

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 18 » 06 2018 г.

0209

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

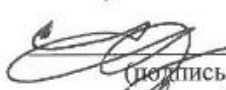
на тему: Развитие электрических сетей ПАО «ФСК ЕЭС» напряжением 220 кВ
в связи со строительством воздушной линии Лесозаводск–Спасск–
Дальневосточная

Исполнитель
студент группы 442-об3

 14.06.2018
(подпись, дата)

К.И. Сцепуро

Руководитель
доцент, канд.техн.наук

 18.06.18
(подпись, дата)

А.А. Казакул

Консультант:
по безопасности и экологи-
чности
доцент, канд.техн.наук

 15.06.2018
(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
доцент, канд.техн.наук

 14.06.2018
(подпись, дата)

А.Н. Козлов


Благовещенск 2018

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой


(подпись)

Н.В. Савина

« 21 » 03 2018 г.

ЗАДАНИЕ

- К выпускной квалификационной работе студента Сизенуро Кристины Игоревны
1. Тема выпускной квалификационной работы: Развитие электрических сетей ПАО «РСК ЕЭС» напряжением 220 кВ в связи со строительством воздушной линии Лесозаводск-Сухеек-Дальневосточная
(утверждена приказом от 12.03.18 № 573-уз)
 2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____
 3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Ведомости контрольных замеров, схемы потокараспределения, паспорт ПС.
 4. Содержание выпускной квалификационной работы (проекта) (перечень подлежащих разработке вопросов): общая характеристика района проектирования, прогнозирование нагрузок, разработка схемы электрической сети.
 5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 8 рисунков, 63 таблицы, 25 источников, 5 приложений, однолинейная схема электрической сети, план ПС Лесозаводск, установленные режимы.
 6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (проекту) (с указанием относящихся к ним разделов) Булгаков А.Б. консультант по части Безопасность и экологичность.
 7. Дата выдачи задания 21.03.18
- Руководитель выпускной квалификационной работы: Козакун А.А. канд. техн. наук
- Задание принял к исполнению (дата): _____
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 244 с., 8 рисунков, 63 таблицы, 25 источников, 5 приложений.

ПОДСТАНЦИЯ, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ТРАНСФОРМАТОР, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, ЧИСТЫЙ ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ДОХОД.

В работе обосновывается необходимость ввода воздушной линии электропередачи 220 кВ «Лесозаводск – Спасск – Дальневосточная». Для этого проведен анализ существующего состояния электрической сети 220–500 кВ Приморского края в нормальных и послеаварийных режимах. Выполнен расчет токов короткого замыкания с последующим выбором и проверкой оборудования на ПС «Лесозаводск» в связи расширением ОРУ 220 кВ, произведен расчет и анализ установившихся режимов после ввода объекта. Рассчитана грозоупорность воздушной линии и молниезащита подстанции. Рассчитана релейная защита воздушной линии 220 кВ. Рассмотрены безопасность и экологичность проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	7
Введение	8
1 Общая характеристика района проектирования	11
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности энергорайона	11
1.2 Характеристика источников питания	13
1.3 Характеристика электрических сетей района проектирования	15
1.4 Анализ режимной ситуации	20
1.5 Обоснование целесообразности развития электрических сетей	25
2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	29
2.1 Характеристика потребителей	29
2.2 Определение вероятностных характеристик нагрузки узлов	29
2.3 Прогнозирование электрических нагрузок	30
3 Разработка схемы электрической сети	32
3.1 Выбор номинального напряжения	32
3.2 Компенсация реактивной мощности	32
3.3 Выбор сечения и марки провода линии электропередачи	34
3.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	35
3.5 Конструктивное исполнение подстанции	37
4 Расчет и анализ перспективных электрических режимов	39
4.1 Расчетная модель	39
4.2 Анализ прогнозируемых максимальных и минимальных режимов без учета ввода воздушной линии	43
4.2.1 Анализ отклонений напряжений	44
4.2.2 Анализ токовой загрузки линий электропередачи	47
4.2.3 Анализ потерь активной и реактивной мощности	49
4.3 Анализ прогнозируемых послеаварийных режимов без учета ввода линии	51

