 128 – оп 162	291	610	47,7
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – ПС Усурийск 1 110 кВ	126	320	39,4
ПС Западная 110 кВ – оп 129	236	610	38,9
ПС Западная 110 кВ – оп 128	236	610	38,9
ПС Шахта 7 110 кВ – ПС Западная 110 кВ	237	610	38,8
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – ПС Смолининова/Т 110 кВ	83	270	30,7

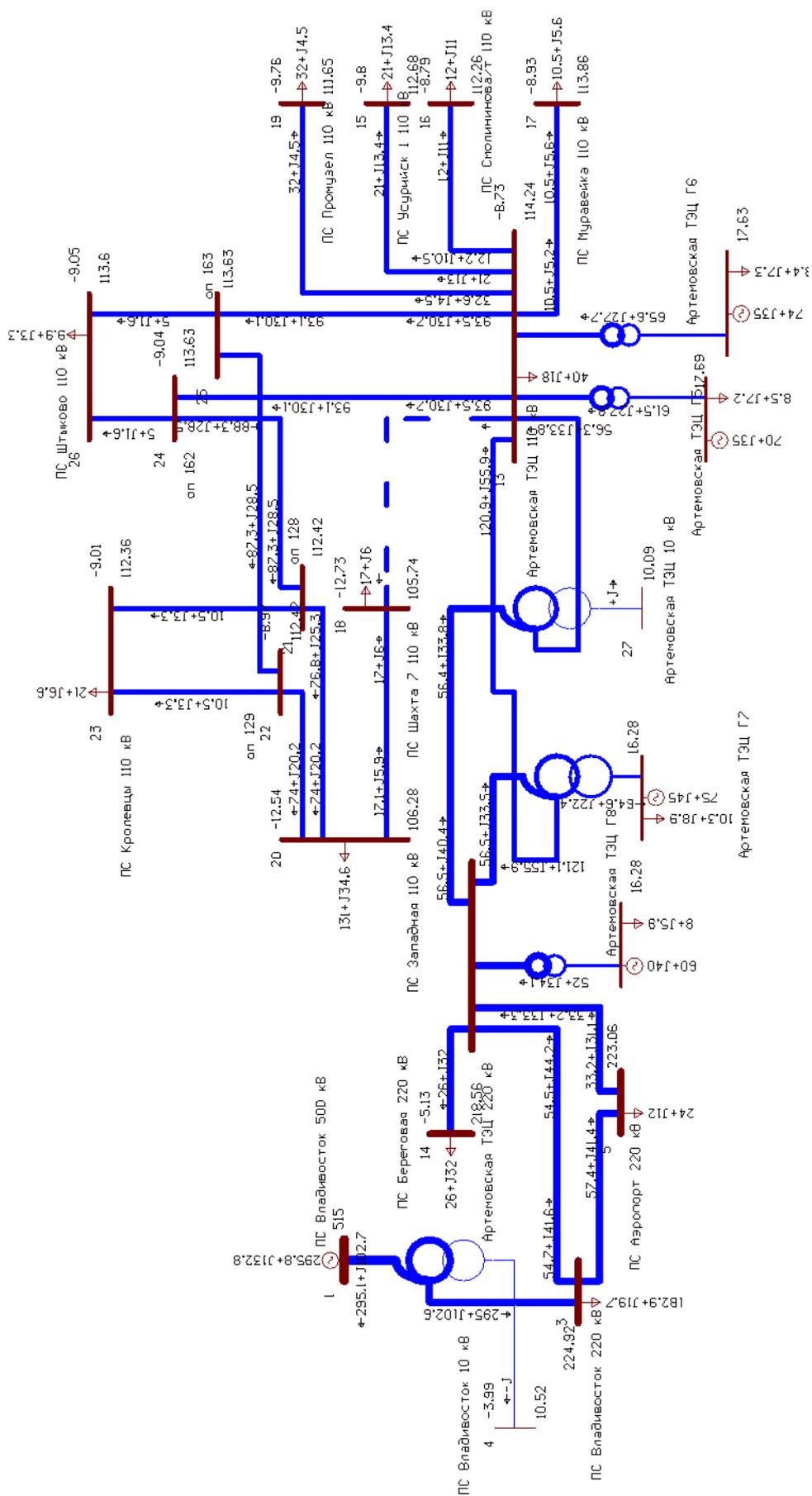


Рисунок 25 – Схема нормального режима вариант 5

Как видим, после расчета режима загрузка линий снизилась проверим загрузку проводников в послеаварийном режиме результаты расчета представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – оп 163	497	610	81,5
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – оп 162	497	610	81,5
оп 129 – оп 163	471	610	77,3
оп 128 – оп 162	471	610	77,3
ПС Западная 110 кВ – оп 129	415	610	68,3
ПС Западная 110 кВ – оп 128	415	610	68,3
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – ПС Промузел 110 кВ	167	270	61,9
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – ПС Усурийск 1 110 кВ	128	320	39,9
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – ПС Смолининова/т 110 кВ	84	270	31
ПС Шахта 7 110 кВ – ПС Западная 110 кВ	98	610	16,1
Артемовская ТЭЦ 110 кВ – ПС Шахта 7 110 кВ		610	

В послеаварийном режиме загрузка ВЛ не превышает максимально допустимую.

По результатам проведенных расчетов для дальнейшего экономического расчета берем варианты 4 и вариант 5 поскольку только при этих вариантах из предложенных получается произвести разгрузку линии до допустимых значений.

5. ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ

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

5.1 Капиталовложения

В задачи данного раздела входит определение капиталовложений в сооружение ЛЭП и 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.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} . \quad (13)$$

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{ВЛ*} \cdot K_{инф} \quad (14)$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии [1];

l – длина трассы;

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

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 4,18$, при условии, что цены взяты за 2000 год [21].

Расчёт капиталовложений для варианта подключения объектов на напряжение 110 кВ приведён в приложении Б. Результаты расчета капиталовложений для варианта №4 сведены в таблицу 37, для варианта №5 представлены в таблице 38.

Таблица 37 – Капиталовложения для варианта №4

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
Воздушные линии	404115

Таблица 38 – Капиталовложения для варианта №5

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
Воздушные линии	592700

5.2 Расчет эксплуатационных издержек

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W}, \quad (15)$$

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:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (16)$$

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:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (17)$$

где ΔW – потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, принята 1,6 руб/ кВт·ч.

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

Амортизационные отчисления на реновацию:

$$I_{AM} = K \cdot a_p, \quad (18)$$

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 39.

Таблица 39 – Издержки

Вариант	$I_{э.р.}$, тыс.руб	$I_{ам.рен.}$, тыс.руб	$I_{\Delta W}$ тыс.руб	I , тыс.руб
№4	7945	17680	35820	57314
№5	7936	8573	34590	55340

5.3 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 мето-

дом 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 [6]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (19)$$

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 40.

Таблица 40 – Сравнение вариантов

Вариант	Капиталовложения тыс. руб	Издержки тыс. руб	Затраты тыс. руб
4	404115	37220	77634
5	592700	30510	89783

Из двух предложенных вариантов наиболее выгодным является вариант №4, так как капиталовложения, приведённые затраты на сооружение сети меньше на 12150 тыс. руб по сравнению с вариантом №5.

5.4 Оценка экономической эффективности проекта

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

Оценка экономической эффективности варианта №4

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

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T, \quad (20)$$

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

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

Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

$$W_t = P_H \cdot T_{\max}, \quad (21)$$

где P_H – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

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

$$W_t = 10340 \cdot 5500 = 568800 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

$$O_{Pt} = 568800 \cdot 2 = 1138000 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль от реализации продукции определится:

$$П_{\text{от}} = O_{Pt} - K_t - I_t - Y_t; \quad (22)$$

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:

$$H_t = 0,2 \cdot (П_{\text{от}}). \quad (23)$$

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

$$П_{\text{чт}} = П_{\text{от}} - H_t; \quad (24)$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей \mathcal{E}_t , который определяется как разность между

притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования).

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

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \text{Э}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (25)$$

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 27.

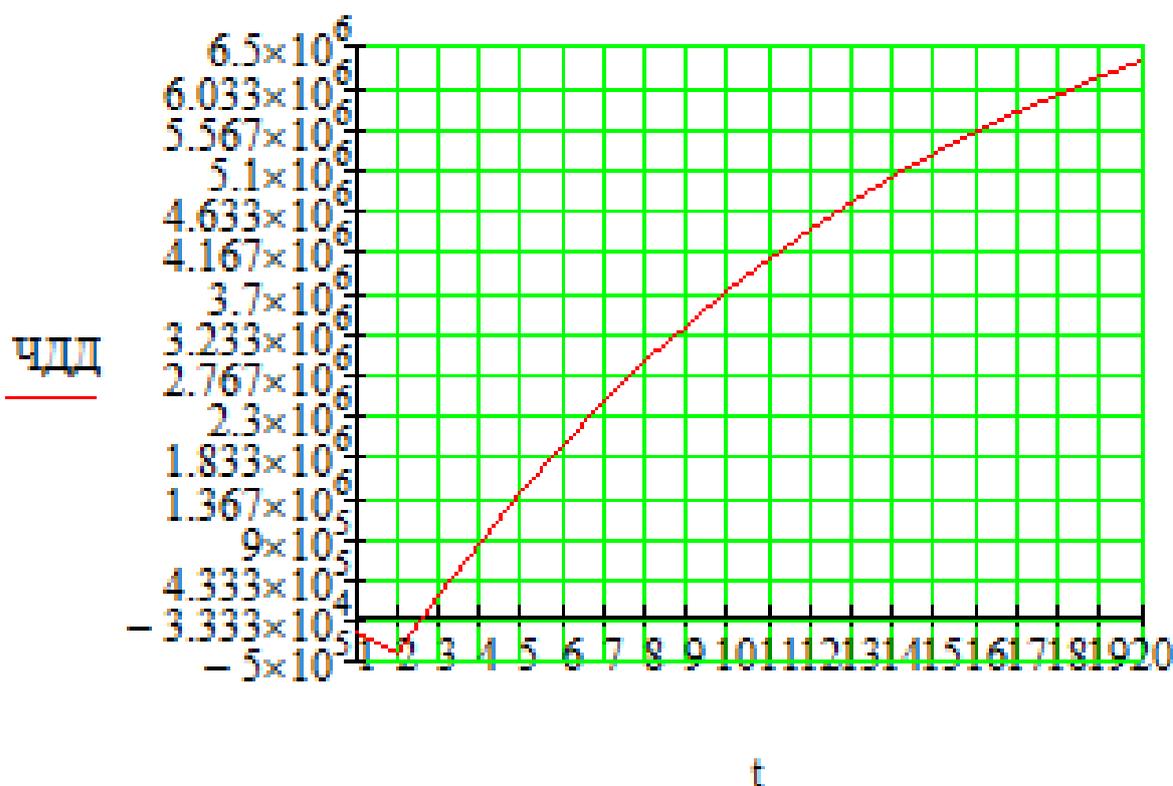


Рисунок 27 – График ЧДД

Из графика видно, что срок окупаемости проекта сети не превышает 3 лет. Значения ЧДД положительны и, следовательно, проект является инвестиционно–привлекательным и рекомендуется к реализации.

Рентабельность инвестиций рассчитывается 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]:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K}, \quad (26)$$

где K – суммарные капитальные вложения;

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

I_t – общие годовые издержки без учёта затрат на амортизацию;

H_t – налог на прибыль.

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

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

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования называется продолжительность периода от начального момента до «момента окупаемости с учетом дисконтирования» – наиболее раннего момента времени в расчетном периоде,

после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остается положительным. Расчёт оценки экономической эффективности для варианта №2 в приложении Б.

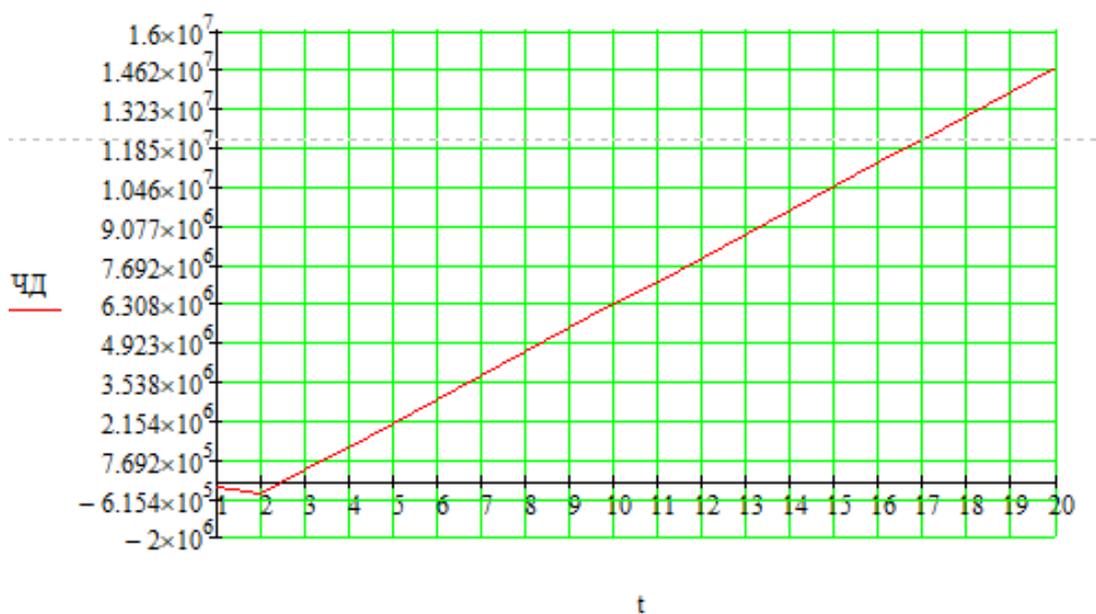


Рисунок 28

Срок окупаемости варианта при замене проводов на провода марки АССС при капиталовложениях в 404 миллионов руб. составит 2 года 6 месяцев. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций $ИДД > 1$ ($ИДД = 16.70$). Рентабельность проекта составит 208% в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период – 20 лет).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной магистерской диссертации рассмотрены вопросы необходимости развития электрических распределительных сетей Артемовской ТЭЦ.

Подробно осуществлен анализ электрических сетей, отходящих от Артемовской ТЭЦ из которого отмечены такие проблемы как: перегрузка ЛЭП, повышенная изношенность электрооборудования и наличие запертых мощностей. Решение данных проблем возможно при развитии сетей, для этого разработано 5 возможных вариантов, из которых выбран один наиболее целесообразный – замена проводников на перегруженных ЛЭП, отходящих от Артемовской ТЭЦ в нормальном и послеаварийном режиме.

Инновационным решением принято использование проводников АССС в данных проводниках используют композитный сердечник для увеличения пропускной способности и эффективности воздушных линий. В алюминиевом проводе с композитным сердечником (АССС™) используется гибридный композитный материал с высокопрочными карбоновыми нитями он обеспечивает минимальный тепловой провис благодаря низкому коэффициенту теплового расширения и меньшему весу по сравнению со стальным сердечником Более легкий сердечник позволяет увеличить диаметр провода при сохранении его удельного веса, а это позволяет сократить потери линии при увеличении пропускной способности

Для электрической схемы развития посчитаны и проанализированы установившиеся максимальный и послеаварийный режимы, отрегулированные по напряжению. Определены оптимальные экономические затраты на реализацию реконструкцию сетей и ПС.

Таким образом, в магистерской диссертации доказана необходимость в развитие сетей, связанная с реконструкцией ЛЭП. Данная реализация позволит обеспечить высокую надежность, управляемость, гибкость и снизить потери в электрических сетях.

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 Приморского края на период 2017– 2021 годов.
- 4 Алюминиевый композитный усиленный провод АССС [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.kabel-news.ru/netcat_files/90/100 – 25.03.2018.
- 5 Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 98 с.
- 6 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»).
- 7 Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.html> – 1.12.2018
- 8 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М. : Энергоатомиздат, 2004. – 648 с.
- 9 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.
- 10 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.,

11 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.

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

13 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.

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

15 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.

16 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.

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

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

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

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

21 Письмо Минстроя России от 4 апреля 2018 г. № 13606– ХМ/09 «О рекомендуемой величине прогнозных индексов изменения сметной стоимости стро-

ительства в I квартале 2018 года, в том числе величине прогнозных индексов 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»

22 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.

23 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

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

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

26 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.

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

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

29 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

30 Справочник по строительству и реконструкции линий электропередачи напряжением 0,4– 750 кВ/ под ред. Е.Г. Гологорского – М.: ЭНАС, 2007 – 560 с.

31 Стальные многогранные опоры ЛЭП [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://elektropostavka.ru/stal-mnogogran-opor/> – 24.05.2016

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

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

34 Щеглов Н.В. «Современные подходы к совершенствованию и развитию воздушных линий электропередачи». Четвертая Российская научно– практическая конференция с международным участием. www.ruscable.ru/print.html?p=/article/Innovacionnye_konstrukcii_provodov_dlya

35 Неизолированные провода для воздушных линий электропередачи Nexans Aero– Z. – <http://www.kabtrade.ru>

36 Глобальный эксперт в кабельных системах Nexans – <http://www.nexans.ru/eservice>

37 Инновационные конструкции неизолированных проводов – <http://www.uncomtech.ru/>

38 «Алюминиевый композитный усиленный провод». Энерго– эксперт №3, 2007

39 Брошюра фирмы «ЗМ» АССР 2012.

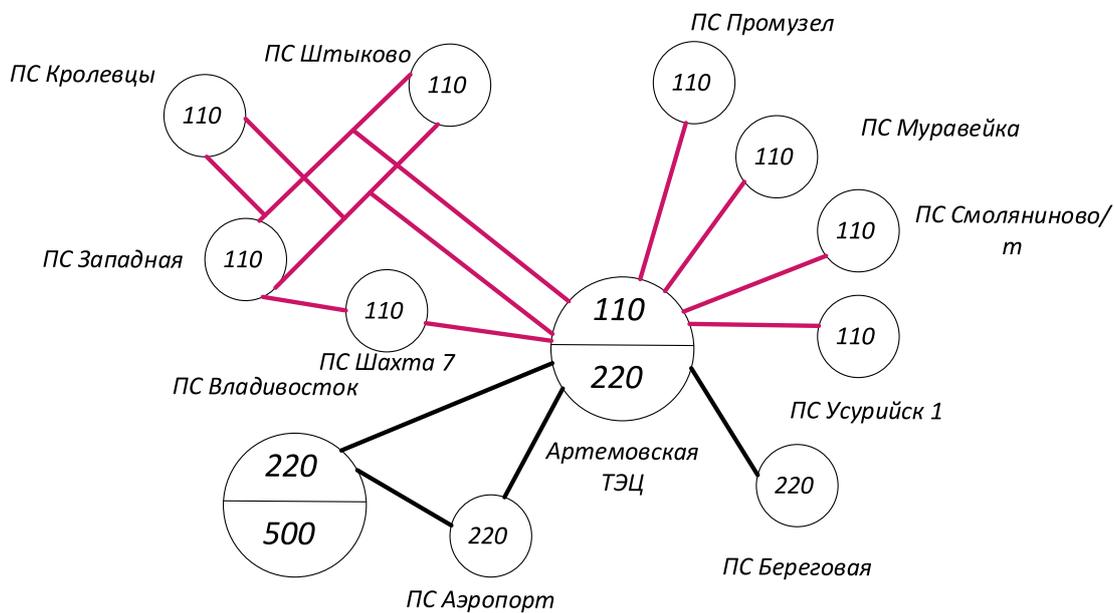
40 Д.И. Белый. «Алюминиевые сплавы для токопроводящих жил кабельных изделий». Наука и Техника, №1 (232) 2012.