4.4	Анализ прогнозируемых максимальных и минимальных режимов с учетом ввода воздушной линии	60
4.4.1	Анализ отклонений напряжений	60
4.4.2	Анализ токовой загрузки линий электропередачи	63
4.4.3	Анализ потерь активной и реактивной мощности	65
4.5	Анализ прогнозируемых послеаварийных режимов с учетом ввода воздушной линии	67
5	Проектирование подстанции 220/35/10 «Лесозаводск»	77
5.1	Расчет токов короткого замыкания	77
5.2	Выбор и проверка оборудования	82
5.2.1	Выбор и проверка выключателей	82
5.2.2	Выбор и проверка разъединителей	88
5.2.3	Выбор и проверка трансформаторов тока	89
5.2.4	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	93
5.2.5	Выбор и проверка токоведущих частей	96
5.2.6	Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд	100
5.2.7	Выбор и проверка ОПН	101
5.2.8	Выбор и проверка высокочастотных заградителей	103
6	Конструктивное исполнение воздушной линии 220 кВ «Лесозаводск – Спасск – Дальневосточная»	105
6.1	Выбор типов опор	105
6.2	Выбор типов изоляторов	106
6.3	Выбор линейной арматуры	106
7	Грозоупорность воздушной линии и молниезащита подстанции	107
7.1	Грозоупорность воздушной линии электропередачи 220 кВ «Лесозаводск – Спасск – Дальневосточная»	107
7.2	Молниезащита подстанции 220 кВ «Лесозаводск»	109
8	Расчет уставок релейной защиты воздушной линии 220 кВ	112
8.1	Расчет дистанционной защиты	112
8.2	Защита нулевой последовательности	114

8.3 Уставки регистратора аномальных режимов	115
8.4 Уставки дистанционной защиты	116
8.5 Уставки логики схем связи для дистанционной защиты	118
8.6 Уставки двухступенчатой направленной максимальной токовой защиты от замыканий на землю	119
8.7 Направленность	120
8.8 Максимальная токовая отсечка	121
8.9 Максимальная токовая защита	121
9 Технико-экономические показатели проекта развития электрической сети	122
9.1 Расчёт капиталовложений	122
9.2 Расчет издержек для реализации проекта	124
9.2.1 Расчёт амортизационных отчислений	124
9.2.2 Расчет эксплуатационных издержек	124
9.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат	125
10 Безопасность и экологичность проекта	126
10.1 Безопасность	126
10.2 Экологичность	127
10.2.1 Расчёт санитарно-защитной зоны по шуму для подстанции	127
10.2.2 Мероприятия по защите от негативного воздействия воздушной линии электропередачи и подстанции	130
10.2.3 Мероприятия по предотвращению загрязнения почвы	131
10.3 Чрезвычайные ситуации	132
Заключение	134
Библиографический список	135
Приложение А - Расчет вероятностных характеристик в ПВК MathCad 15	138
Приложение Б - Расчет параметров электрической сети в ПВК MathCad 15	148
Приложение В - Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3	167
Приложение Г - Расчет токов короткого замыкания	234
Приложение Д - Грозоупорность воздушной линии электропередачи 220 кВ «Лесозаводск – Спасск – Дальневосточная»	235

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВКР – выпускная квалификационная работа;

ВЛ – воздушная линия;

ВСТО – трубопроводная система «Восточная Сибирь — Тихий океан»;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

КЗ – короткое замыкание;

КРУН – комплектное распределительное устройство наружной установки;

КУ – компенсирующее устройство;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РПН – регулирование под нагрузкой;

ТН – трансформатор напряжения;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

ТТ – трансформатор тока;

ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

Приморский край является крупным потребителем топливно-энергетических ресурсов (ТЭР). Электроэнергетика является одной из базовых отраслей экономики Приморского края, обеспечивающей электрической и тепловой энергией внутренние потребности промышленных предприятий, народного хозяйства и населения края. Устойчивое развитие и надежное функционирование отрасли во многом определяют энергетическую безопасность региона и являются важными факторами его успешного экономического развития.

На территории Приморского края получили развитие электрические сети напряжением 500/220/110/35 кВ. Системообразующая сеть энергосистемы сформирована на напряжении 500–220 кВ. Сети данного напряжения, расположенные на территории Приморского края, относятся к объектам магистральной электрической сети ПАО «ФСК ЕЭС» и обслуживаются Приморским предприятием филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Востока. Характерной особенностью электрических сетей 500-220 кВ Приморского края является большая протяженность ВЛ, обусловленная размещением самой крупной электростанции – Приморской ГРЭС на севере вдали от центров электрических нагрузок, основная часть которых сосредоточена на юге края.

Несмотря на имеющийся резерв мощности в энергосистеме, баланс мощности юга Приморского края остается напряженным, что связано с дефицитом генерирующей мощности на юге, где сосредоточена основная электрическая нагрузка, и ограниченной пропускной способностью электрических сетей при передаче мощности на направлении север-юг энергосистемы.

Реализация крупных инвестиционных проектов в транспортно-логистическом, перерабатывающем, туристическом комплексах, а также стремительное развитие Владивостокской агломерации потребуют опережающего развития энергетической инфраструктуры.

К ключевым задачам электроэнергетики Приморского края рассматриваемого региона в период до 2020 года относятся:

- 1) Повышение надежности функционирования энергосистемы;
- 2) Обеспечение возрастающего спроса на электрическую энергию и мощность в Приморском крае, в том числе нефтехимической, судостроительной и судоремонтной промышленности, сельскохозяйственного производства, а также территорий опережающего развития (ТОР), для обеспечения которого необходимо осуществить реализацию ряда проектов, одним из которых является строительство ВЛ 220 кВ «Лесозаводск – Спасск – Дальневосточная».

Строительство ВЛ 220 кВ «Лесозаводск – Спасск – Дальневосточная» позволит увеличить пропускную способность электрической сети Приморского края, а также повысить надежность электроснабжения потребителей центральных районов края, в том числе объектов транссибирской железнодорожной магистрали и нефтеперекачивающих станций ВСТО. Одновременно на действующих подстанциях 220 кВ «Лесозаводск» и «Спасск» предусмотрено расширение открытых распределительных устройств 220 кВ, применение быстродействующей релейной защиты.

Вышесказанное обосновывает актуальность темы выпускной квалификационной работы, в которой, помимо строительства ВЛ 220 кВ «Лесозаводск – Спасск – Дальневосточная», будет произведена реконструкция ПС Лесозаводск.

Целью ВКР является разработка и обоснование варианта развития электрической сети Приморского края путем строительства воздушной линии 220 кВ.

Для этого необходимо выполнить:

- 1) анализ существующей электрической сети;
- 2) разработку варианта, отвечающего требованиям надежности и пропускной способности;
- 3) выбор необходимого современного оборудования;
- 4) расчет грозоупорности строящейся линии;
- 5) защиту ПС от прямых ударов молнии;
- 6) выбор и расчет релейной микропроцессорной защиты ВЛ 220 кВ;
- 7) безопасность и экологичность проекта.

Исходными данными к дипломному проекту послужили:

- 1) нормальная схема электрических соединений на летний период (сезонного снижения нагрузок) 2017 года Приморских электрических сетей;
- 2) карта – схема электрических соединений сетей 35 кВ и выше Приморского края;
- 3) загрузка трансформаторов энергосистемы Приморского края за 2017 год в контрольные дни замеров за контрольные часы;
- 4) ведомости контрольных замеров за 20 декабря 2017 года ПС 220 кВ Лесозаводск, ПС 220 кВ Спасск и 500 кВ Дальневосточная;
- 5) паспорт ПС 220 кВ Лесозаводск, ПС 220 кВ Спасск и 500 кВ Дальневосточная;
- 6) схемы потокораспределения за 2017 год в летний и зимний период;
- 7) схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 2017-2021 годы;
- 8) схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 годы.

При выполнении ВКР были использованы программно-вычислительные комплексы: Mathcad 15, RastrWin3, MS Excel 2016.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности энергорайона

Приморский край, как субъект Российской Федерации, входит в состав Дальневосточного Федерального округа и расположен на востоке России в пределах Дальневосточного экономического района. На юге и востоке Приморский край омывается Японским морем, на севере граничит с Хабаровским краем, на западе – с Китаем и Северной Кореей.

В зону рассмотрения настоящей работы входит 4 района приграничной территории Приморского края, по которым будет проходить ВЛ 220 кВ: Лесозаводский городской округ, Кировский, Спасский и Черниговский муниципальные районы.