41 Бубенчиков А. А., Данилов Д. И., Шевченко Д. Ю., Вирайло А. О., Шепелев А. О. Обзор методов повышения пропускной способности линий электроэнергетических систем // Молодой ученый. — 2016. — №28.2. — С. 18– 23. — URL <https://moluch.ru/archive/132/36973/> (дата обращения: 24.06.2019).

42 ГОСТ “Стандартный ряд номинальных и рабочих напряжений”

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Граф рассматриваемого эквивалента сети



ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчёт в программе Mathcad

Выбор вводных выключателей:

$$K_{уд110} := 1.75 \quad I_{по110} := 7.46 \quad T_{a110} := 0.3$$

$$i_{уд110} := \sqrt{2} \cdot K_{уд110} \cdot I_{по110} = 18.463$$

$$V_{крас110} := I_{по110}^2 (1.02 + T_{a110}) = 73.46$$

$$i_{ат110} := \sqrt{2} \cdot I_{по110} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{a110}}} = 10.204$$

*Сравнить варианты пот дисконтированным затратам. Определить оптимальный.

Укрупнённые стоимостные показатели взяты из СТО 5694700729.240.124-2012.

Расчёт приведённых затрат.

$$Z := E \cdot K + И$$

$$E := 0.1$$

Капиталовложения на сооружение сети:

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

Капиталовложения в строительство ВЛ:

$$K_{вл} := C_0 \cdot l \quad C_{240} := 1100 \quad \text{тыс.руб/км} \quad C_{160} := 750 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$l_{атэщпах} := 14 \quad l_{шахзапа} := 6 \quad l_{опоп} := 6.7 \quad l_{атэцоп} := 8$$

$$l_{општы} := 2.6 \quad l_{запоп} := 27.4 \quad l_{опкпро} := 1.6$$

$$l_1 := (l_{атэщпах} + l_{шахзапа} + 2 \cdot l_{запоп} + 2 \cdot l_{општы} + 2 \cdot l_{опоп} + 2l_{опкпро} + 2 \cdot l_{атэцоп}) = 112.6$$

Вариант №1.

$$K_{вл1} := C_{160} \cdot l_1 = 84450 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты, сопутствующие строительству:

3,3% - временные здания и сооружения;

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

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

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma \text{вл1}} := K_{вл1} + K_{вл1} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 96678.36 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение Приложение Б
Расчёт в программе Mathcad

Вариант №2.

$$K_{\text{ВЛ2}} := C_{240} \cdot I_1 = 1.239 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma \text{ВЛ2}} := K_{\text{ВЛ2}} + K_{\text{ВЛ2}} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 1.418 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения на сооружение сети:

$$k_{\text{инф}} := 4.18$$

Вариант №1.

$$K_1 := (K_{\Sigma \text{ВЛ1}}) \cdot k_{\text{инф}} = 404115.545 \text{ тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$K_2 := (K_{\Sigma \text{ВЛ2}}) \cdot k_{\text{инф}} = 5.927 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

$$И := I_э + I_{\text{ам}} + I_{\Delta W}$$

Эксплуатационные издержки:

$$\alpha_{\text{э.ВЛ}} := 0.007 \quad \alpha_{\text{э.ПС}} := 0.05$$

Вариант №1.

$$I_{\text{э1}} := \alpha_{\text{э.ВЛ}} \cdot K_{\Sigma \text{ВЛ1}} = 676.749 \text{ тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{\text{э2}} := \alpha_{\text{э.ВЛ}} \cdot K_{\Sigma \text{ВЛ2}} = 992.564 \text{ тыс.руб}$$

Амортизационные издержки:

$$T_{\text{сл.ВЛ}} := 15 \text{ лет} \quad T_{\text{сл.ПС}} := 20 \text{ лет}$$

Вариант №1.

$$I_{\text{ам1}} := \frac{K_{\Sigma \text{ВЛ1}}}{T_{\text{сл.ВЛ}}} = 6.445 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{\text{ам2}} := \frac{K_{\Sigma \text{ВЛ2}}}{T_{\text{сл.ВЛ}}} = 9.453 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

Продолжение Приложение Б
Расчёт в программе Mathcad

Стоимость потерь электроэнергии:

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

Потери электроэнергии:

$$\Delta W := \Sigma W_{\text{ВЛ}} + \Sigma W_{\text{ТР}}$$

Потери в ВЛ:

Вариант №1.

$$R_{160} := (0.18) \quad \text{Ом} \quad T := 5500 \quad \text{ч} \quad k_{\phi} := 1.05 \quad k_{\text{max}} := 1.2 \quad U_{\text{НОМ}} := 110$$

$$(P_{\text{Эфатэцшах}}) := k_{\phi} \cdot \frac{62.6}{k_{\text{max}}} = 54.775 \quad \text{МВт}$$

$$\Delta W_{\text{латэцшах}} := \frac{P_{\text{Эфатэцшах}}^2 + 10.9^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{160} \cdot l_{\text{атэцшах}} \cdot T = 3.573 \times 10^3$$

$$(P_{\text{Эфшахзап}}) := k_{\phi} \cdot \frac{45.2}{k_{\text{max}}} = 39.55 \quad \text{МВт}$$

$$\Delta W_{\text{лшахзап}} := \frac{P_{\text{Эфшахзап}}^2 + 6.5^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{160} \cdot l_{\text{шахзапа}} \cdot T = 788.622$$

$$(P_{\text{Эфзапоп}}) := k_{\phi} \cdot \frac{42.9}{k_{\text{max}}} = 37.538 \quad \text{МВт}$$

$$\Delta W_{\text{лзапоп}} := \frac{P_{\text{Эфзапоп}}^2 + 15^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{160} \cdot l_{\text{запоп}} \cdot T = 3.663 \times 10^3$$

$$(P_{\text{Эфопкро}}) := k_{\phi} \cdot \frac{10.4}{k_{\text{max}}} = 9.1 \quad \text{МВт}$$

$$\Delta W_{\text{лопкро}} := \frac{P_{\text{Эфопкро}}^2 + 3.3^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{160} \cdot l_{\text{опкро}} \cdot T = 12.266$$

$$(P_{\text{Эфопоп}}) := k_{\phi} \cdot \frac{54.5}{k_{\text{max}}} = 47.688 \quad \text{МВт}$$

$$\Delta W_{\text{лопоп}} := \frac{P_{\text{Эфопоп}}^2 + 19.1^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{160} \cdot l_{\text{опоп}} \cdot T = 1.447 \times 10^3$$

Продолжение Приложение Б Расчёт в программе Mathcad

$$(P_{\text{эфопшты}}) := k_{\text{ф}} \cdot \frac{4.9}{k_{\text{мах}}} = 4.288 \quad \text{МВт}$$

$$\Delta W_{\text{лопшты}} := \frac{P_{\text{эфопшты}}^2 + 1.7^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{160} \cdot I_{\text{општы}} \cdot T = 4.525$$

$$(P_{\text{эфатэцоп}}) := k_{\text{ф}} \cdot \frac{60.2}{k_{\text{мах}}} = 52.675 \quad \text{МВт}$$

$$\Delta W_{\text{латэцоп}} := \frac{P_{\text{эфатэцоп}}^2 + 20.8^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{160} \cdot I_{\text{атэцоп}} \cdot T = 2.099 \times 10^3$$

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{\text{вл1}} := \Delta W_{\text{латэцшах}} + \Delta W_{\text{лшахзап}} + 2 \cdot \Delta W_{\text{лзапоп}} + 2 \cdot \Delta W_{\text{лопкро}} + 2 \cdot \Delta W_{\text{лопоп}} + 2 \cdot \Delta W_{\text{лопшты}} + 2 \cdot \Delta W_{\text{латэцоп}} = 1.881 \times 10^4$$

Вариант №2. $R_{240} := 0.12$

$$(P_{2\text{эфатэцшах}}) := k_{\text{ф}} \cdot \frac{62.6}{k_{\text{мах}}} = 54.775 \quad \text{МВт}$$

$$\Delta W_{2\text{латэцшах}} := \frac{P_{2\text{эфатэцшах}}^2 + 10.9^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{240} \cdot I_{\text{атэцшах}} \cdot T = 2.382 \times 10^3$$

$$(P_{2\text{эфшахзап}}) := k_{\text{ф}} \cdot \frac{45.2}{k_{\text{мах}}} = 39.55 \quad \text{МВт}$$

$$\Delta W_{2\text{лшахзап}} := \frac{P_{2\text{эфшахзап}}^2 + 6.5^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{240} \cdot I_{\text{шахзап}} \cdot T = 525.748$$

$$(P_{2\text{эфзапоп}}) := k_{\text{ф}} \cdot \frac{42.9}{k_{\text{мах}}} = 37.538 \quad \text{МВт}$$

$$\Delta W_{2\text{лзапоп}} := \frac{P_{2\text{эфзапоп}}^2 + 15^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{240} \cdot I_{\text{запоп}} \cdot T = 2.442 \times 10^3$$

$$(P_{2\text{эфопкро}}) := k_{\text{ф}} \cdot \frac{10.4}{k_{\text{мах}}} = 9.1 \quad \text{МВт}$$

$$\Delta W_{2\text{лопкро}} := \frac{P_{2\text{эфопкро}}^2 + 3.3^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{240} \cdot I_{\text{опкро}} \cdot T = 8.177$$

Продолжение Приложение Б Расчёт в программе Mathcad

$$(P_{2\text{эфопоп}}) := k_{\text{ф}} \cdot \frac{54.5}{k_{\text{max}}} = 47.688 \quad \text{МВт}$$

$$\Delta W_{2\text{лопоп}} := \frac{P_{2\text{эфопоп}}^2 + 19.1^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{240} \cdot I_{\text{опоп}} \cdot T = 964.401$$

$$(P_{2\text{эфопшты}}) := k_{\text{ф}} \cdot \frac{4.9}{k_{\text{max}}} = 4.288 \quad \text{МВт}$$

$$\Delta W_{2\text{лопшты}} := \frac{P_{2\text{эфопшты}}^2 + 1.7^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{240} \cdot I_{\text{општы}} \cdot T = 3.017$$

$$(P_{2\text{эфатэцоп}}) := k_{\text{ф}} \cdot \frac{60.2}{k_{\text{max}}} = 52.675 \quad \text{МВт}$$

$$\Delta W_{2\text{латэцоп}} := \frac{P_{2\text{эфатэцоп}}^2 + 20.8^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{240} \cdot I_{\text{атэцоп}} \cdot T = 1.4 \times 10^3$$

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{\text{вл2}} := \Delta W_{2\text{латэцощах}} + \Delta W_{2\text{лшахзап}} + 2 \cdot \Delta W_{2\text{лзапоп}} + 2 \cdot \Delta W_{2\text{лопкро}} + 2 \cdot \Delta W_{2\text{лопоп}} + 2 \cdot \Delta W_{2\text{лопшты}} + 2 \cdot \Delta W_{2\text{латэцоп}} = 1.254 \times 10^4$$

Суммарные потери в сети:

Вариант №1.

$$\Sigma W_1 := (\Sigma W_{\text{вл1}}) \cdot 1000 = 1.881 \times 10^7$$

Вариант №2.

$$\Sigma W_2 := (\Sigma W_{\text{вл2}}) \cdot 1000 = 1.254 \times 10^7$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 := 1.6 \quad \text{руб/кВт*ч}$$

Вариант №1.

$$I_{\Delta W_1} := (\Sigma W_1 \cdot C_0) \cdot 10^{-3} = 30101.435 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{\Delta W_2} := (\Sigma W_2 \cdot C_0) \cdot 10^{-3} = 2.007 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

Вариант №1.

$$I_1 := I_{\Sigma 1} + I_{\text{ам1}} + I_{\Delta W_1} = 3.722 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_2 := I_{\Sigma 2} + I_{\text{ам2}} + I_{\Delta W_2} = 3.051 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение Приложение Б Расчёт в программе Mathcad

Приведённые затраты:

Вариант №1.

$$Z_1 := E \cdot K_1 + I_1 = 77634.962 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$Z_2 := E \cdot K_2 + I_2 = 89783.46283364 \quad \text{тыс.руб}$$

Из двух предложенных вариантов наиболее выгодным является вариант №1, так как капиталовложения, издержки и, соответственно, приведённые затраты на сооружение сети меньше на 1215 тыс. руб по сравнению с вариантом №2.

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

Годовая прибыль:

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

Переданная электроэнергия за год:

$$P_p := 124600$$

$$T_{\text{max}} := 5500 \quad \text{ч}$$

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

$$\cos \phi_1 := 0.83$$

$$P_{p1} := P_p \cdot \cos \phi_1 = 1.034 \times 10^5 \quad \text{кВт}$$

$$P_{\text{п}} := P_{p1} = 1.034 \times 10^5 \quad \text{кВт}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 5.688 \times 10^8 \quad \text{кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_э) \cdot 10^{-3} = 1.138 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$I := I_1 - I_{\text{ам1}} = 3.078 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$П_{\text{год}} := O - I = 1.107 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$H := П_{\text{год}} \cdot 0.24 = 2.656 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение Приложение Б
Расчёт в программе Mathcad

Чистый дисконтированный доход:

$$\text{чДД} := \sum \frac{\left[\begin{array}{c} \text{Э}_t \\ \hline (1 + E_H)^t \end{array} \right]}{\left[(1 + E_H)^t \right]}$$

Капиталовложения в первый год:

$$K_{t1} := 0.4 \cdot K_1 = 1.616 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{t2} := 0.6 \cdot K_1 = 2.425 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Первый год:

$$E_H := 0.08$$

$$\text{Э}_1 := -И - K_{t1} = -1.924 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чДД}_1 := \frac{\text{Э}_1}{(1 + E_H)^1} = -1.782 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чДД}_{1.} := \text{чДД}_1 = -1.782 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Второй год:

$$\text{Э}_2 := -И - K_{t2} = -2.732 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чДД}_2 := \frac{\text{Э}_2}{(1 + E_H)^2} = -2.343 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чДД}_{2.} := \text{чДД}_1 + \text{чДД}_2 = -4.124 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Третий год:

$$\text{Э}_3 := 0 - И - Н = 8.412 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чДД}_3 := \frac{\text{Э}_3}{(1 + E_H)^3} = 6.678 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чДД}_{3.} := \text{чДД}_{2.} + \text{чДД}_3 = 2.553 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{Э} := \text{Э}_3 = 8.412 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение Приложение Б
Расчёт в программе Mathcad

$$\begin{aligned} \text{ЧДД}_4 &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^4} = 6.183 \times 10^5 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_4 &:= \text{ЧДД}_3 + \text{ЧДД}_4 = 8.736 \times 10^5 \\ \text{ЧДД}_5 &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^5} = 5.725 \times 10^5 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_5 &:= \text{ЧДД}_4 + \text{ЧДД}_5 = 1.446 \times 10^6 \\ \text{ЧДД}_6 &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^6} = 5.301 \times 10^5 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_6 &:= \text{ЧДД}_5 + \text{ЧДД}_6 = 1.976 \times 10^6 \\ \text{ЧДД}_7 &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^7} = 4.908 \times 10^5 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_7 &:= \text{ЧДД}_6 + \text{ЧДД}_7 = 2.467 \times 10^6 \\ \text{ЧДД}_8 &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^8} = 4.545 \times 10^5 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_8 &:= \text{ЧДД}_7 + \text{ЧДД}_8 = 2.921 \times 10^6 \\ \text{ЧДД}_9 &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^9} = 4.208 \times 10^5 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_9 &:= \text{ЧДД}_8 + \text{ЧДД}_9 = 3.342 \times 10^6 \\ \text{ЧДД}_{10} &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{10}} = 3.896 \times 10^5 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_{10} &:= \text{ЧДД}_9 + \text{ЧДД}_{10} = 3.732 \times 10^6 \\ \text{ЧДД}_{11} &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{11}} = 3.608 \times 10^5 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_{11} &:= \text{ЧДД}_{10} + \text{ЧДД}_{11} = 4.093 \times 10^6 \\ \text{ЧДД}_{12} &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{12}} = 3.34 \times 10^5 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_{12} &:= \text{ЧДД}_{11} + \text{ЧДД}_{12} = 4.427 \times 10^6 \\ \text{ЧДД}_{13} &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{13}} = 3.093 \times 10^5 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_{13} &:= \text{ЧДД}_{12} + \text{ЧДД}_{13} = 4.736 \times 10^6 \\ \text{ЧДД}_{14} &:= \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{14}} = 2.864 \times 10^5 && \text{тыс.руб} \\ \text{ЧДД}_{14} &:= \text{ЧДД}_{13} + \text{ЧДД}_{14} = 5.022 \times 10^6 \end{aligned}$$

Продолжение Приложение Б
Расчёт в программе Mathcad

$$\text{ЧДД}_{15} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{15}} = 2.652 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{15} := \text{ЧДД}_{14} + \text{ЧДД}_{15} = 5.288 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_{16} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{16}} = 2.455 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{16} := \text{ЧДД}_{15} + \text{ЧДД}_{16} = 5.533 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_{17} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{17}} = 2.273 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{17} := \text{ЧДД}_{16} + \text{ЧДД}_{17} = 5.76 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_{18} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{18}} = 2.105 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{18} := \text{ЧДД}_{17} + \text{ЧДД}_{18} = 5.971 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_{19} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{19}} = 1.949 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

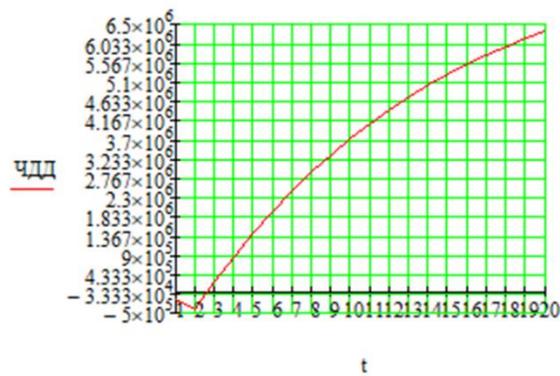
$$\text{ЧДД}_{19} := \text{ЧДД}_{18} + \text{ЧДД}_{19} = 6.166 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_{20} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{20}} = 1.805 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{20} := \text{ЧДД}_{19} + \text{ЧДД}_{20} = 6.346 \times 10^6$$

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

Продолжение Приложение Б Расчёт в программе Mathcad



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_1} + 1 = 16.704$$

ИДД > 1, следовательно, проект экономически эффективен.