Лесозаводский городской округ расположен в северной части Приморского края, на Уссурийской низменности, граничит на западе – с Китайской народной республикой, на востоке – с Кировским районом. Западную и центральную часть занимают равнины. Восточная граница округа проходит по хребту Сихотэ–Алинь. Через территорию округа с юга на север протекает река Уссури, проходит Транссибирская железнодорожная магистраль и федеральная трасса «Уссури» (Хабаровск – Владивосток). Высота над уровнем моря 70 м.

Спасский район расположен в юго-западной части Приморского края. На северо-западе муниципального образования проходит государственная граница Российской Федерации с Китайской Народной Республикой. На западе граница проходит по водной акватории крупнейшего на Дальнем Востоке озера Ханка.

Характерной особенностью рельефа восточной части Спасского района является поднимающиеся над поверхностью горные цепи. Остальная часть территории района равнинная, сильно заболоченная с отдельными холмами. Высота над уровнем моря 105 м.

Черниговский район находится на юге центральной части Приморского края, занимает юго-восточную часть Приханкайской равнины и часть южных отрогов хребта Сихотэ-Алинь.

Неравномерности выпадения осадков и большие амплитуды суточных температур зимой и летом, характерные для климата Черниговского района, объясняются муссонной циркуляцией воздушных масс. По количеству осадков Черниговский район является менее увлажненным по сравнению с другими районами края. Высота над уровнем моря 82 м.

Климат на территории прохождения ВЛ 220 кВ «Лесозаводск – Спасск – Дальневосточная» – континентальный, с чертами муссонного. Характерным для муссонного климата являются влажное лето со значительным количеством осадков (влияние моря) и сухая холодная зима (влияние континента). Самый холодный месяц январь, его средняя температура – минус 21,8 °С, абсолютный минимум – минус 46 °С. Средняя температура воздуха июля – плюс 20,9 °С, абсолютный максимум – плюс 38 °С. Среднегодовое количество осадков равняется 692 мм.

Грунтовые воды залегают на небольшой глубине и принимают участие в процессе почвообразования. В геологическом строении преобладают бурые лесные и буропodzолистые и лугово-бурые почвы. На территории Черниговского, Спасского и Кировского районов расположен Ханкайский государственный природный заповедник.

Категория земель в месте размещения строительства ВЛ 220 кВ «Лесозаводск – Спасск – Дальневосточная» – земли сельскохозяйственного назначения.

Основные климатические данные рассматриваемого района приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические данные района размещения ВЛ

Наименование параметра	Значение
1	2
Район по гололеду	III

1	2
Толщина стенки гололеда, мм	20
Район по ветру	III
Нормативное ветровое давление, Па	650
Количество грозových часов	От 20 до 40
Глубина промерзания грунта, м	1,81
Сейсмичность района, балл	6
Среднегодовая влажность воздуха, %	Около 70
Степень загрязнения атмосферы	III
Пляска проводов	Умеренная

Приведенные в таблице 1 климатические условия необходимы для дальнейших расчетов и при выборе электрооборудования.

1.2 Характеристика источников питания

Основными источниками питания в энергосистеме Приморского края являются тепловые электростанции, принадлежащие филиалам «ЛуТЭК» и «Приморская генерация» АО «ДГК»: Приморская ГРЭС, Владивостокская ТЭЦ-2, Артемовская ТЭЦ, Партизанская ГРЭС.

Приморская ГРЭС располагается в северной части края и является самой крупной тепловой электростанцией Дальнего Востока. Станция вырабатывает половину объема электроэнергии, потребляемой в Приморском крае. Введена в эксплуатацию в 1974 году. Имеет суммарную установленную мощность, равную 1467 МВт, и тепловую мощность – 237 Гкал/час. Ежегодный объем выработки электрической энергии составляет порядка 5 млрд 100 млн кВт*ч. Вид используемого топлива – уголь.

В своем составе электростанция имеет:

1) Два энергоблока мощностью по 110 МВт с турбогенераторами марки ТВФ-120-2;

2) Два энергоблока мощностью по 96 МВт с турбогенераторами марки ТВФ-120-2У3;

3) Четыре энергоблока мощностью по 210 МВт с турбогенераторами марки ТГВ-200-2МУ3;

4) Один энергоблок мощностью 215 МВт с турбогенератором марки ТГВ-200-2М.

Выдача мощности с генераторов энергоблоков производится на открытое распределительное устройство с классом напряжения 110, 220 и 500 кВ. РУ 110 кВ и РУ 220 кВ станции выполнено по схеме «13Н – Две рабочие и обходная системы шин». РУ 500 кВ выполнено по схеме «17 – Полуторная».

Владивостокская ТЭЦ-2 – введена в эксплуатацию в 1970 году. Установленная мощность составляет 497 МВт, тепловая мощность – 1051 Гкал/час. Вид топлива: нефтетопливо, газ, уголь. Годовая выработка электричества – 1 973,22 млн. кВт*ч. В эксплуатации находятся 5 генераторов марки ТВФ-120-2 и 1 марки ТВФ-100-2 [].

Данная станция выдаёт мощность в сеть 110 кВ и 220 кВ. РУ 110 кВ и РУ 220 кВ станции выполнено по схеме «13Н – Две рабочие и обходная системы шин».

Артемовская ТЭЦ (далее – АТЭЦ) до 1984 года называлась Артёмовской ГРЭС им. С. М. Кирова. В настоящее время обеспечивает около 40 % потребности региона в электрической энергии. АТЭЦ имеет установленную электрическую мощность 400 МВт, тепловую – 297 Гкал/ч. Выработка электроэнергии в год составляет более 2 млрд кВт*ч. Вид используемого топлива – уголь. Для работы станции применяются четыре турбогенератора типа ТВФ-100-2 мощностью по 100 МВт каждый.

АТЭЦ выдаёт мощность в сеть 35, 110 и 220 кВ. РУ 35 кВ и РУ 110 кВ станции выполнено по схеме «13 – Две рабочие системы шин», РУ 220 кВ по схеме «13Н – Две рабочие и обходная системы шин».

Партизанская ГРЭС является основным источником электроснабжения юго-восточной части Приморского края. Введена в эксплуатацию в 1954 году.

Электрическая мощность электростанции – 203 МВт, тепловая мощность – 160 Гкал/час. Выработка электроэнергии в год составляет 959 млн. кВт*ч. Вид используемого топлива – уголь. На станции установлены генераторы марок: ТВФ-120-2, ТВФ-110-2М, ТВ-50-2.

Партизанская ГРЭС выдаёт мощность в сеть 35, 110 и 220 кВ. РУ 35 кВ и РУ 110 кВ станции выполнены по схеме «13 – Две рабочие системы шин». РУ 220 кВ выполнено по схеме «4Н – два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».

1.3 Характеристика электрических сетей района проектирования

В районе проектирования получили развитие электрические сети напряжением 35, 110, 220 и 500 кВ.

Линии электропередачи номинальным напряжением 35 и 110 кВ относятся к распределительным сетям и предназначены для распределения электроэнергии на небольшие расстояния от районных подстанций к промышленным, городским и сельским потребителям.

Линии напряжением 220–500 кВ относятся к системообразующим сетям высокого и сверхвысокого напряжения и предназначены для передачи электроэнергии от мощных электростанций к центрам распределения, а также для связи энергосистем и объединения электростанций внутри энергосистем.

Воздушные линии в рассматриваемом районе выполнены алюминиевыми проводами со стальным сердечником марки АС и алюминиевыми проводами с облегчённым стальным сердечником марки АСО. Основные характеристики линий электропередачи в рассматриваемом энергорайоне сведём в таблицу 2.

Таблица 2 – Характеристики рассматриваемых ВЛ энергорайона

Линия	U, кВ	Длина ВЛ, км	Марка провода
1	2	3	4
Приморская ГРЭС – Лесозаводск с отпайкой на ПС Иман	220	149,95	АС–300, АСО–300

1	2	3	4
Приморская ГРЭС – НПС-38 – Лесозаводск	220	110,8	АС–300
Приморская ГРЭС – Губерево/т – Лесозаводск с отпайкой на ПС Иман	220	161,885	АС–300, АСО–300
Лесозаводск – Свягино/т с отпайкой на ПС Кировка	220	100,204	АСО–300, АС–300
Лесозаводск – Ружино/т I и II цепь	220	2×2,534	АС–300
Лесозаводск – ПС К	220	238,395	АС–300, АС–240
Свягино/т – Спасск	220	38,332	АС–300, АСО–300
Дальневосточная – Спасск	220	61,8	АС–300
Приморская ГРЭС – Дальневосточная	500	345,255	3хАС–330

Рассматриваемая в рамках данной ВКР электрическая сеть Приморского края включает в себя ПС 220 кВ: «Лесозаводск», «Кировка», «Спасск», «Иман», «Уссурийск-2», «НПС-38», «Чугуевка», «К», «Высокогорск», «Арсеньев-2», «Горелое» и ПС 500 кВ: «Дальневосточная», «Владивосток», «Лозовая», «Чугуевка-2».