*Определить простой и дисконтированный сроки окупаемости.

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

Чистый доход:

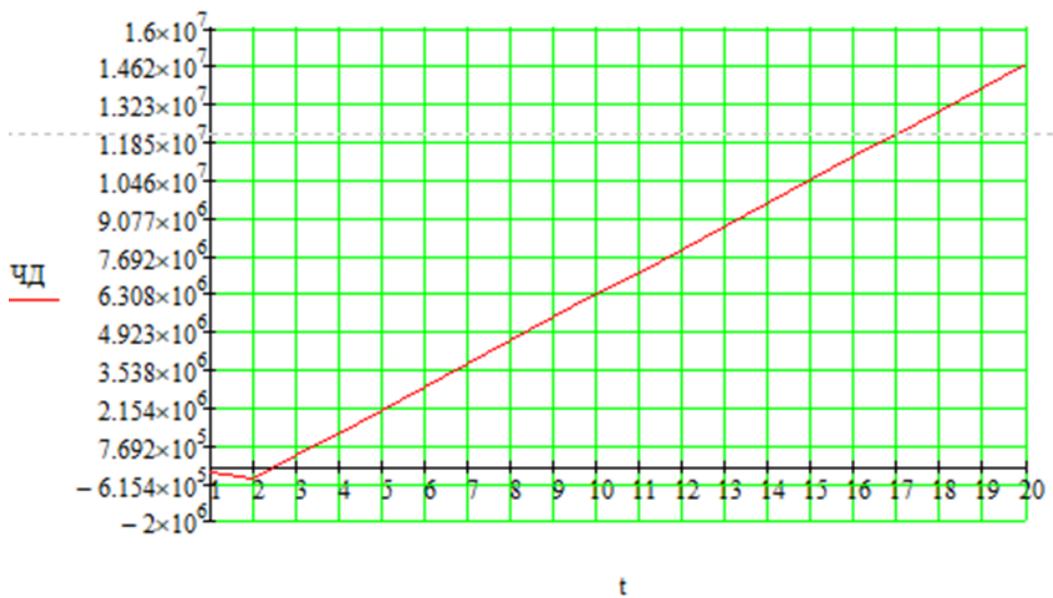
$\text{ЧД}_1 := \text{Э}_1 = -1.924 \times 10^5$	тыс.руб	
		$\text{ЧД}_1 := \text{ЧД}_1 = -1.924 \times 10^5$ тыс.руб
$\text{ЧД}_2 := \text{Э}_2 = -2.732 \times 10^5$	тыс.руб	
		$\text{ЧД}_2 := \text{ЧД}_1 + \text{ЧД}_2 = -4.657 \times 10^5$ тыс.руб
$\text{ЧД}_3 := \text{Э} = 8.412 \times 10^5$	тыс.руб	
		$\text{ЧД}_3 := \text{ЧД}_2 + \text{ЧД}_3 = 3.755 \times 10^5$ тыс.руб
$\text{ЧД}_4 := \text{Э} = 8.412 \times 10^5$	тыс.руб	
		$\text{ЧД}_4 := \text{ЧД}_3 + \text{ЧД}_4 = 1.217 \times 10^6$ тыс.руб
$\text{ЧД}_5 := \text{Э} = 8.412 \times 10^5$	тыс.руб	
		$\text{ЧД}_5 := \text{ЧД}_4 + \text{ЧД}_5 = 2.058 \times 10^6$ тыс.руб
$\text{ЧД}_6 := \text{Э} = 8.412 \times 10^5$	тыс.руб	
		$\text{ЧД}_6 := \text{ЧД}_5 + \text{ЧД}_6 = 2.899 \times 10^6$ тыс.руб
$\text{ЧД}_7 := \text{Э} = 8.412 \times 10^5$	тыс.руб	

Продолжение Приложение Б
Расчёт в программе Mathcad

$\text{ЧД}_8 := \text{Э} = 8.412 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_7 := \text{ЧД}_6 + \text{ЧД}_7 = 3.74 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_9 := \text{Э} = 8.412 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_8 := \text{ЧД}_7 + \text{ЧД}_8 = 4.581 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{10} := \text{Э} = 8.412 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_9 := \text{ЧД}_8 + \text{ЧД}_9 = 5.423 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{11} := \text{Э} = 8.412 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{10} := \text{ЧД}_9 + \text{ЧД}_{10} = 6.264 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{12} := \text{Э} = 8.412 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{11} := \text{ЧД}_{10} + \text{ЧД}_{11} = 7.105 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{13} := \text{Э} = 8.412 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{12} := \text{ЧД}_{11} + \text{ЧД}_{12} = 7.946 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{14} := \text{Э} = 8.412 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{13} := \text{ЧД}_{12} + \text{ЧД}_{13} = 8.787 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{15} := \text{Э} = 8.412 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{14} := \text{ЧД}_{13} + \text{ЧД}_{14} = 9.629 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{16} := \text{Э} = 8.412 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{15} := \text{ЧД}_{14} + \text{ЧД}_{15} = 1.047 \times 10^7$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{17} := \text{Э} = 8.412 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{16} := \text{ЧД}_{15} + \text{ЧД}_{16} = 1.131 \times 10^7$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{18} := \text{Э} = 8.412 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{17} := \text{ЧД}_{16} + \text{ЧД}_{17} = 1.215 \times 10^7$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{19} := \text{Э} = 8.412 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{18} := \text{ЧД}_{17} + \text{ЧД}_{18} = 1.299 \times 10^7$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{20} := \text{Э} = 8.412 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_{19} := \text{ЧД}_{18} + \text{ЧД}_{19} = 1.383 \times 10^7$	тыс.руб
		$\text{ЧД}_{20} := \text{ЧД}_{19} + \text{ЧД}_{20} = 1.468 \times 10^7$	тыс.руб

Продолжение Приложение Б
Расчёт в программе Mathcad

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



Продолжение Приложение Б
Расчёт в программе Mathcad
Простой срок окупаемости составит 2 года 6 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 8 месяцев.

*Рассчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

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

$$R_1 := \frac{\mathcal{E}_1}{K_1} \cdot 100 = -47.616 \quad \%$$

$$R_2 := \frac{\mathcal{E}_2}{K_1} \cdot 100 = -67.616 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\mathcal{E}_3}{K_1} \cdot 100 = 208.154 \quad \%$$

Выводы: Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 404 миллионов руб. составит 2 года 6 месяцев. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД > 1 (ИДД = 16.70). Рентабельность проекта составит 208% 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	Q_min	Q_max	V	Delta	dV
База	1	ПС Владивосток 500 кВ	500	1			292,3	121,5	515	-200	200	515		3
Нагр	2	ПС Владивосток Н1	500	1								502,22	-3,93	0,44
Нагр	3	ПС Владивосток 220 кВ	220	1	182,9	19,7						225,52	-3,92	2,51
Нагр	4	ПС Владивосток 10 кВ	10	1								10,55	-3,93	0,44
Нагр	5	ПС Аэропорт 220 кВ	220	1	24	12						223,83	-4,37	1,74
Нагр	6	Артемовская ТЭЦ 220 кВ	220	1								222,64	-4,62	1,2
Нагр	7	Артемовская ТЭЦ Н1	220	1								213,98	-8,5	-2,74
Нагр	8	Артемовская ТЭЦ Н2	220	1								213,89	-8,49	-2,78
Нагр	9	Артемовская ТЭЦ Г8	16	1	8	5,9	60	40	15,8			16,35	-1,67	3,81
Нагр	10	Артемовская ТЭЦ Г7	16	1	10,3	8,9	75	45	15,8			16,43	1,32	4,33
Нагр	11	Артемовская ТЭЦ Г6	16	1	8,4	7,3	74	35	15,8			17,8	4,95	13,04
Нагр	12	Артемовская ТЭЦ Г5	16	1	8,5	7,2	70	35	15,8			17,86	4,05	13,37
Нагр	13	Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110	1	40	18						115,46	-8,48	4,96
Нагр	14	ПС Береговая 220 кВ	220	1	26	32						219,52	-5,06	-0,22
Нагр	15	ПС Усурийск 1 110 кВ	110	1	21	13,4						113,92	-9,53	3,57
Нагр	16	ПС Смолининова/т 110 кВ	110	1	12	11						113,5	-8,54	3,18
Нагр	17	ПС Муравейка 110 кВ	110	1	10,5	5,6						115,09	-8,67	4,62
Нагр	18	ПС Шахта 7 110 кВ	110	1	17	6						111,71	-9,91	1,55
Нагр	19	ПС Промузел 110 кВ	110	1	32	4,5						112,9	-9,49	2,64
Нагр	20	ПС Западная 110 кВ	110	1	131	34,6						110,64	-10,5	0,58
Нагр	21	оп 128	110	1								114,32	-8,62	3,93
Нагр	22	оп 129	110	1								114,32	-8,62	3,93
Нагр	23	ПС Кролевцы 110 кВ	110	1	21	6,6						114,26	-8,65	3,87
Нагр	24	оп 162	110	1								115,06	-8,67	4,6
Нагр	25	оп 163	110	1								115,06	-8,67	4,6
Нагр	26	ПС Штыково 110 кВ	110	1	9,9	3,3						115,03	-8,69	4,58
Нагр	27	Артемовская ТЭЦ 10 кВ	10	1								10,2	-8,49	-2,83

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
Тр-р	1	2	ПС Владивосток 500 кВ - ПС Владивосток Н1	0,58	61	24,1	1,5	1			-292	-121	355	35,2
Тр-р	2	3	ПС Владивосток Н1 - ПС Владивосток 220 кВ	0,39				0,449	12	1	-292	-92	352	34,9
Тр-р	2	4	ПС Владивосток Н1 - ПС Владивосток 10 кВ	2,9	113			0,021			0	0	0	
ЛЭП	3	6	ПС Владивосток 220 кВ - Артемовская ТЭЦ 220 кВ	2,7	13,4	-78					-53	-36	170	24,6
ЛЭП	3	5	ПС Владивосток 220 кВ - ПС Аэропорт 220 кВ	1,42	7,98	-51,3					-56	-37	175	20,9
ЛЭП	5	6	ПС Аэропорт 220 кВ - Артемовская ТЭЦ 220 кВ	1,42	7,98	-51,3					-32	-27	111	13,3
ЛЭП	6	14	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - ПС Береговая 220 кВ	4,44	19,48	-119,6					-26	-27	108	15,7
Тр-р	6	7	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Н1	0,3	59	19	2,4	1			-55	-35	169	32,3
Тр-р	6	8	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Н2	0,3	59	19	2,4	1			-55	-36	169	32,3
Тр-р	7	13	Артемовская ТЭЦ Н1 - Артемовская ТЭЦ 110 кВ	0,3				0,54	2	2	-119	-52	352	67,1
Тр-р	8	13	Артемовская ТЭЦ Н2 - Артемовская ТЭЦ 110 кВ	0,3				0,54	2	2	-55	-30	168	32,1
Тр-р	7	10	Артемовская ТЭЦ Н1 - Артемовская ТЭЦ Г7	0,6	131			0,071			65	23	185	35,3
Тр-р	8	27	Артемовская ТЭЦ Н2 - Артемовская ТЭЦ 10 кВ	0,6	131			0,048			0	0	0	
Тр-р	6	9	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Г8	1,4	51,5	10,6	2,3	0,071			52	30	155	29,6
Тр-р	13	11	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - Артемовская ТЭЦ Г6	1,4	51,5	10,6	2,3	0,143			65	11	330	62,9
Тр-р	13	12	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - Артемовская ТЭЦ Г5	1,4	51,5	10,6	2,3	0,143			61	13	312	59,5
ЛЭП	13	15	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Усурийск 1 110 кВ	0,85	12,01	-74,4					-21	-13	126	39,4
ЛЭП	13	17	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Муравейка 110 кВ	1,5	5,06	-35,5					-11	-5	60	9,8
ЛЭП	13	16	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Смолининова/т 110 кВ	9,8	9,89	-57,5					-12	-10	83	30,7
ЛЭП	13	19	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Промузел 110 кВ	7,9	8,2	-53,4					-33	-4	165	61,2
ЛЭП	13	18	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Шахта 7 110 кВ	5,6	6,1	-34,8					-64	-12	328	121,5
ЛЭП	18	20	ПС Шахта 7 110 кВ - ПС Западная 110 кВ	2,3	3,05	-17,4					-46	-5	237	87,7
ЛЭП	20	21	ПС Западная 110 кВ - оп 128	5,42	11,5	-74					43	15	237	53,3
ЛЭП	20	22	ПС Западная 110 кВ - оп 129	5,42	11,5	-74					43	15	237	53,3
ЛЭП	21	23	оп 128 - ПС Кролевцы 110 кВ	0,4	0,8	-5,4					-10	-3	56	12,5
ЛЭП	22	23	оп 129 - ПС Кролевцы 110 кВ	0,4	0,8	-5,4					-11	-3	56	12,5
ЛЭП	21	24	оп 128 - оп 162	1,46	0,31	-20					54	19	291	65,4
ЛЭП	22	25	оп 129 - оп 163	1,46	0,31	-20					54	19	291	65,4
ЛЭП	13	24	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - оп 162	0,45	0,9	-6,2					-60	-21	316	71,1
ЛЭП	13	25	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - оп 163	0,45	0,9	-6,2					-60	-21	316	71,1
ЛЭП	24	26	оп 162 - ПС Штыково 110 кВ	0,45	0,9	-6,2					-5	-2	26	5,9
ЛЭП	25	26	оп 163 - ПС Штыково 110 кВ	0,45	0,9	-6,2					-5	-2	26	5,9

Продолжение Приложение В Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta	dV
База	1	ПС Владивосток 500 кВ	500	1			295,8	132,8	515	-200	200	515		3
Нагр	2	ПС Владивосток Н1	500	1								500,91	-3,99	0,18
Нагр	3	ПС Владивосток 220 кВ	220	1	182,9	19,7						224,92	-3,98	2,24
Нагр	4	ПС Владивосток 10 кВ	10	1								10,52	-3,99	0,18
Нагр	5	ПС Аэропорт 220 кВ	220	1	24	12						223,06	-4,43	1,39
Нагр	6	Артемовская ТЭЦ 220 кВ	220	1								221,69	-4,69	0,77
Нагр	7	Артемовская ТЭЦ Н1	220	1								211,73	-8,75	-3,76
Нагр	8	Артемовская ТЭЦ Н2	220	1								211,63	-8,74	-3,8
Нагр	9	Артемовская ТЭЦ Г8	16	1	8	5,9	60	40	15,8			16,28	-1,72	3,4
Нагр	10	Артемовская ТЭЦ Г7	16	1	10,3	8,9	75	45	15,8			16,28	1,28	3,36
Нагр	11	Артемовская ТЭЦ Г6	16	1	8,4	7,3	74	35	15,8			17,63	4,98	11,95
Нагр	12	Артемовская ТЭЦ Г5	16	1	8,5	7,2	70	35	15,8			17,69	4,06	12,29
Нагр	13	Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110	1	40	18						114,24	-8,73	3,85
Нагр	14	ПС Береговая 220 кВ	220	1	26	32						218,56	-5,13	-0,66
Нагр	15	ПС Усуйский 1 110 кВ	110	1	21	13,4						112,68	-9,8	2,44
Нагр	16	ПС Смолининова/т 110 кВ	110	1	12	11						112,26	-8,79	2,05
Нагр	17	ПС Муравейка 110 кВ	110	1	10,5	5,6						113,86	-8,93	3,51
Нагр	18	ПС Шахта 7 110 кВ	110	1	17	6						105,74	-12,73	-3,87
Нагр	19	ПС Промузел 110 кВ	110	1	32	4,5						111,65	-9,76	1,5
Нагр	20	ПС Западная 110 кВ	110	1	131	34,6						106,28	-12,54	-3,38
Нагр	21	оп 128	110	1								112,42	-8,97	2,2
Нагр	22	оп 129	110	1								112,42	-8,97	2,2
Нагр	23	ПС Кролевцы 110 кВ	110	1	21	6,6						112,36	-9,01	2,14
Нагр	24	оп 162	110	1								113,63	-9,04	3,3
Нагр	25	оп 163	110	1								113,63	-9,04	3,3
Нагр	26	ПС Штыково 110 кВ	110	1	9,9	3,3						113,6	-9,05	3,27
Нагр	27	Артемовская ТЭЦ 10 кВ	10	1								10,09	-8,74	-3,86