Краткая характеристика подстанций приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Характеристика схем РУ подстанций Приморского края

Название подстанции	Дата ввода в эксплуатацию	Установленная мощность, МВА	Номер типовой схемы	Тип РУ
1	2	3	4	5
Лесозаводск	1968	40	220 – 12, 35 – 9, 10 – 1	ОРУ–220 кВ, КРУН–35 кВ, ЗРУ–10 кВ
Кировка	1969	35	220 – 3Н, 35 – 9, 10 – нетипо- вая	ОРУ–220 кВ, КРУН–35 кВ, КРУН–10 кВ
Спасск	1983	411	220 – 13, 110 – 13Н, 35 – 9, 10 – 1	ОРУ–220 кВ, ОРУ–110 кВ, ОРУ–35 кВ ЗРУ–10 кВ
Иман	1966	146	220 – 4Н, 110 – 9, 35 – 9, 10 – 1	ОРУ–220 кВ, ОРУ–110 кВ, КРУ–35 кВ, ЗРУ–10 кВ
Уссурийск-2	1971	438	220 – 13Н, 110 – 12, 35 – 9, 6 – 1	ОРУ–220 кВ, ОРУ–110 кВ, КРУ–35 кВ, ЗРУ–6 кВ
НПС-38	2012	50	220 – 7, 10 – 1	ОРУ–220 кВ, ЗРУ–10 кВ
Чугуевка	1961	80	220 – нети- повая, 110 – 9, 35 – 9, 10 – 1	ОРУ–220 кВ, ОРУ–110 кВ, РУ–35 кВ, РУ–10 кВ

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5
К	1976	176	220 – 7, 110 – нетиповая, 35 – 9, 6 – 1	ОРУ–220 кВ, ОРУ–110 кВ, КРУ–35 кВ, ЗРУ–6 кВ
Высокогорск	1971	20	220 – 3Н, 35 – 9	ОРУ–220 кВ, КРУ–35 кВ, ЗРУ–6 кВ
Арсеньев-2	1991	250	220 – 5АН, 110 – 12, 10 – 1	ОРУ–220 кВ, ОРУ–110 кВ, ЗРУ–10 кВ
Горелое	1961	317,3	220 – 5Н, 110 – нетиповая, 35 – 9, 10 – 1	ОРУ–220 кВ, ОРУ–110 кВ, ЗРУ–35 кВ, ЗРУ–10 кВ
Дальневосточная	1983	1002	500 – 7, 220 – 12	ОРУ–500 кВ, ОРУ–220 кВ, ЗРУ–10 кВ
Владивосток	2009	501	500 – 6Н, 220 – 9Н, 35 – нетиповая, 10 – 1	ОРУ–500 кВ, ОРУ–220 кВ, КРУН–35 кВ, ЗРУ–10 кВ
Лозовая	2012	501	500 – 6Н, 220 – 9Н, 35 – нетиповая, 10 – 1	ОРУ–500 кВ, ОРУ–220 кВ, КРУН–35 кВ, ЗРУ–10 кВ
Чугуевка-2	2005	501	500 – 6Н, 220 – 9Н,	ОРУ–500 кВ, ОРУ–220 кВ, ЗРУ–10 кВ

Примечания:

- 1) 10/6 – 1 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин;
- 2) 220 – 3Н – Блок (линия-трансформатор) с выключателем;
- 3) 220 – 5Н – Мостик с выключателями в цепях линий;
- 4) 220 – 5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов;
- 5) 500 – 6Н – Треугольник;
- 6) 500/220 – 7 – Четырехугольник;
- 7) 220/110/35 – 9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин;
- 8) 220 – 9Н – Одна рабочая секционированная по числу трансформаторов система шин с подключением трансформаторов к секциям шин через развилку из выключателей;
- 9) 110/500 – 12 – Одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин;
- 10) 220/110 – 13 – Две рабочие системы шин;
- 11) 220/110 – 13Н – Две рабочие и обходная системы шин.