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
Тр-р	1	2	ПС Владивосток 500 кВ - ПС Владивосток Н1	0,58	61	24,1	1,5	1			-296	-133	363	36,1
Тр-р	2	3	ПС Владивосток Н1 - ПС Владивосток 220 кВ	0,39				0,449	12	1	-295	-103	360	35,8
Тр-р	2	4	ПС Владивосток Н1 - ПС Владивосток 10 кВ	2,9	113			0,021			0	0	0	
ЛЭП	3	6	ПС Владивосток 220 кВ - Артемовская ТЭЦ 220 кВ	2,7	13,4	-78					-55	-42	183	26,5
ЛЭП	3	5	ПС Владивосток 220 кВ - ПС Аэропорт 220 кВ	1,42	7,98	-51,3					-57	-41	185	22,2
ЛЭП	5	6	ПС Аэропорт 220 кВ - Артемовская ТЭЦ 220 кВ	1,42	7,98	-51,3					-33	-31	122	14,7
ЛЭП	6	14	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - ПС Береговая 220 кВ	4,44	19,48	-119,6					-26	-27	109	15,8
Тр-р	6	7	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Н1	0,3	59	19	2,4	1			-57	-40	181	34,5
Тр-р	6	8	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Н2	0,3	59	19	2,4	1			-57	-40	181	34,5
Тр-р	7	13	Артемовская ТЭЦ Н1 - Артемовская ТЭЦ 110 кВ	0,3				0,54	2	2	-121	-56	364	69,4
Тр-р	8	13	Артемовская ТЭЦ Н2 - Артемовская ТЭЦ 110 кВ	0,3				0,54	2	2	-56	-34	179	34,2
Тр-р	7	10	Артемовская ТЭЦ Н1 - Артемовская ТЭЦ Г7	0,6	131			0,071			65	22	186	35,6
Тр-р	8	27	Артемовская ТЭЦ Н2 - Артемовская ТЭЦ 10 кВ	0,6	131			0,048			0	0	0	
Тр-р	6	9	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Г8	1,4	51,5	10,6	2,3	0,071			52	30	156	29,7
Тр-р	13	11	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - Артемовская ТЭЦ Г6	1,4	51,5	10,6	2,3	0,143			65	10	333	63,6
Тр-р	13	12	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - Артемовская ТЭЦ Г5	1,4	51,5	10,6	2,3	0,143			61	12	315	60
ЛЭП	13	15	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Усуйский 1 110 кВ	0,85	12,01	-74,4					-21	-13	128	39,9
ЛЭП	13	17	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Муравейка 110 кВ	1,5	5,06	-35,5					-11	-5	60	9,9
ЛЭП	13	16	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Смолининова/т 110 кВ	9,8	9,89	-57,5					-12	-10	84	31
ЛЭП	13	19	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Промузел 110 кВ	7,9	8,2	-53,4					-33	-5	167	61,9
ЛЭП	13	18	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Шахта 7 110 кВ	5,6	6,1	-34,8								
ЛЭП	18	20	ПС Шахта 7 110 кВ - ПС Западная 110 кВ	2,3	3,05	-17,4					17	6	98	36,5
ЛЭП	20	21	ПС Западная 110 кВ - оп 128	5,42	11,5	-74					74	20	417	93,6
ЛЭП	20	22	ПС Западная 110 кВ - оп 129	5,42	11,5	-74					74	20	417	93,6
ЛЭП	21	23	оп 128 - ПС Кролевцы 110 кВ	0,4	0,8	-5,4					-11	-3	57	12,7
ЛЭП	22	23	оп 129 - ПС Кролевцы 110 кВ	0,4	0,8	-5,4					-11	-3	57	12,7
ЛЭП	21	24	оп 128 - оп 162	1,46	0,31	-20					87	29	472	106
ЛЭП	22	25	оп 129 - оп 163	1,46	0,31	-20					87	29	472	106
ЛЭП	13	24	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - оп 162	0,45	0,9	-6,2					-93	-31	497	111,7
ЛЭП	13	25	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - оп 163	0,45	0,9	-6,2					-93	-31	497	111,7
ЛЭП	24	26	оп 162 - ПС Штыково 110 кВ	0,45	0,9	-6,2					-5	-2	27	6
ЛЭП	25	26	оп 163 - ПС Штыково 110 кВ	0,45	0,9	-6,2					-5	-2	27	6

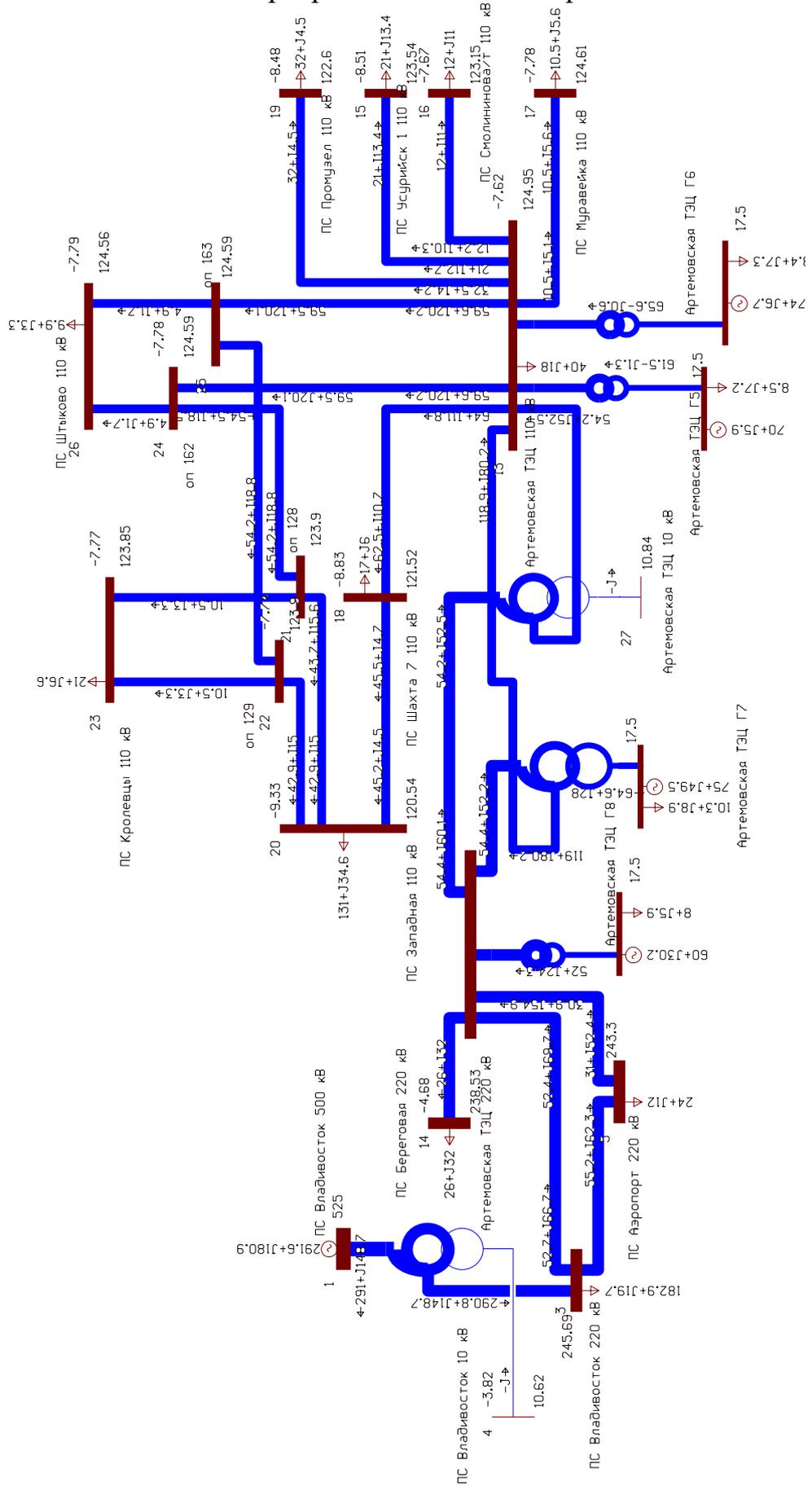
ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
База	1	ПС Владивосток 500 кВ	500	1			291,6	180,9	525	-200	200	525	
Нагр	2	ПС Владивосток Н1	500	1								505,55	-3,82
Нагр	3	ПС Владивосток 220 кВ	220	1	182,9	19,7						245,69	-3,8
Нагр	4	ПС Владивосток 10 кВ	10	1								10,62	-3,82
Нагр	5	ПС Аэропорт 220 кВ	220	1	24	12						243,3	-4,14
Нагр	6	Артемовская ТЭЦ 220 кВ	220	1								241,35	-4,3
Нагр	7	Артемовская ТЭЦ Н1	220	1								227,34	-7,64
Нагр	8	Артемовская ТЭЦ Н2	220	1								227,25	-7,63
Ген	9	Артемовская ТЭЦ Г8	16	1	8	5,9	60	30,2	17,5	-100	100	17,5	-1,76
Ген	10	Артемовская ТЭЦ Г7	16	1	10,3	8,9	75	49,5	17,5	-100	100	17,5	1,03
Ген	11	Артемовская ТЭЦ Г6	16	1	8,4	7,3	74	6,7	17,5	-100	100	17,5	5,15
Ген	12	Артемовская ТЭЦ Г5	16	1	8,5	7,2	70	5,9	17,5	-100	100	17,5	4,35
Нагр	13	Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110	1	40	18						124,95	-7,62
Нагр	14	ПС Береговая 220 кВ	220	1	26	32						238,53	-4,68
Нагр	15	ПС Усуйск 1 110 кВ	110	1	21	13,4						123,54	-8,51
Нагр	16	ПС Смолининова/т 110 кВ	110	1	12	11						123,15	-7,67
Нагр	17	ПС Муравейка 110 кВ	110	1	10,5	5,6						124,61	-7,78
Нагр	18	ПС Шахта 7 110 кВ	110	1	17	6						121,52	-8,83
Нагр	19	ПС Промузел 110 кВ	110	1	32	4,5						122,6	-8,48
Нагр	20	ПС Западная 110 кВ	110	1	131	34,6						120,54	-9,33
Нагр	21	оп 128	110	1								123,9	-7,74
Нагр	22	оп 129	110	1								123,9	-7,74
Нагр	23	ПС Кролевцы 110 кВ	110	1	21	6,6						123,85	-7,77
Нагр	24	оп 162	110	1								124,59	-7,78
Нагр	25	оп 163	110	1								124,59	-7,78
Нагр	26	ПС Штыково 110 кВ	110	1	9,9	3,3						124,56	-7,79
Нагр	27	Артемовская ТЭЦ 10 кВ	10	1								10,84	-7,63

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
Тр-р	1	2	ПС Владивосток 500 кВ - ПС Владивосток Н1	0,58	61	24,1	1			-292	-181	377	37,5
Тр-р	2	3	ПС Владивосток Н1 - ПС Владивосток 220 кВ	0,39			0,486	1	1	-291	-149	373	37,1
Тр-р	2	4	ПС Владивосток Н1 - ПС Владивосток 10 кВ	2,9	113		0,021			0	0	0	
ЛЭП	3	6	ПС Владивосток 220 кВ - Артемовская ТЭЦ 220 кВ	2,7	13,4	-78				-53	-67	209	30,2
ЛЭП	3	5	ПС Владивосток 220 кВ - ПС Аэропорт 220 кВ	1,42	7,98	-51,3				-55	-62	201	24,1
ЛЭП	5	6	ПС Аэропорт 220 кВ - Артемовская ТЭЦ 220 кВ	1,42	7,98	-51,3				-31	-52	151	18,1
ЛЭП	6	14	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - ПС Береговая 220 кВ	4,44	19,48	-119,6				-26	-26	100	14,5
Тр-р	6	7	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Н1	0,3	59	19	1			-55	-60	194	36,9
Тр-р	6	8	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Н2	0,3	59	19	1			-54	-60	194	37
Тр-р	7	13	Артемовская ТЭЦ Н1 - Артемовская ТЭЦ 110 кВ	0,3			0,55	1	2	-119	-80	365	69,6
Тр-р	8	13	Артемовская ТЭЦ Н2 - Артемовская ТЭЦ 110 кВ	0,3			0,55	1	2	-54	-52	192	36,6
Тр-р	7	10	Артемовская ТЭЦ Н1 - Артемовская ТЭЦ Г7	0,6	131		0,071			65	28	179	34,1
Тр-р	8	27	Артемовская ТЭЦ Н2 - Артемовская ТЭЦ 10 кВ	0,6	131		0,048			0	0	0	
Тр-р	6	9	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Г8	1,4	51,5	10,6	0,071			52	21	134	25,5
Тр-р	13	11	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - Артемовская ТЭЦ Г6	1,4	51,5	10,6	0,143			65	-16	310	59,1
Тр-р	13	12	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - Артемовская ТЭЦ Г5	1,4	51,5	10,6	0,143			61	-15	290	55,4
ЛЭП	13	15	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Усуйск 1 110 кВ	0,85	12,01	-74,4				-21	-13	116	36,4
ЛЭП	13	17	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Муравейка 110 кВ	1,5	5,06	-35,5				-11	-5	55	9
ЛЭП	13	16	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Смолининова/т 110 кВ	9,8	9,89	-57,5				-12	-10	76	28,3
ЛЭП	13	19	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Промузел 110 кВ	7,9	8,2	-53,4				-33	-4	152	56,4
ЛЭП	13	18	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Шахта 7 110 кВ	5,6	6,1	-34,8				-64	-12	301	111,5
ЛЭП	18	20	ПС Шахта 7 110 кВ - ПС Западная 110 кВ	2,3	3,05	-17,4				-45	-5	217	80,5
ЛЭП	20	21	ПС Западная 110 кВ - оп 128	5,42	11,5	-74				43	15	218	49
ЛЭП	20	22	ПС Западная 110 кВ - оп 129	5,42	11,5	-74				43	15	218	49
ЛЭП	21	23	оп 128 - ПС Кролевцы 110 кВ	0,4	0,8	-5,4				-11	-3	51	11,5
ЛЭП	22	23	оп 129 - ПС Кролевцы 110 кВ	0,4	0,8	-5,4				-11	-3	51	11,5
ЛЭП	21	24	оп 128 - оп 162	1,46	0,31	-20				54	19	267	60,1
ЛЭП	22	25	оп 129 - оп 163	1,46	0,31	-20				54	19	267	60,1
ЛЭП	13	24	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - оп 162	0,45	0,9	-6,2				-60	-20	291	65,4
ЛЭП	13	25	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - оп 163	0,45	0,9	-6,2				-60	-20	291	65,4
ЛЭП	24	26	оп 162 - ПС Штыково 110 кВ	0,45	0,9	-6,2				-5	-2	24	5,4
ЛЭП	25	26	оп 163 - ПС Штыково 110 кВ	0,45	0,9	-6,2				-5	-2	24	5,4

Продолжение Приложение Г Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

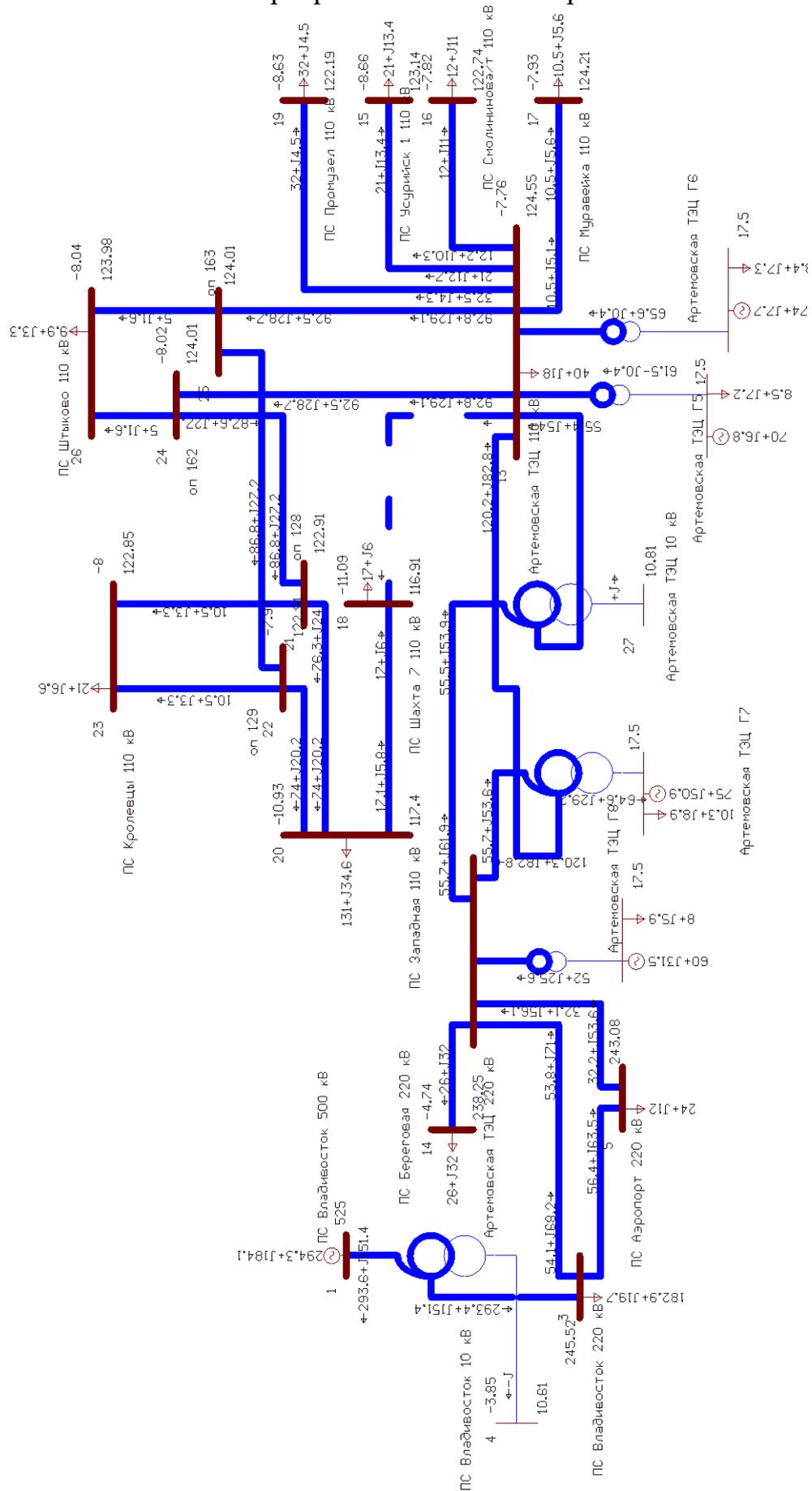


Продолжение Приложение Г Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
База	1	ПС Владивосток 500 кВ	500	1			294,3	184,1	525	-200	200	525	
Нагр	2	ПС Владивосток Н1	500	1								505,2	-3,85
Нагр	3	ПС Владивосток 220 кВ	220	1	182,9	19,7						245,52	-3,84
Нагр	4	ПС Владивосток 10 кВ	10	1								10,61	-3,85
Нагр	5	ПС Аэропорт 220 кВ	220	1	24	12						243,08	-4,18
Нагр	6	Артемовская ТЭЦ 220 кВ	220	1								241,08	-4,36
Нагр	7	Артемовская ТЭЦ Н1	220	1								226,62	-7,79
Нагр	8	Артемовская ТЭЦ Н2	220	1								226,53	-7,78
Ген	9	Артемовская ТЭЦ Г8	16	1	8	5,9	60	31,5	17,5	-100	100	17,5	-1,81
Ген	10	Артемовская ТЭЦ Г7	16	1	10,3	8,9	75	50,9	17,5	-100	100	17,5	0,91
Ген	11	Артемовская ТЭЦ Г6	16	1	8,4	7,3	74	7,7	17,5	-100	100	17,5	5,04
Ген	12	Артемовская ТЭЦ Г5	16	1	8,5	7,2	70	6,8	17,5	-100	100	17,5	4,23
Нагр	13	Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110	1	40	18						124,55	-7,76
Нагр	14	ПС Береговая 220 кВ	220	1	26	32						238,25	-4,74
Нагр	15	ПС Усурийск 1 110 кВ	110	1	21	13,4						123,14	-8,66
Нагр	16	ПС Смолининова/т 110 кВ	110	1	12	11						122,74	-7,82
Нагр	17	ПС Муравейка 110 кВ	110	1	10,5	5,6						124,21	-7,93
Нагр	18	ПС Шахта 7 110 кВ	110	1	17	6						116,91	-11,09
Нагр	19	ПС Промузел 110 кВ	110	1	32	4,5						122,19	-8,63
Нагр	20	ПС Западная 110 кВ	110	1	131	34,6						117,4	-10,93
Нагр	21	оп 128	110	1								122,91	-7,97
Нагр	22	оп 129	110	1								122,91	-7,97
Нагр	23	ПС Кролевцы 110 кВ	110	1	21	6,6						122,85	-8
Нагр	24	оп 162	110	1								124,01	-8,02
Нагр	25	оп 163	110	1								124,01	-8,02
Нагр	26	ПС Штыково 110 кВ	110	1	9,9	3,3						123,98	-8,04
Нагр	27	Артемовская ТЭЦ 10 кВ	10	1								10,81	-7,78

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.	
Тр-р	1	2	ПС Владивосток 500 кВ - ПС Владивосток Н1	0,58	61	24,1	1				-294	-184	382	37,9
Тр-р	2	3	ПС Владивосток Н1 - ПС Владивосток 220 кВ	0,39			0,486	1	1		-294	-151	377	37,5
Тр-р	2	4	ПС Владивосток Н1 - ПС Владивосток 10 кВ	2,9	113		0,021				0	0	0	
ЛЭП	3	6	ПС Владивосток 220 кВ - Артемовская ТЭЦ 220 кВ	2,7	13,4	-78					-54	-68	213	30,9
ЛЭП	3	5	ПС Владивосток 220 кВ - ПС Аэропорт 220 кВ	1,42	7,98	-51,3					-56	-64	205	24,6
ЛЭП	5	6	ПС Аэропорт 220 кВ - Артемовская ТЭЦ 220 кВ	1,42	7,98	-51,3					-32	-54	155	18,5
ЛЭП	6	14	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - ПС Береговая 220 кВ	4,44	19,48	-119,6					-26	-26	100	14,5
Тр-р	6	7	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Н1	0,3	59	19	1				-56	-62	199	38
Тр-р	6	8	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Н2	0,3	59	19	1				-56	-62	199	38,1
Тр-р	7	13	Артемовская ТЭЦ Н1 - Артемовская ТЭЦ 110 кВ	0,3			0,55	1	2		-120	-83	372	71
Тр-р	8	13	Артемовская ТЭЦ Н2 - Артемовская ТЭЦ 110 кВ	0,3			0,55	1	2		-55	-54	197	37,6
Тр-р	7	10	Артемовская ТЭЦ Н1 - Артемовская ТЭЦ Г7	0,6	131		0,071				65	29	181	34,5
Тр-р	8	27	Артемовская ТЭЦ Н2 - Артемовская ТЭЦ 10 кВ	0,6	131		0,048				0	0	0	
Тр-р	6	9	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Г8	1,4	51,5	10,6	0,071				52	22	135	25,7
Тр-р	13	11	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - Артемовская ТЭЦ Г6	1,4	51,5	10,6	0,143				65	-15	309	59,1
Тр-р	13	12	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - Артемовская ТЭЦ Г5	1,4	51,5	10,6	0,143				61	-14	290	55,4
ЛЭП	13	15	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Усурийск 1 110 кВ	0,85	12,01	-74,4					-21	-13	117	36,5
ЛЭП	13	17	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Муравейка 110 кВ	1,5	5,06	-35,5					-11	-5	55	9,1
ЛЭП	13	16	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Смолининова/т 110 кВ	9,8	9,89	-57,5					-12	-10	77	28,4
ЛЭП	13	19	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Промузел 110 кВ	7,9	8,2	-53,4					-33	-4	153	56,5
ЛЭП	13	18	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Шахта 7 110 кВ	5,6	6,1	-34,8								
ЛЭП	18	20	ПС Шахта 7 110 кВ - ПС Западная 110 кВ	2,3	3,05	-17,4					17	6	89	33
ЛЭП	20	21	ПС Западная 110 кВ - оп 128	5,42	11,5	-74					74	20	377	84,8
ЛЭП	20	22	ПС Западная 110 кВ - оп 129	5,42	11,5	-74					74	20	377	84,8
ЛЭП	21	23	оп 128 - ПС Кролевцы 110 кВ	0,4	0,8	-5,4					-11	-3	52	11,6
ЛЭП	22	23	оп 129 - ПС Кролевцы 110 кВ	0,4	0,8	-5,4					-11	-3	52	11,6
ЛЭП	21	24	оп 128 - оп 162	1,46	0,31	-20					87	27	427	96,1
ЛЭП	22	25	оп 129 - оп 163	1,46	0,31	-20					87	27	427	96,1
ЛЭП	13	24	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - оп 162	0,45	0,9	-6,2					-93	-29	451	101,4
ЛЭП	13	25	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - оп 163	0,45	0,9	-6,2					-93	-29	451	101,4
ЛЭП	24	26	оп 162 - ПС Штыково 110 кВ	0,45	0,9	-6,2					-5	-2	24	5,5
ЛЭП	25	26	оп 163 - ПС Штыково 110 кВ	0,45	0,9	-6,2					-5	-2	24	5,5

Продолжение Приложение Г Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1



ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
База	1	ПС Владивосток 500 кВ	500	1			291,1	66,9	515	-200	200	515	
Нагр	2	ПС Владивосток Н1	500	1								508,67	-3,87
Нагр	3	ПС Владивосток 220 кВ	220	1	182,9	19,7						228,42	-3,87
Нагр	4	ПС Владивосток 10 кВ	10	1								10,68	-3,87
Нагр	5	ПС Аэропорт 220 кВ	220	1	24	12						227,59	-4,34
Нагр	6	Артемовская ТЭЦ 220 кВ	220	1								227,25	-4,61
Нагр	7	Артемовская ТЭЦ Н1	220	1								225,32	-8,2
Нагр	8	Артемовская ТЭЦ Н2	220	1								225,24	-8,19
Нагр	9	Артемовская ТЭЦ Г8	16	1	8	5,9	60	40	15,8			16,67	-1,78
Нагр	10	Артемовская ТЭЦ Г7	16	1	10,3	8,9	75	45	15,8			17,2	0,71
Нагр	11	Артемовская ТЭЦ Г6	16	1	8,4	7,3	74	35	15,8			18,66	3,96
Нагр	12	Артемовская ТЭЦ Г5	16	1	8,5	7,2	70	35	15,8			18,71	3,15
Нагр	13	Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110	1	40	18						121,59	-8,19
Нагр	14	ПС Береговая 220 кВ	220	1	26	32						224,2	-5,03
Нагр	15	ПС Усуйск 1 110 кВ	110	1	21	13,4						120,14	-9,13
Нагр	16	ПС Смолининова/т 110 кВ	110	1	12	11						119,73	-8,25
Нагр	17	ПС Муравейка 110 кВ	110	1	10,5	5,6						121,24	-8,36
Нагр	18	ПС Шахта 7 110 кВ	110	1	17	6						118,77	-9,71
Нагр	19	ПС Промузел 110 кВ	110	1	32	4,5						119,17	-9,1
Нагр	20	ПС Западная 110 кВ	110	1	131	34,6		32				118,12	-10,33
Нагр	21	оп 128	110	1								120,65	-8,42
Нагр	22	оп 129	110	1								120,65	-8,42
Нагр	23	ПС Кролевцы 110 кВ	110	1	21	6,6		6,6				120,61	-8,46
Нагр	24	оп 162	110	1								121,33	-8,39
Нагр	25	оп 163	110	1								121,33	-8,39
Нагр	26	ПС Штыково 110 кВ	110	1	9,9	3,3		3,3				121,31	-8,41
Нагр	27	Артемовская ТЭЦ 10 кВ	10	1								10,74	-8,19

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
Тр-р	1	2	ПС Владивосток 500 кВ - ПС Владивосток Н1	0,58	61	24,1	1			-291	-67	335	33,2
Тр-р	2	3	ПС Владивосток Н1 - ПС Владивосток 220 кВ	0,39			0,449	12	1	-290	-40	333	33,1
Тр-р	2	4	ПС Владивосток Н1 - ПС Владивосток 10 кВ	2,9	113		0,021			0	0	0	
ЛЭП	3	6	ПС Владивосток 220 кВ - Артемовская ТЭЦ 220 кВ	2,7	13,4	-78				-52	-8	134	19,5
ЛЭП	3	5	ПС Владивосток 220 кВ - ПС Аэропорт 220 кВ	1,42	7,98	-51,3				-56	-13	146	17,5
ЛЭП	5	6	ПС Аэропорт 220 кВ - Артемовская ТЭЦ 220 кВ	1,42	7,98	-51,3				-31	-3	81	9,7
ЛЭП	6	14	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - ПС Береговая 220 кВ	4,44	19,48	-119,6				-26	-26	106	15,4
Тр-р	6	7	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Н1	0,3	59	19	1			-54	-10	141	26,8
Тр-р	6	8	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Н2	0,3	59	19	1			-54	-10	140	26,8
Тр-р	7	13	Артемовская ТЭЦ Н1 - Артемовская ТЭЦ 110 кВ	0,3			0,54	2	2	-119	-29	314	59,9
Тр-р	8	13	Артемовская ТЭЦ Н2 - Артемовская ТЭЦ 110 кВ	0,3			0,54	2	2	-54	-6	140	26,7
Тр-р	7	10	Артемовская ТЭЦ Н1 - Артемовская ТЭЦ Г7	0,6	131		0,071			65	24	177	33,7
Тр-р	8	27	Артемовская ТЭЦ Н2 - Артемовская ТЭЦ 10 кВ	0,6	131		0,048			0	0	0	
Тр-р	6	9	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Г8	1,4	51,5	10,6	0,071			52	30	152	29
Тр-р	13	11	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - Артемовская ТЭЦ Г6	1,4	51,5	10,6	0,143			65	12	315	60,1
Тр-р	13	12	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - Артемовская ТЭЦ Г5	1,4	51,5	10,6	0,143			61	14	298	56,8
ЛЭП	13	15	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Усуйск 1 110 кВ	0,85	12,01	-74,4				-21	-13	120	37,4
ЛЭП	13	17	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Муравейка 110 кВ	1,5	5,06	-35,5				-11	-5	57	9,3
ЛЭП	13	16	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Смолининова/т 110 кВ	9,8	9,89	-57,5				-12	-10	78	29,1
ЛЭП	13	19	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Промузел 110 кВ	7,9	8,2	-53,4				-33	-4	157	58
ЛЭП	13	18	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Шахта 7 110 кВ	5,6	6,1	-34,8				-63	1	297	110,2
ЛЭП	18	20	ПС Шахта 7 110 кВ - ПС Западная 110 кВ	2,3	3,05	-17,4				-44	8	218	80,7
ЛЭП	20	21	ПС Западная 110 кВ - оп 128	5,42	11,5	-74				44	5	215	48,2
ЛЭП	20	22	ПС Западная 110 кВ - оп 129	5,42	11,5	-74				44	5	215	48,2
ЛЭП	21	23	оп 128 - ПС Кролевцы 110 кВ	0,4	0,8	-5,4				-11	0	50	11,3
ЛЭП	22	23	оп 129 - ПС Кролевцы 110 кВ	0,4	0,8	-5,4				-11	0	50	11,3
ЛЭП	21	24	оп 128 - оп 162	1,46	0,31	-20				55	6	264	59,3
ЛЭП	22	25	оп 129 - оп 163	1,46	0,31	-20				55	6	264	59,3
ЛЭП	13	24	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - оп 162	0,45	0,9	-6,2				-60	-6	287	64,5
ЛЭП	13	25	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - оп 163	0,45	0,9	-6,2				-60	-6	287	64,5
ЛЭП	24	26	оп 162 - ПС Штыково 110 кВ	0,45	0,9	-6,2				-5	0	24	5,3
ЛЭП	25	26	оп 163 - ПС Штыково 110 кВ	0,45	0,9	-6,2				-5	0	24	5,3

Продолжение Приложение Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
База	1	ПС Владивосток 500 кВ	500		1			293,6	74,4	515	-200	200	515
Нагр	2	ПС Владивосток Н1	500		1							507,79	-3,91
Нагр	3	ПС Владивосток 220 кВ	220		1	182,9	19,7					228,02	-3,91
Нагр	4	ПС Владивосток 10 кВ	10		1							10,66	-3,91
Нагр	5	ПС Аэропорт 220 кВ	220		1	24	12					227,07	-4,38
Нагр	6	Артемовская ТЭЦ 220 кВ	220		1							226,61	-4,66
Нагр	7	Артемовская ТЭЦ Н1	220		1							223,82	-8,37
Нагр	8	Артемовская ТЭЦ Н2	220		1							223,73	-8,36
Нагр	9	Артемовская ТЭЦ Г8	16		1	8	5,9	60	40	15,8		16,62	-1,82
Нагр	10	Артемовская ТЭЦ Г7	16		1	10,3	8,9	75	45	15,8		17,1	0,66
Нагр	11	Артемовская ТЭЦ Г6	16		1	8,4	7,3	74	35	15,8		18,55	3,95
Нагр	12	Артемовская ТЭЦ Г5	16		1	8,5	7,2	70	35	15,8		18,59	3,13
Нагр	13	Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110		1	40	18					120,78	-8,35
Нагр	14	ПС Береговая 220 кВ	220		1	26	32					223,56	-5,09
Нагр	15	ПС Усуйск 1 110 кВ	110		1	21	13,4					119,31	-9,31
Нагр	16	ПС Смолининова/т 110 кВ	110		1	12	11					118,91	-8,41
Нагр	17	ПС Муравейка 110 кВ	110		1	10,5	5,6					120,42	-8,53
Нагр	18	ПС Шахта 7 110 кВ	110		1	17	6					114,72	-12,36
Нагр	19	ПС Промузел 110 кВ	110		1	32	4,5					118,34	-9,28
Нагр	20	ПС Западная 110 кВ	110		1	131	34,6		32			115,22	-12,2
Нагр	21	оп 128	110		1							119,29	-8,73
Нагр	22	оп 129	110		1							119,29	-8,73
Нагр	23	ПС Кролевцы 110 кВ	110		1	21	6,6		6,6			119,25	-8,76
Нагр	24	оп 162	110		1							120,37	-8,67
Нагр	25	оп 163	110		1							120,37	-8,67
Нагр	26	ПС Штыково 110 кВ	110		1	9,9	3,3		3,3			120,35	-8,69
Нагр	27	Артемовская ТЭЦ 10 кВ	10		1							10,67	-8,36

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
Тр-р	1	2	ПС Владивосток 500 кВ - ПС Владивосток Н1	0,58	61	24,1	1			-294	-74	340	33,7
Тр-р	2	3	ПС Владивосток Н1 - ПС Владивосток 220 кВ	0,39			0,449	12	1	-293	-47	337	33,5
Тр-р	2	4	ПС Владивосток Н1 - ПС Владивосток 10 кВ	2,9	113		0,021			0	0	0	
ЛЭП	3	6	ПС Владивосток 220 кВ - Артемовская ТЭЦ 220 кВ	2,7	13,4	-78				-53	-12	141	20,4
ЛЭП	3	5	ПС Владивосток 220 кВ - ПС Аэропорт 220 кВ	1,42	7,98	-51,3				-57	-16	151	18,1
ЛЭП	5	6	ПС Аэропорт 220 кВ - Артемовская ТЭЦ 220 кВ	1,42	7,98	-51,3				-33	-6	86	10,3
ЛЭП	6	14	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - ПС Береговая 220 кВ	4,44	19,48	-119,6				-26	-27	106	15,4
Тр-р	6	7	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Н1	0,3	59	19	1			-56	-13	146	27,8
Тр-р	6	8	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Н2	0,3	59	19	1			-56	-14	146	27,8
Тр-р	7	13	Артемовская ТЭЦ Н1 - Артемовская ТЭЦ 110 кВ	0,3			0,54	2	2	-120	-32	321	61,3
Тр-р	8	13	Артемовская ТЭЦ Н2 - Артемовская ТЭЦ 110 кВ	0,3			0,54	2	2	-55	-9	145	27,6
Тр-р	7	10	Артемовская ТЭЦ Н1 - Артемовская ТЭЦ Г7	0,6	131		0,071			65	24	178	33,9
Тр-р	8	27	Артемовская ТЭЦ Н2 - Артемовская ТЭЦ 10 кВ	0,6	131		0,048			0	0	0	
Тр-р	6	9	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Г8	1,4	51,5	10,6	0,071			52	30	152	29,1
Тр-р	13	11	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - Артемовская ТЭЦ Г6	1,4	51,5	10,6	0,143			65	12	317	60,4
Тр-р	13	12	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - Артемовская ТЭЦ Г5	1,4	51,5	10,6	0,143			61	14	299	57,1
ЛЭП	13	15	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Усуйск 1 110 кВ	0,85	12,01	-74,4				-21	-13	121	37,7
ЛЭП	13	17	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Муравейка 110 кВ	1,5	5,06	-35,5				-11	-5	57	9,4
ЛЭП	13	16	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Смолининова/т 110 кВ	9,8	9,89	-57,5				-12	-10	79	29,3
ЛЭП	13	19	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Промузел 110 кВ	7,9	8,2	-53,4				-33	-4	158	58,4
ЛЭП	13	18	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Шахта 7 110 кВ	5,6	6,1	-34,8							
ЛЭП	18	20	ПС Шахта 7 110 кВ - ПС Западная 110 кВ	2,3	3,05	-17,4				17	6	91	33,6
ЛЭП	20	21	ПС Западная 110 кВ - оп 128	5,42	11,5	-74				74	4	371	83,5
ЛЭП	20	22	ПС Западная 110 кВ - оп 129	5,42	11,5	-74				74	4	371	83,5
ЛЭП	21	23	оп 128 - ПС Кролевцы 110 кВ	0,4	0,8	-5,4				-11	0	51	11,4
ЛЭП	22	23	оп 129 - ПС Кролевцы 110 кВ	0,4	0,8	-5,4				-11	0	51	11,4
ЛЭП	21	24	оп 128 - оп 162	1,46	0,31	-20				87	8	422	94,7
ЛЭП	22	25	оп 129 - оп 163	1,46	0,31	-20				87	8	422	94,7
ЛЭП	13	24	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - оп 162	0,45	0,9	-6,2				-93	-8	445	100
ЛЭП	13	25	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - оп 163	0,45	0,9	-6,2				-93	-8	445	100
ЛЭП	24	26	оп 162 - ПС Штыково 110 кВ	0,45	0,9	-6,2				-5	0	24	5,3
ЛЭП	25	26	оп 163 - ПС Штыково 110 кВ	0,45	0,9	-6,2				-5	0	24	5,3

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
База	1	ПС Владивосток 500 кВ	500	1			291,4	196,5	525	-200	200	525	
Нагр	2	ПС Владивосток Н1	500	1								503,74	-3,82
Нагр	3	ПС Владивосток 220 кВ	220	1	182,9	19,7						244,81	-3,81
Нагр	4	ПС Владивосток 10 кВ	10	1								10,58	-3,82
Нагр	5	ПС Аэропорт 220 кВ	220	1	24	12						242,2	-4,14
Нагр	6	Артемовская ТЭЦ 220 кВ	220	1								240,03	-4,3
Нагр	7	Артемовская ТЭЦ Н1	220	1								227,54	-7,64
Нагр	8	Артемовская ТЭЦ Н2	220	1								227,46	-7,63
Ген	9	Артемовская ТЭЦ Г8	16	1	8	5,9	60	3	17	-100	100	17	-1,62
Ген	10	Артемовская ТЭЦ Г7	16	1	10,3	8,9	75	35,4	17	-100	100	17	1,29
Ген	11	Артемовская ТЭЦ Г6	16	1	8,4	7,3	74	-1,1	17	-100	100	17	5,56
Ген	12	Артемовская ТЭЦ Г5	16	1	8,5	7,2	70	-2,1	17	-100	100	17	4,73
Нагр	13	Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110	1	40	18						125,06	-7,62
Нагр	14	ПС Береговая 220 кВ	220	1	26	32						237,18	-4,68
Нагр	15	ПС Усуйск 1 110 кВ	110	1	21	13,4						123,66	-8,51
Нагр	16	ПС Смолининова/т 110 кВ	110	1	12	11						123,26	-7,67
Нагр	17	ПС Муравейка 110 кВ	110	1	10,5	5,6						124,72	-7,78
Нагр	18	ПС Шахта 7 110 кВ	110	1	17	6						122,33	-9,06
Нагр	19	ПС Промузел 110 кВ	110	1	32	4,5						122,71	-8,48
Нагр	20	ПС Западная 110 кВ	110	1	131	34,6		32				121,7	-9,64
Нагр	21	оп 128	110	1								124,15	-7,84
Нагр	22	оп 129	110	1								124,15	-7,84
Нагр	23	ПС Кролевцы 110 кВ	110	1	21	6,6		6,6				124,12	-7,87
Нагр	24	оп 162	110	1								124,81	-7,81
Нагр	25	оп 163	110	1								124,81	-7,81
Нагр	26	ПС Штыково 110 кВ	110	1	9,9	3,3		3,3				124,79	-7,82
Нагр	27	Артемовская ТЭЦ 10 кВ	10	1								10,85	-7,63

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
Тр-р	1	2	ПС Владивосток 500 кВ - ПС Владивосток Н1	0,58	61	24,1	1			-291	-197	387	38,4
Тр-р	2	3	ПС Владивосток Н1 - ПС Владивосток 220 кВ	0,39			0,486	1	1	-291	-163	382	37,9
Тр-р	2	4	ПС Владивосток Н1 - ПС Владивосток 10 кВ	2,9	113		0,021			0	0	0	
ЛЭП	3	6	ПС Владивосток 220 кВ - Артемовская ТЭЦ 220 кВ	2,7	13,4	-78				-53	-75	224	32,5
ЛЭП	3	5	ПС Владивосток 220 кВ - ПС Аэропорт 220 кВ	1,42	7,98	-51,3				-55	-69	214	25,6
ЛЭП	5	6	ПС Аэропорт 220 кВ - Артемовская ТЭЦ 220 кВ	1,42	7,98	-51,3				-31	-59	165	19,7
ЛЭП	6	14	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - ПС Береговая 220 кВ	4,44	19,48	-119,6				-26	-26	100	14,5
Тр-р	6	7	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Н1	0,3	59	19	1			-54	-53	183	34,9
Тр-р	6	8	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Н2	0,3	59	19	1			-54	-54	183	35
Тр-р	7	13	Артемовская ТЭЦ Н1 - Артемовская ТЭЦ 110 кВ	0,3			0,55	1	2	-119	-62	340	64,8
Тр-р	8	13	Артемовская ТЭЦ Н2 - Артемовская ТЭЦ 110 кВ	0,3			0,55	1	2	-54	-47	181	34,6
Тр-р	7	10	Артемовская ТЭЦ Н1 - Артемовская ТЭЦ Г7	0,6	131		0,071			65	15	169	32,2
Тр-р	8	27	Артемовская ТЭЦ Н2 - Артемовская ТЭЦ 10 кВ	0,6	131		0,048			0	0	0	
Тр-р	6	9	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Г8	1,4	51,5	10,6	0,071			52	-6	125	23,9
Тр-р	13	11	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - Артемовская ТЭЦ Г6	1,4	51,5	10,6	0,143			65	-25	321	61,3
Тр-р	13	12	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - Артемовская ТЭЦ Г5	1,4	51,5	10,6	0,143			61	-24	302	57,7
ЛЭП	13	15	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Усуйск 1 110 кВ	0,85	12,01	-74,4				-21	-13	116	36,3
ЛЭП	13	17	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Муравейка 110 кВ	1,5	5,06	-35,5				-11	-5	55	9
ЛЭП	13	16	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Смолининова/т 110 кВ	9,8	9,89	-57,5				-12	-10	76	28,2
ЛЭП	13	19	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Промузел 110 кВ	7,9	8,2	-53,4				-33	-4	152	56,3
ЛЭП	13	18	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Шахта 7 110 кВ	5,6	6,1	-34,8				-63	1	289	106,9
ЛЭП	18	20	ПС Шахта 7 110 кВ - ПС Западная 110 кВ	2,3	3,05	-17,4				-44	8	212	78,3
ЛЭП	20	21	ПС Западная 110 кВ - оп 128	5,42	11,5	-74				44	5	208	46,8
ЛЭП	20	22	ПС Западная 110 кВ - оп 129	5,42	11,5	-74				44	5	208	46,8
ЛЭП	21	23	оп 128 - ПС Кролевцы 110 кВ	0,4	0,8	-5,4				-11	0	49	11
ЛЭП	22	23	оп 129 - ПС Кролевцы 110 кВ	0,4	0,8	-5,4				-11	0	49	11
ЛЭП	21	24	оп 128 - оп 162	1,46	0,31	-20				55	6	256	57,6
ЛЭП	22	25	оп 129 - оп 163	1,46	0,31	-20				55	6	256	57,6
ЛЭП	13	24	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - оп 162	0,45	0,9	-6,2				-60	-5	279	62,6
ЛЭП	13	25	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - оп 163	0,45	0,9	-6,2				-60	-5	279	62,6
ЛЭП	24	26	оп 162 - ПС Штыково 110 кВ	0,45	0,9	-6,2				-5	0	23	5,1
ЛЭП	25	26	оп 163 - ПС Штыково 110 кВ	0,45	0,9	-6,2				-5	0	23	5,1

Продолжение Приложение Е Расчёт в программе RastWin 3 варианта 3

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
База	1	ПС Владивосток 500 кВ	500		1			293,7	199,4	525	-200	200	525
Нагр	2	ПС Владивосток Н1	500		1							503,42	-3,86
Нагр	3	ПС Владивосток 220 кВ	220		1	182,9	19,7					244,65	-3,84
Нагр	4	ПС Владивосток 10 кВ	10		1							10,57	-3,86
Нагр	5	ПС Аэропорт 220 кВ	220		1	24	12					242	-4,18
Нагр	6	Артемовская ТЭЦ 220 кВ	220		1							239,79	-4,34
Нагр	7	Артемовская ТЭЦ Н1	220		1							226,9	-7,77
Нагр	8	Артемовская ТЭЦ Н2	220		1							226,82	-7,76
Ген	9	Артемовская ТЭЦ Г8	16		1	8	5,9	60	4,1	17	-100	100	17
Ген	10	Артемовская ТЭЦ Г7	16		1	10,3	8,9	75	36,6	17	-100	100	17
Ген	11	Артемовская ТЭЦ Г6	16		1	8,4	7,3	74	-0,3	17	-100	100	17
Ген	12	Артемовская ТЭЦ Г5	16		1	8,5	7,2	70	-1,2	17	-100	100	17
Нагр	13	Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110		1	40	18					124,71	-7,75
Нагр	14	ПС Береговая 220 кВ	220		1	26	32					236,94	-4,73
Нагр	15	ПС Усуйск 1 110 кВ	110		1	21	13,4					123,3	-8,65
Нагр	16	ПС Смолининова/т 110 кВ	110		1	12	11					122,9	-7,8
Нагр	17	ПС Муравейка 110 кВ	110		1	10,5	5,6					124,37	-7,91
Нагр	18	ПС Шахта 7 110 кВ	110		1	17	6					118,89	-11,5
Нагр	19	ПС Промузел 110 кВ	110		1	32	4,5					122,36	-8,61
Нагр	20	ПС Западная 110 кВ	110		1	131	34,6		32			119,37	-11,34
Нагр	21	оп 128	110		1							123,28	-8,1
Нагр	22	оп 129	110		1							123,28	-8,1
Нагр	23	ПС Кролевцы 110 кВ	110		1	21	6,6		6,6			123,24	-8,13
Нагр	24	оп 162	110		1							124,32	-8,04
Нагр	25	оп 163	110		1							124,32	-8,04
Нагр	26	ПС Штыково 110 кВ	110		1	9,9	3,3		3,3			124,31	-8,06
Нагр	27	Артемовская ТЭЦ 10 кВ	10		1							10,82	-7,76

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
Тр-р	1	2	ПС Владивосток 500 кВ - ПС Владивосток Н1	0,58	61	24,1	1			-294	-199	390	38,8
Тр-р	2	3	ПС Владивосток Н1 - ПС Владивосток 220 кВ	0,39			0,486	1	1	-293	-165	386	38,3
Тр-р	2	4	ПС Владивосток Н1 - ПС Владивосток 10 кВ	2,9	113		0,021			0	0	0	
ЛЭП	3	6	ПС Владивосток 220 кВ - Артемовская ТЭЦ 220 кВ	2,7	13,4	-78				-54	-76	228	33,1
ЛЭП	3	5	ПС Владивосток 220 кВ - ПС Аэропорт 220 кВ	1,42	7,98	-51,3				-56	-70	217	26
ЛЭП	5	6	ПС Аэропорт 220 кВ - Артемовская ТЭЦ 220 кВ	1,42	7,98	-51,3				-32	-60	168	20,1
ЛЭП	6	14	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - ПС Береговая 220 кВ	4,44	19,48	-119,6				-26	-26	100	14,6
Тр-р	6	7	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Н1	0,3	59	19	1			-56	-55	188	35,9
Тр-р	6	8	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Н2	0,3	59	19	1			-55	-55	188	35,9
Тр-р	7	13	Артемовская ТЭЦ Н1 - Артемовская ТЭЦ 110 кВ	0,3			0,55	1	2	-120	-64	346	66
Тр-р	8	13	Артемовская ТЭЦ Н2 - Артемовская ТЭЦ 110 кВ	0,3			0,55	1	2	-55	-48	186	35,5
Тр-р	7	10	Артемовская ТЭЦ Н1 - Артемовская ТЭЦ Г7	0,6	131		0,071			65	16	170	32,4
Тр-р	8	27	Артемовская ТЭЦ Н2 - Артемовская ТЭЦ 10 кВ	0,6	131		0,048			0	0	0	
Тр-р	6	9	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Г8	1,4	51,5	10,6	0,071			52	-5	125	23,9
Тр-р	13	11	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - Артемовская ТЭЦ Г6	1,4	51,5	10,6	0,143			65	-24	321	61,2
Тр-р	13	12	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - Артемовская ТЭЦ Г5	1,4	51,5	10,6	0,143			61	-23	302	57,6
ЛЭП	13	15	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Усуйск 1 110 кВ	0,85	12,01	-74,4				-21	-13	117	36,5
ЛЭП	13	17	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Муравейка 110 кВ	1,5	5,06	-35,5				-11	-5	55	9,1
ЛЭП	13	16	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Смолининова/т 110 кВ	9,8	9,89	-57,5				-12	-10	76	28,3
ЛЭП	13	19	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Промузел 110 кВ	7,9	8,2	-53,4				-33	-4	152	56,5
ЛЭП	13	18	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Шахта 7 110 кВ	5,6	6,1	-34,8							
ЛЭП	18	20	ПС Шахта 7 110 кВ - ПС Западная 110 кВ	2,3	3,05	-17,4				17	6	88	32,4
ЛЭП	20	21	ПС Западная 110 кВ - оп 128	5,42	11,5	-74				74	4	359	80,6
ЛЭП	20	22	ПС Западная 110 кВ - оп 129	5,42	11,5	-74				74	4	359	80,6
ЛЭП	21	23	оп 128 - ПС Кролевцы 110 кВ	0,4	0,8	-5,4				-11	0	49	11,1
ЛЭП	22	23	оп 129 - ПС Кролевцы 110 кВ	0,4	0,8	-5,4				-11	0	49	11,1
ЛЭП	21	24	оп 128 - оп 162	1,46	0,31	-20				87	7	407	91,5
ЛЭП	22	25	оп 129 - оп 163	1,46	0,31	-20				87	7	407	91,5
ЛЭП	13	24	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - оп 162	0,45	0,9	-6,2				-93	-8	430	96,6
ЛЭП	13	25	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - оп 163	0,45	0,9	-6,2				-93	-8	430	96,6
ЛЭП	24	26	оп 162 - ПС Штыково 110 кВ	0,45	0,9	-6,2				-5	0	23	5,2
ЛЭП	25	26	оп 163 - ПС Штыково 110 кВ	0,45	0,9	-6,2				-5	0	23	5,2

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 4

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta	dV
База	1	ПС Владивосток 500 кВ	500	1			292,6	122,1	515	-200	200	515		3
Нагр	2	ПС Владивосток Н1	500	1								502,15	-3,94	0,43
Нагр	3	ПС Владивосток 220 кВ	220	1	182,9	19,7						225,48	-3,93	2,49
Нагр	4	ПС Владивосток 10 кВ	10	1								10,55	-3,94	0,43
Нагр	5	ПС Аэропорт 220 кВ	220	1	24	12						223,78	-4,37	1,72
Нагр	6	Артемовская ТЭЦ 220 кВ	220	1								222,56	-4,62	1,17
Нагр	7	Артемовская ТЭЦ Н1	220	1								213,76	-8,52	-2,84
Нагр	8	Артемовская ТЭЦ Н2	220	1								213,67	-8,52	-2,88
Нагр	9	Артемовская ТЭЦ Г8	16	1	8	5,9	60	40	15,8			16,35	-1,68	3,78
Нагр	10	Артемовская ТЭЦ Г7	16	1	10,3	8,9	75	45	15,8			16,42	1,32	4,24
Нагр	11	Артемовская ТЭЦ Г6	16	1	8,4	7,3	74	35	15,8			17,79	4,96	12,93
Нагр	12	Артемовская ТЭЦ Г5	16	1	8,5	7,2	70	35	15,8			17,84	4,05	13,26
Нагр	13	Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110	1	40	18						115,34	-8,5	4,85
Нагр	14	ПС Береговая 220 кВ	220	1	26	32						219,45	-5,06	-0,25
Нагр	15	ПС Усуйск 1 110 кВ	110	1	21	13,4						113,8	-9,56	3,45
Нагр	16	ПС Смолининова/т 110 кВ	110	1	12	11						113,37	-8,57	3,07
Нагр	17	ПС Муравейка 110 кВ	110	1	10,5	5,6						114,96	-8,7	4,51
Нагр	18	ПС Шахта 7 110 кВ	110	1	17	6						111,58	-9,94	1,43
Нагр	19	ПС Промузел 110 кВ	110	1	32	4,5						112,78	-9,52	2,52
Нагр	20	ПС Западная 110 кВ	110	1	131	34,6						110,51	-10,53	0,46
Нагр	21	оп 128	110	1								114,19	-8,65	3,81
Нагр	22	оп 129	110	1								114,19	-8,65	3,81
Нагр	23	ПС Кролевцы 110 кВ	110	1	21	6,6						114,13	-8,68	3,76
Нагр	24	оп 162	110	1								114,94	-8,7	4,49
Нагр	25	оп 163	110	1								114,94	-8,7	4,49
Нагр	26	ПС Штыково 110 кВ	110	1	9,9	3,3						114,91	-8,71	4,46
Нагр	27	Артемовская ТЭЦ 10 кВ	10	1								10,19	-8,52	-2,93

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
Тр-р	1	2	ПС Владивосток 500 кВ - ПС Владивосток Н1	0,58	61	24,1	1			-293	-122	355	35,3
Тр-р	2	3	ПС Владивосток Н1 - ПС Владивосток 220 кВ	0,39			0,449	12	1	-292	-94	353	35
Тр-р	2	4	ПС Владивосток Н1 - ПС Владивосток 10 кВ	2,9	113		0,021			0	0	0	
ЛЭП	3	6	ПС Владивосток 220 кВ - Артемовская ТЭЦ 220 кВ	2,7	13,4	-78				-53	-37	171	24,8
ЛЭП	3	5	ПС Владивосток 220 кВ - ПС Аэропорт 220 кВ	1,42	7,98	-51,3				-56	-37	176	21,1
ЛЭП	5	6	ПС Аэропорт 220 кВ - Артемовская ТЭЦ 220 кВ	1,42	7,98	-51,3				-32	-27	112	13,4
ЛЭП	6	14	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - ПС Береговая 220 кВ	4,44	19,48	-119,6				-26	-27	108	15,7
Тр-р	6	7	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Н1	0,3	59	19	1			-55	-36	171	32,6
Тр-р	6	8	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Н2	0,3	59	19	1			-55	-36	171	32,6
Тр-р	7	13	Артемовская ТЭЦ Н1 - Артемовская ТЭЦ 110 кВ	0,3			0,54	2	2	-120	-52	354	67,6
Тр-р	8	13	Артемовская ТЭЦ Н2 - Артемовская ТЭЦ 110 кВ	0,3			0,54	2	2	-56	-30	170	32,5
Тр-р	7	10	Артемовская ТЭЦ Н1 - Артемовская ТЭЦ Г7	0,6	131		0,071			65	23	185	35,3
Тр-р	8	27	Артемовская ТЭЦ Н2 - Артемовская ТЭЦ 10 кВ	0,6	131		0,048			0	0	0	
Тр-р	6	9	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Г8	1,4	51,5	10,6	0,071			52	30	155	29,6
Тр-р	13	11	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - Артемовская ТЭЦ Г6	1,4	51,5	10,6	0,143			65	11	330	63
Тр-р	13	12	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - Артемовская ТЭЦ Г5	1,4	51,5	10,6	0,143			61	13	312	59,6
ЛЭП	13	15	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Усуйск 1 110 кВ	0,85	12,01	-74,4				-21	-13	126	39,5
ЛЭП	13	17	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Муравейка 110 кВ	1,5	5,06	-35,5				-11	-5	60	9,8
ЛЭП	13	16	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Смолининова/т 110 кВ	9,8	9,89	-57,5				-12	-10	83	30,7
ЛЭП	13	19	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Промузел 110 кВ	7,9	8,2	-53,4				-33	-4	165	20,3
ЛЭП	13	18	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Шахта 7 110 кВ	5,6	6,1	-34,8				-64	-12	329	40,5
ЛЭП	18	20	ПС Шахта 7 110 кВ - ПС Западная 110 кВ	2,3	3,05	-17,4				-46	-5	237	29,2
ЛЭП	20	21	ПС Западная 110 кВ - оп 128	5,42	11,5	-74				43	15	238	29,2
ЛЭП	20	22	ПС Западная 110 кВ - оп 129	5,42	11,5	-74				43	15	238	29,2
ЛЭП	21	23	оп 128 - ПС Кролевцы 110 кВ	0,4	0,8	-5,4				-10	-3	55	6,8
ЛЭП	22	23	оп 129 - ПС Кролевцы 110 кВ	0,4	0,8	-5,4				-10	-3	55	6,8
ЛЭП	21	24	оп 128 - оп 162	1,46	0,31	-20				54	19	292	36
ЛЭП	22	25	оп 129 - оп 163	1,46	0,31	-20				54	19	292	36
ЛЭП	13	24	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - оп 162	0,45	0,9	-6,2				-60	-21	319	39,3
ЛЭП	13	25	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - оп 163	0,45	0,9	-6,2				-60	-21	319	39,3
ЛЭП	24	26	оп 162 - ПС Штыково 110 кВ	0,45	0,9	-6,2				-5	-2	26	5,9
ЛЭП	25	26	оп 163 - ПС Штыково 110 кВ	0,45	0,9	-6,2				-5	-2	26	5,8

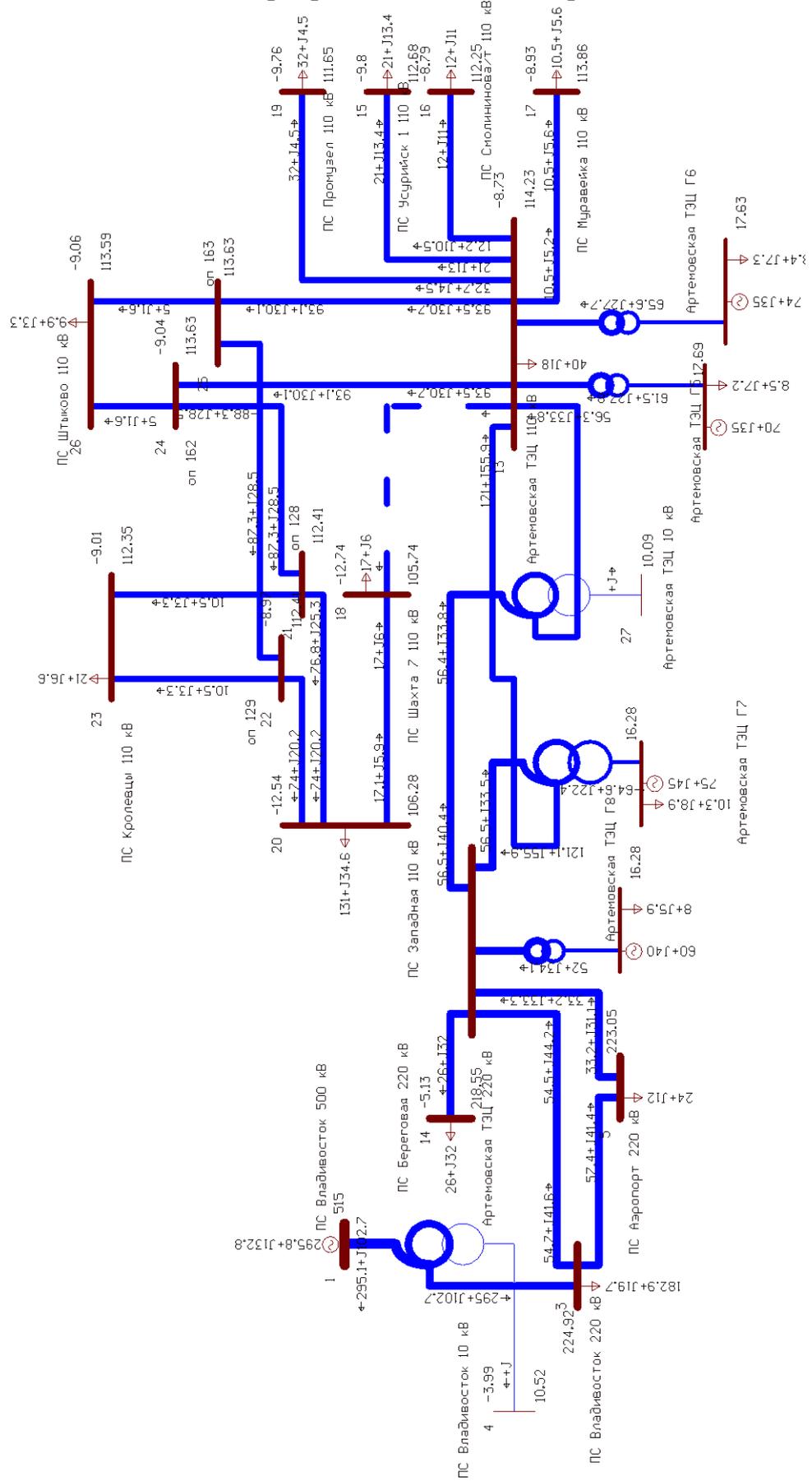
Продолжение Приложение Ж Расчёт в программе RastWin 3 варианта 4

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta	dV	
База	1	ПС Владивосток 500 кВ	500		1				295,8	132,8	515	-200	200	515	
Нагр	2	ПС Владивосток Н1	500		1								500,9	-3,99	0,18
Нагр	3	ПС Владивосток 220 кВ	220		1	182,9	19,7						224,92	-3,98	2,24
Нагр	4	ПС Владивосток 10 кВ	10		1								10,52	-3,99	0,18
Нагр	5	ПС Аэропорт 220 кВ	220		1	24	12						223,05	-4,43	1,39
Нагр	6	Артемовская ТЭЦ 220 кВ	220		1								221,68	-4,69	0,77
Нагр	7	Артемовская ТЭЦ Н1	220		1								211,72	-8,75	-3,76
Нагр	8	Артемовская ТЭЦ Н2	220		1								211,63	-8,74	-3,81
Нагр	9	Артемовская ТЭЦ Г8	16		1	8	5,9	60	40	15,8			16,28	-1,72	3,39
Нагр	10	Артемовская ТЭЦ Г7	16		1	10,3	8,9	75	45	15,8			16,28	1,28	3,36
Нагр	11	Артемовская ТЭЦ Г6	16		1	8,4	7,3	74	35	15,8			17,63	4,98	11,94
Нагр	12	Артемовская ТЭЦ Г5	16		1	8,5	7,2	70	35	15,8			17,69	4,06	12,29
Нагр	13	Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110		1	40	18						114,23	-8,73	3,85
Нагр	14	ПС Береговая 220 кВ	220		1	26	32						218,55	-5,13	-0,66
Нагр	15	ПС Усуйск 1 110 кВ	110		1	21	13,4						112,68	-9,8	2,43
Нагр	16	ПС Смолининова/т 110 кВ	110		1	12	11						112,25	-8,79	2,05
Нагр	17	ПС Муравейка 110 кВ	110		1	10,5	5,6						113,86	-8,93	3,51
Нагр	18	ПС Шахта 7 110 кВ	110		1	17	6						105,74	-12,74	-3,88
Нагр	19	ПС Промузел 110 кВ	110		1	32	4,5						111,65	-9,76	1,5
Нагр	20	ПС Западная 110 кВ	110		1	131	34,6						106,28	-12,54	-3,39
Нагр	21	оп 128	110		1								112,41	-8,97	2,19
Нагр	22	оп 129	110		1								112,41	-8,97	2,19
Нагр	23	ПС Кролевцы 110 кВ	110		1	21	6,6						112,35	-9,01	2,14
Нагр	24	оп 162	110		1								113,63	-9,04	3,3
Нагр	25	оп 163	110		1								113,63	-9,04	3,3
Нагр	26	ПС Штыково 110 кВ	110		1	9,9	3,3						113,59	-9,06	3,27
Нагр	27	Артемовская ТЭЦ 10 кВ	10		1								10,09	-8,74	-3,86

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
Тр-р	1	2	ПС Владивосток 500 кВ - ПС Владивосток Н1	0,58	61	24,1	1			-296	-133	363	36,1
Тр-р	2	3	ПС Владивосток Н1 - ПС Владивосток 220 кВ	0,39			0,449	12	1	-295	-103	360	35,8
Тр-р	2	4	ПС Владивосток Н1 - ПС Владивосток 10 кВ	2,9	113		0,021			0	0	0	
ЛЭП	3	6	ПС Владивосток 220 кВ - Артемовская ТЭЦ 220 кВ	2,7	13,4	-78				-55	-42	183	26,5
ЛЭП	3	5	ПС Владивосток 220 кВ - ПС Аэропорт 220 кВ	1,42	7,98	-51,3				-57	-41	185	22,2
ЛЭП	5	6	ПС Аэропорт 220 кВ - Артемовская ТЭЦ 220 кВ	1,42	7,98	-51,3				-33	-31	122	14,7
ЛЭП	6	14	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - ПС Береговая 220 кВ	4,44	19,48	-119,6				-26	-27	109	15,8
Тр-р	6	7	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Н1	0,3	59	19	1			-57	-40	181	34,5
Тр-р	6	8	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Н2	0,3	59	19	1			-57	-40	181	34,5
Тр-р	7	13	Артемовская ТЭЦ Н1 - Артемовская ТЭЦ 110 кВ	0,3			0,54	2	2	-121	-56	364	69,4
Тр-р	8	13	Артемовская ТЭЦ Н2 - Артемовская ТЭЦ 110 кВ	0,3			0,54	2	2	-56	-34	179	34,2
Тр-р	7	10	Артемовская ТЭЦ Н1 - Артемовская ТЭЦ Г7	0,6	131		0,071			65	22	187	35,6
Тр-р	8	27	Артемовская ТЭЦ Н2 - Артемовская ТЭЦ 10 кВ	0,6	131		0,048			0	0	0	
Тр-р	6	9	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Г8	1,4	51,5	10,6	0,071			52	30	156	29,7
Тр-р	13	11	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - Артемовская ТЭЦ Г6	1,4	51,5	10,6	0,143			65	10	333	63,6
Тр-р	13	12	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - Артемовская ТЭЦ Г5	1,4	51,5	10,6	0,143			61	12	315	60,1
ЛЭП	13	15	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Усуйск 1 110 кВ	0,85	12,01	-74,4				-21	-13	128	39,9
ЛЭП	13	17	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Муравейка 110 кВ	1,5	5,06	-35,5				-11	-5	60	9,9
ЛЭП	13	16	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Смолининова/т 110 кВ	9,8	9,89	-57,5				-12	-10	84	31
ЛЭП	13	19	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Промузел 110 кВ	7,9	8,2	-53,4				-33	-5	167	20,5
ЛЭП	13	18	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Шахта 7 110 кВ	5,6	6,1	-34,8							
ЛЭП	18	20	ПС Шахта 7 110 кВ - ПС Западная 110 кВ	2,3	3,05	-17,4				17	6	98	12,1
ЛЭП	20	21	ПС Западная 110 кВ - оп 128	5,42	11,5	-74				74	20	417	51,3
ЛЭП	20	22	ПС Западная 110 кВ - оп 129	5,42	11,5	-74				74	20	417	51,3
ЛЭП	21	23	оп 128 - ПС Кролевцы 110 кВ	0,4	0,8	-5,4				-11	-3	57	7
ЛЭП	22	23	оп 129 - ПС Кролевцы 110 кВ	0,4	0,8	-5,4				-11	-3	57	7
ЛЭП	21	24	оп 128 - оп 162	1,46	0,31	-20				87	29	472	58
ЛЭП	22	25	оп 129 - оп 163	1,46	0,31	-20				87	29	472	58
ЛЭП	13	24	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - оп 162	0,45	0,9	-6,2				-93	-31	497	61,2
ЛЭП	13	25	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - оп 163	0,45	0,9	-6,2				-93	-31	497	61,2
ЛЭП	24	26	оп 162 - ПС Штыково 110 кВ	0,45	0,9	-6,2				-5	-2	27	6
ЛЭП	25	26	оп 163 - ПС Штыково 110 кВ	0,45	0,9	-6,2				-5	-2	27	6

Продолжение Приложение Ж

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 4



Продолжение Приложение Ж
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 4

Тип0	Номер	Название	U_ном
у	1	ПС Владивосток 500 кВ	500
зак	2	ПС Владивосток Н1	500
у	3	ПС Владивосток 220 кВ	220
у	4	ПС Владивосток 10 кВ	10
у	5	ПС Аэропорт 220 кВ	220
у	6	Артемовская ТЭЦ 220 кВ	220
зак	7	Артемовская ТЭЦ Н1	220
зак	8	Артемовская ТЭЦ Н2	220
у	9	Артемовская ТЭЦ Г8	16
у	10	Артемовская ТЭЦ Г7	16
у	11	Артемовская ТЭЦ Г6	16
у	12	Артемовская ТЭЦ Г5	16
у	13	Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110
у	14	ПС Береговая 220 кВ	220
у	15	ПС Усурийск 1 110 кВ	110
у	16	ПС Смолининова/т 110 кВ	110
у	17	ПС Муравейка 110 кВ	110
у	18	ПС Шахта 7 110 кВ	110
у	19	ПС Промузел 110 кВ	110
у	20	ПС Западная 110 кВ	110
у	21	оп 128	110
у	22	оп 129	110
у	23	ПС Кролевцы 110 кВ	110
у	24	оп 162	110
у	25	оп 163	110
у	26	ПС Штыково 110 кВ	110
у	27	Артемовская ТЭЦ 10 кВ	10

Продолжение Приложение Ж
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 4

Тип	tip0	N_нач	N_кон	Название	R	X	G	B	Kт/г	x0
Тр-р	Тр-р	1	2	ПС Владивосток 500 кВ - ПС Владивосток Н1	0,58	61	1,5	24,1	1	61
Тр-р	Тр-р	2	3	ПС Владивосток Н1 - ПС Владивосток 220 кВ	0,39				0,449	
Тр-р	Тр-р	2	4	ПС Владивосток Н1 - ПС Владивосток 10 кВ	2,9	113			0,021	113
ЛЭП	ЛЭП	3	6	ПС Владивосток 220 кВ - Артемовская ТЭЦ 220 кВ	2,7	13,4		-78		40,2
ЛЭП	ЛЭП	3	5	ПС Владивосток 220 кВ - ПС Аэропорт 220 кВ	1,42	7,98		-51,3		23,94
ЛЭП	ЛЭП	5	6	ПС Аэропорт 220 кВ - Артемовская ТЭЦ 220 кВ	1,42	7,98		-51,3		23,94
ЛЭП	ЛЭП	6	14	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - ПС Береговая 220 кВ	4,44	19,48		-119,6		58,44
Тр-р	Тр-р	6	7	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Н1	0,3	59	2,4	19	1	59
Тр-р	Тр-р	6	8	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Н2	0,3	59	2,4	19	1	59
Тр-р	Тр-р	7	13	Артемовская ТЭЦ Н1 - Артемовская ТЭЦ 110 кВ	0,3				0,54	
Тр-р	Тр-р	8	13	Артемовская ТЭЦ Н2 - Артемовская ТЭЦ 110 кВ	0,3				0,54	
Тр-р	Тр-р	7	10	Артемовская ТЭЦ Н1 - Артемовская ТЭЦ Г7	0,6	131			0,071	131
Тр-р	Тр-р	8	27	Артемовская ТЭЦ Н2 - Артемовская ТЭЦ 10 кВ	0,6	131			0,048	131
Тр-р	Тр-р	6	9	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Г8	1,4	51,5	2,3	10,6	0,071	51,5
Тр-р	Тр-р	13	11	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - Артемовская ТЭЦ Г6	1,4	51,5	2,3	10,6	0,143	51,5
Тр-р	Тр-р	13	12	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - Артемовская ТЭЦ Г5	1,4	51,5	2,3	10,6	0,143	51,5
ЛЭП	ЛЭП	13	15	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Усурийск 1 110 кВ	0,85	12,01		-74,4		36,03
ЛЭП	ЛЭП	13	17	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Муравейка 110 кВ	1,5	5,06		-35,5		15,18
ЛЭП	ЛЭП	13	16	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Смолининова/г 110 кВ	9,8	9,89		-57,5		29,67
ЛЭП	ЛЭП	13	19	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Промузел 110 кВ	7,9	8,2		-53,4		24,6
ЛЭП	ЛЭП	13	18	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Шахта 7 110 кВ	5,6	6,1		-34,8		18,3
ЛЭП	ЛЭП	18	20	ПС Шахта 7 110 кВ - ПС Западная 110 кВ	2,3	3,05		-17,4		9,15
ЛЭП	ЛЭП	20	21	ПС Западная 110 кВ - оп 128	5,42	11,5		-74		34,5
ЛЭП	ЛЭП	20	22	ПС Западная 110 кВ - оп 129	5,42	11,5		-74		34,5
ЛЭП	ЛЭП	21	23	оп 128 - ПС Кролевцы 110 кВ	0,4	0,8		-5,4		2,4
ЛЭП	ЛЭП	22	23	оп 129 - ПС Кролевцы 110 кВ	0,4	0,8		-5,4		2,4
ЛЭП	ЛЭП	21	24	оп 128 - оп 162	1,46	0,31		-20		0,93
ЛЭП	ЛЭП	22	25	оп 129 - оп 163	1,46	0,31		-20		0,93
ЛЭП	ЛЭП	13	24	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - оп 162	0,45	0,9		-6,2		2,7
ЛЭП	ЛЭП	13	25	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - оп 163	0,45	0,9		-6,2		2,7
ЛЭП	ЛЭП	24	26	оп 162 - ПС Штыково 110 кВ	0,45	0,9		-6,2		2,7
ЛЭП	ЛЭП	25	26	оп 163 - ПС Штыково 110 кВ	0,45	0,9		-6,2		2,7

N	Название	N узла	г	x	г2	X2	г0	X0	E
1	ПС Аэропорт 220 кВ	5		0,35		0,35		0,35	220
2	ПС Береговая 220 кВ	14		0,35		0,35		0,35	220
3	ПС Усурийск 1 110 кВ	15		0,35		0,35		0,35	110
4	ПС Смолининова/г 110 кВ	16		0,35		0,35		0,35	110
5	ПС Муравейка 110 кВ	17		0,35		0,35		0,35	110
6	ПС Шахта 7 110 кВ	18		0,35		0,35		0,35	110
7	ПС Промузел 110 кВ	19		0,35		0,35		0,35	110
8	ПС Западная 110 кВ	20		0,35		0,35		0,35	110
9	ПС Кролевцы 110 кВ	23		0,35		0,35		0,35	110
10	ПС Штыково 110 кВ	26		0,35		0,35		0,35	110
12	Артемовская ТЭЦ Г8	9		0,275		0,398			15,75
13	Артемовская ТЭЦ Г7	10		0,275		0,398			15,75
14	Артемовская ТЭЦ Г6	11		0,275		0,398			15,75
15	Артемовская ТЭЦ Г5	12		0,275		0,398			15,75

№	№ сост	Тип	П 1	l 1	dl 1	l 2	dl 2	l 0	dl 0
1	1	ЗФ	13	7,46	-64,85	0		0	

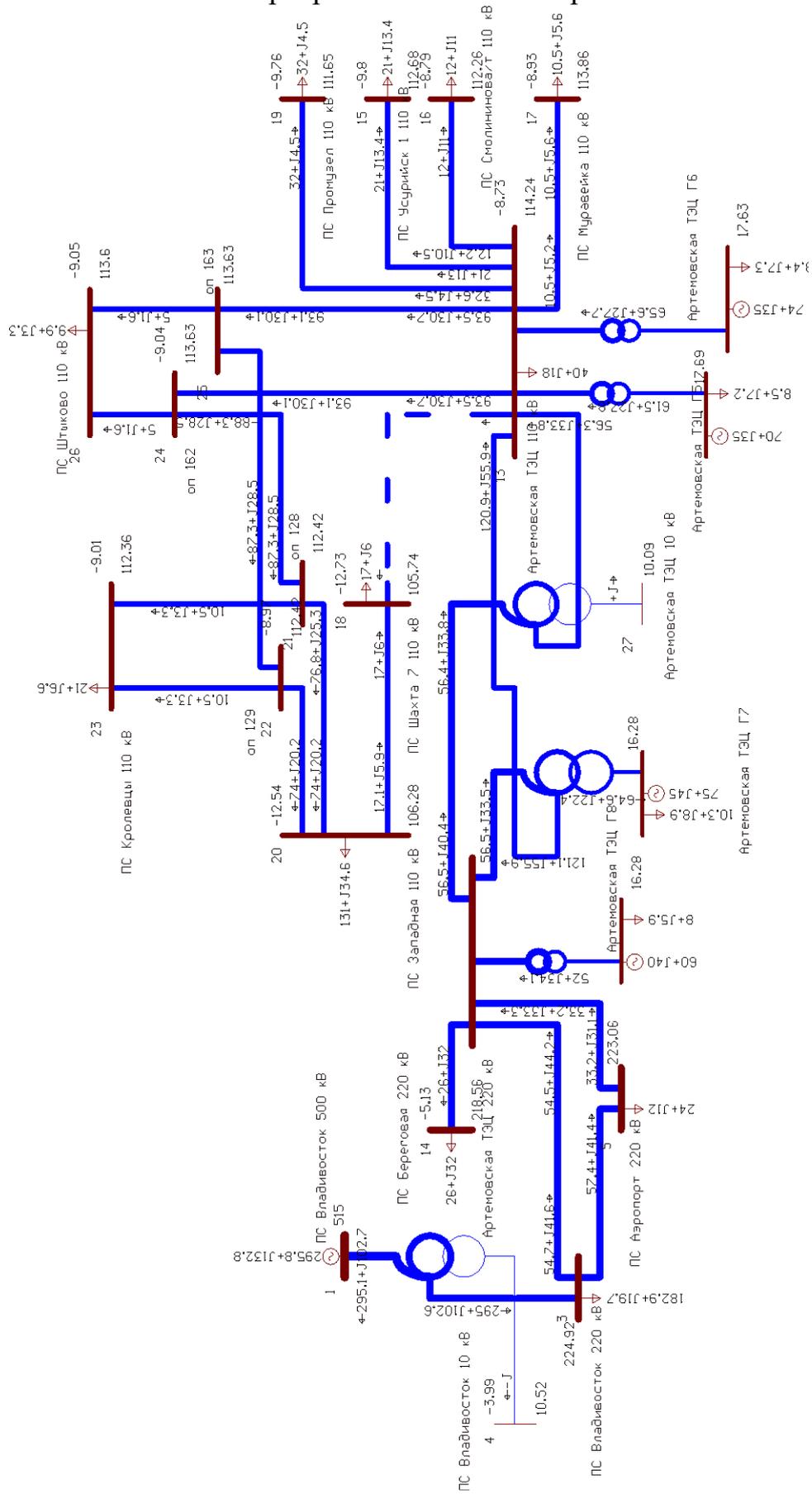
ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 5

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta	dV	
База	1	ПС Владивосток 500 кВ	500		1			295,8	132,8	515	-200	200	515		3
Нагр	2	ПС Владивосток Н1	500		1							500,91	-3,99	0,18	
Нагр	3	ПС Владивосток 220 кВ	220		1	182,9	19,7					224,92	-3,98	2,24	
Нагр	4	ПС Владивосток 10 кВ	10		1							10,52	-3,99	0,18	
Нагр	5	ПС Аэропорт 220 кВ	220		1	24	12					223,06	-4,43	1,39	
Нагр	6	Артемовская ТЭЦ 220 кВ	220		1							221,69	-4,69	0,77	
Нагр	7	Артемовская ТЭЦ Н1	220		1							211,73	-8,75	-3,76	
Нагр	8	Артемовская ТЭЦ Н2	220		1							211,63	-8,74	-3,8	
Нагр	9	Артемовская ТЭЦ Г8	16		1	8	5,9	60	40	15,8		16,28	-1,72	3,4	
Нагр	10	Артемовская ТЭЦ Г7	16		1	10,3	8,9	75	45	15,8		16,28	1,28	3,36	
Нагр	11	Артемовская ТЭЦ Г6	16		1	8,4	7,3	74	35	15,8		17,63	4,98	11,95	
Нагр	12	Артемовская ТЭЦ Г5	16		1	8,5	7,2	70	35	15,8		17,69	4,06	12,29	
Нагр	13	Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110		1	40	18					114,24	-8,73	3,85	
Нагр	14	ПС Береговая 220 кВ	220		1	26	32					218,56	-5,13	-0,66	
Нагр	15	ПС Усуйский 1 110 кВ	110		1	21	13,4					112,68	-9,8	2,44	
Нагр	16	ПС Смолининова/т 110 кВ	110		1	12	11					112,26	-8,79	2,05	
Нагр	17	ПС Муравейка 110 кВ	110		1	10,5	5,6					113,86	-8,93	3,51	
Нагр	18	ПС Шахта 7 110 кВ	110		1	17	6					105,74	-12,73	-3,87	
Нагр	19	ПС Промузел 110 кВ	110		1	32	4,5					111,65	-9,76	1,5	
Нагр	20	ПС Западная 110 кВ	110		1	131	34,6					106,28	-12,54	-3,38	
Нагр	21	оп 128	110		1							112,42	-8,97	2,2	
Нагр	22	оп 129	110		1							112,42	-8,97	2,2	
Нагр	23	ПС Кролевцы 110 кВ	110		1	21	6,6					112,36	-9,01	2,14	
Нагр	24	оп 162	110		1							113,63	-9,04	3,3	
Нагр	25	оп 163	110		1							113,63	-9,04	3,3	
Нагр	26	ПС Штыково 110 кВ	110		1	9,9	3,3					113,6	-9,05	3,27	
Нагр	27	Артемовская ТЭЦ 10 кВ	10		1							10,09	-8,74	-3,86	

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
Тр-р	1	2	ПС Владивосток 500 кВ - ПС Владивосток Н1	0,58	61	24,1	1			-296	-133	363	36,1
Тр-р	2	3	ПС Владивосток Н1 - ПС Владивосток 220 кВ	0,39			0,449	12	1	-295	-103	360	35,8
Тр-р	2	4	ПС Владивосток Н1 - ПС Владивосток 10 кВ	2,9	113		0,021			0	0	0	
ЛЭП	3	6	ПС Владивосток 220 кВ - Артемовская ТЭЦ 220 кВ	2,7	13,4	-78				-55	-42	183	26,5
ЛЭП	3	5	ПС Владивосток 220 кВ - ПС Аэропорт 220 кВ	1,42	7,98	-51,3				-57	-41	185	22,2
ЛЭП	5	6	ПС Аэропорт 220 кВ - Артемовская ТЭЦ 220 кВ	1,42	7,98	-51,3				-33	-31	122	14,7
ЛЭП	6	14	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - ПС Береговая 220 кВ	4,44	19,48	-119,6				-26	-27	109	15,8
Тр-р	6	7	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Н1	0,3	59	19	1			-57	-40	181	34,5
Тр-р	6	8	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Н2	0,3	59	19	1			-57	-40	181	34,5
Тр-р	7	13	Артемовская ТЭЦ Н1 - Артемовская ТЭЦ 110 кВ	0,3			0,54	2	2	-121	-56	364	69,4
Тр-р	8	13	Артемовская ТЭЦ Н2 - Артемовская ТЭЦ 110 кВ	0,3			0,54	2	2	-56	-34	179	34,2
Тр-р	7	10	Артемовская ТЭЦ Н1 - Артемовская ТЭЦ Г7	0,6	131		0,071			65	22	186	35,6
Тр-р	8	27	Артемовская ТЭЦ Н2 - Артемовская ТЭЦ 10 кВ	0,6	131		0,048			0	0	0	
Тр-р	6	9	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Г8	1,4	51,5	10,6	0,071			52	30	156	29,7
Тр-р	13	11	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - Артемовская ТЭЦ Г6	1,4	51,5	10,6	0,143			65	10	333	63,6
Тр-р	13	12	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - Артемовская ТЭЦ Г5	1,4	51,5	10,6	0,143			61	12	315	60
ЛЭП	13	15	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Усуйский 1 110 кВ	0,85	12,01	-74,4				-21	-13	128	39,9
ЛЭП	13	17	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Муравейка 110 кВ	1,5	5,06	-35,5				-11	-5	60	9,9
ЛЭП	13	16	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Смолининова/т 110 кВ	9,8	9,89	-57,5				-12	-10	84	31
ЛЭП	13	19	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Промузел 110 кВ	7,9	8,2	-53,4				-33	-5	167	61,9
ЛЭП	13	18	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Шахта 7 110 кВ	5,6	6,1	-34,8							
ЛЭП	18	20	ПС Шахта 7 110 кВ - ПС Западная 110 кВ	2,3	3,05	-17,4				17	6	98	16,1
ЛЭП	20	21	ПС Западная 110 кВ - оп 128	5,42	11,5	-74				74	20	417	68,3
ЛЭП	20	22	ПС Западная 110 кВ - оп 129	5,42	11,5	-74				74	20	417	68,3
ЛЭП	21	23	оп 128 - ПС Кролевцы 110 кВ	0,4	0,8	-5,4				-11	-3	57	12,7
ЛЭП	22	23	оп 129 - ПС Кролевцы 110 кВ	0,4	0,8	-5,4				-11	-3	57	12,7
ЛЭП	21	24	оп 128 - оп 162	1,46	0,31	-20				87	29	472	77,3
ЛЭП	22	25	оп 129 - оп 163	1,46	0,31	-20				87	29	472	77,3
ЛЭП	13	24	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - оп 162	0,45	0,9	-6,2				-93	-31	497	81,5
ЛЭП	13	25	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - оп 163	0,45	0,9	-6,2				-93	-31	497	81,5
ЛЭП	24	26	оп 162 - ПС Штыково 110 кВ	0,45	0,9	-6,2				-5	-2	27	6
ЛЭП	25	26	оп 163 - ПС Штыково 110 кВ	0,45	0,9	-6,2				-5	-2	27	6

Продолжение Приложение 3 Расчёт в программе RastWin 3 варианта 5



Продолжение Приложение 3 Расчёт в программе RastWin 3 варианта 5

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta	dV	
База	1	ПС Владивосток 500 кВ	500		1			292,3	121,6	515	-200	200	515		3
Нагр	2	ПС Владивосток Н1	500		1								502,21	-3,93	0,44
Нагр	3	ПС Владивосток 220 кВ	220		1	182,9	19,7						225,51	-3,93	2,51
Нагр	4	ПС Владивосток 10 кВ	10		1								10,55	-3,93	0,44
Нагр	5	ПС Аэропорт 220 кВ	220		1	24	12						223,82	-4,37	1,74
Нагр	6	Артемовская ТЭЦ 220 кВ	220		1								222,63	-4,62	1,2
Нагр	7	Артемовская ТЭЦ Н1	220		1								213,96	-8,5	-2,75
Нагр	8	Артемовская ТЭЦ Н2	220		1								213,87	-8,49	-2,79
Нагр	9	Артемовская ТЭЦ Г8	16		1	8	5,9	60	40	15,8			16,35	-1,67	3,81
Нагр	10	Артемовская ТЭЦ Г7	16		1	10,3	8,9	75	45	15,8			16,43	1,33	4,32
Нагр	11	Артемовская ТЭЦ Г6	16		1	8,4	7,3	74	35	15,8			17,8	4,95	13,02
Нагр	12	Артемовская ТЭЦ Г5	16		1	8,5	7,2	70	35	15,8			17,85	4,05	13,36
Нагр	13	Артемовская ТЭЦ 110 кВ	110		1	40	18						115,45	-8,48	4,95
Нагр	14	ПС Береговая 220 кВ	220		1	26	32						219,51	-5,06	-0,22
Нагр	15	ПС Уссурийск 1 110 кВ	110		1	21	13,4						113,91	-9,53	3,55
Нагр	16	ПС Смолининова/т 110 кВ	110		1	12	11						113,48	-8,54	3,17
Нагр	17	ПС Муравейка 110 кВ	110		1	10,5	5,6						115,07	-8,68	4,61
Нагр	18	ПС Шахта 7 110 кВ	110		1	17	6						111,69	-9,91	1,54
Нагр	19	ПС Промузел 110 кВ	110		1	32	4,5						112,89	-9,49	2,62
Нагр	20	ПС Западная 110 кВ	110		1	131	34,6						110,63	-10,5	0,57
Нагр	21	оп 128	110		1								114,3	-8,62	3,91
Нагр	22	оп 129	110		1								114,3	-8,62	3,91
Нагр	23	ПС Кролевцы 110 кВ	110		1	21	6,6						114,25	-8,66	3,86
Нагр	24	оп 162	110		1								115,05	-8,67	4,59
Нагр	25	оп 163	110		1								115,05	-8,67	4,59
Нагр	26	ПС Штыково 110 кВ	110		1	9,9	3,3						115,02	-8,69	4,56
Нагр	27	Артемовская ТЭЦ 10 кВ	10		1								10,2	-8,49	-2,84

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
Тр-р	1	2	ПС Владивосток 500 кВ - ПС Владивосток Н1	0,58	61	24,1	1			-292	-122	355	35,2
Тр-р	2	3	ПС Владивосток Н1 - ПС Владивосток 220 кВ	0,39			0,449	12	1	-292	-92	352	34,9
Тр-р	2	4	ПС Владивосток Н1 - ПС Владивосток 10 кВ	2,9	113		0,021			0	0	0	
ЛЭП	3	6	ПС Владивосток 220 кВ - Артемовская ТЭЦ 220 кВ	2,7	13,4	-78				-53	-36	170	24,6
ЛЭП	3	5	ПС Владивосток 220 кВ - ПС Аэропорт 220 кВ	1,42	7,98	-51,3				-56	-37	175	20,9
ЛЭП	5	6	ПС Аэропорт 220 кВ - Артемовская ТЭЦ 220 кВ	1,42	7,98	-51,3				-32	-27	111	13,3
ЛЭП	6	14	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - ПС Береговая 220 кВ	4,44	19,48	-119,6				-26	-27	108	15,7
Тр-р	6	7	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Н1	0,3	59	19	1			-55	-35	169	32,3
Тр-р	6	8	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Н2	0,3	59	19	1			-55	-36	170	32,4
Тр-р	7	13	Артемовская ТЭЦ Н1 - Артемовская ТЭЦ 110 кВ	0,3			0,54	2	2	-120	-52	352	67,1
Тр-р	8	13	Артемовская ТЭЦ Н2 - Артемовская ТЭЦ 110 кВ	0,3			0,54	2	2	-55	-30	168	32,1
Тр-р	7	10	Артемовская ТЭЦ Н1 - Артемовская ТЭЦ Г7	0,6	131		0,071			65	23	185	35,3
Тр-р	8	27	Артемовская ТЭЦ Н2 - Артемовская ТЭЦ 10 кВ	0,6	131		0,048			0	0	0	
Тр-р	6	9	Артемовская ТЭЦ 220 кВ - Артемовская ТЭЦ Г8	1,4	51,5	10,6	0,071			52	30	155	29,6
Тр-р	13	11	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - Артемовская ТЭЦ Г6	1,4	51,5	10,6	0,143			65	11	330	63
Тр-р	13	12	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - Артемовская ТЭЦ Г5	1,4	51,5	10,6	0,143			61	13	312	59,5
ЛЭП	13	15	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Уссурийск 1 110 кВ	0,85	12,01	-74,4				-21	-13	126	39,4
ЛЭП	13	17	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Муравейка 110 кВ	1,5	5,06	-35,5				-11	-5	60	9,8
ЛЭП	13	16	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Смолининова/т 110 кВ	9,8	9,89	-57,5				-12	-10	83	30,7
ЛЭП	13	19	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Промузел 110 кВ	7,9	8,2	-53,4				-33	-4	165	61,2
ЛЭП	13	18	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - ПС Шахта 7 110 кВ	5,6	6,1	-34,8				-64	-12	328	53,8
ЛЭП	18	20	ПС Шахта 7 110 кВ - ПС Западная 110 кВ	2,3	3,05	-17,4				-46	-5	237	38,8
ЛЭП	20	21	ПС Западная 110 кВ - оп 128	5,42	11,5	-74				43	15	237	38,9
ЛЭП	20	22	ПС Западная 110 кВ - оп 129	5,42	11,5	-74				43	15	237	38,9
ЛЭП	21	23	оп 128 - ПС Кролевцы 110 кВ	0,4	0,8	-5,4				-10	-3	56	12,5
ЛЭП	22	23	оп 129 - ПС Кролевцы 110 кВ	0,4	0,8	-5,4				-10	-3	56	12,5
ЛЭП	21	24	оп 128 - оп 162	1,46	0,31	-20				54	19	291	47,7
ЛЭП	22	25	оп 129 - оп 163	1,46	0,31	-20				54	19	291	47,7
ЛЭП	13	24	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - оп 162	0,45	0,9	-6,2				-60	-21	317	51,9
ЛЭП	13	25	Артемовская ТЭЦ 110 кВ - оп 163	0,45	0,9	-6,2				-60	-21	317	51,9
ЛЭП	24	26	оп 162 - ПС Штыково 110 кВ	0,45	0,9	-6,2				-5	-2	26	5,9
ЛЭП	25	26	оп 163 - ПС Штыково 110 кВ	0,45	0,9	-6,2				-5	-2	26	5,9