Карта–схема сети приведена на листе 1 графической части.



Рисунок 1 – Карта-схема электрической сети района проектирования

Примечания:

- 1)  – 500 кВ;
- 2)  – 220 кВ.

1.4 Анализ режимной ситуации

Целью подраздела является выявление проблемных мест в электрической сети с точки зрения электрических режимов. Для анализа режимной ситуации использовались данные контрольных замеров 2017 года филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Приморское ПМЭС, а также схемы потокораспределения 2017 года.

Анализ загрузки трансформаторов подстанций, отклонений напряжений в электрической сети, загрузки ЛЭП, а также анализ потоков активной и реактивной мощности рассматриваемого энергорайона Приморского края приведен в таблицах 4, 5 и 6.

Таблица 4 – Загрузка трансформаторов за 2017 год

Название подстанции	Трансформатор		Загрузка трансформатора, %		Загрузка в послеаварийном режиме, %	
	Номер	S _{ном} , МВА	Лето	Зима	Лето	Зима
1	2	3	4	5	6	7
Лесозаводск	T1	20	74,38	72,1	74,38	143,2
	T2	20	-	71,1		
Спасск	AT1	125	29,98	49,16	59,94	98,08
	AT2	125	29,96	48,92		
	T1	80	22,4	34,62		
	T2	80	14,25	24		
Дальневосточная	AT1	3*167	21,53	29,16	43,67	57,92
	AT2	3*167	22,14	28,76		
Иман	AT1	63	10,13	18,97	26,36	50,82
	AT2	63	16,23	31,85		

1	2	3	4	5	6	7
К	АТ1	63	16,47	14,85	16,47	26,15
	АТ2	63	0	11,3		
Мучная	Т1	10	18,86	8,11	18,86	44,53
	Т2	10	0	36,42		
Вадимовка	Т1	16	0	0	2,6	6,65
	Т2	6,3	2,6	6,65		
Дмитриевка	Т1	10	7,62	1,52	7,62	13,7
	Т2	7,5	0	12,18		
Черниговка	Т1	10	30,10	15,05	30,10	35,43
	Т2	10	0	20,38		
Ярославка	Т1	31,5	5,69	5,69	13,28	18,33
	Т2	31,5	7,59	12,64		

По результатам анализа загрузки трансформаторов было выявлено, что загрузка всех трансформаторов в нормальном режиме не превышает допустимых значений. Наиболее загруженной подстанцией является ПС Лесозаводск, загрузка трансформаторов которой в послеаварийном режиме превышает номинальную на 43,2%. При этом трансформаторы большинства подстанций остаются недозагруженными, это приводит к увеличению потерь холостого хода.

Таблица 5 – Отклонения напряжений на шинах подстанций за 2017 год

Название подстанции	Номинальное напряжение на шинах ПС, кВ		Фактическое напряжение на шинах ПС, кВ		Отклонение напряжения от номинального, %	
			Лето	Зима	Лето	Зима
1	2	3	4	5	6	7
Лесозаводск	СШ	220	235,5	236,9	7,04	7,13

1	2	3	4	5	6	7
	СШ	35	36,5	37,6	4,28	7,43
	СШ	10	10,57	10,7	5,7	7
Спасск	СШ	220	230,4	227,2	4,72	3,17
	СШ	110	120,2	119,7	9,27	8,1
	СШ	35	37,7	37,6	7,71	7,43
	СШ	10	10,65	10,7	6,5	7
Дальневосточ- ная	СШ	500	514,9	511,4	2,98	2,3
	СШ	220	234,6	234,5	6,64	6,59
	СШ	10	10,9	10,3	9	3
Иман	СШ	220	236,9	236,2	7,68	7,36
	СШ	110	112,4	113,4	2,18	3,09
	СШ	35	32,7	32	-6,57	-8,57
К	СШ	220	235,22	233,97	6,91	6,35
	СШ	110	115,99	114,86	5,44	4,42
Мучная	СШ	110	118,21	116,26	7,46	5,69
Вадимовка	СШ	110	117,65	115,42	6,95	4,92
Дмитриевка	СШ	110	119,67	118,49	8,79	7,71
Черниговка	СШ	110	119,21	117,63	8,37	6,94
Ярославка	СШ	110	118,45	116,42	7,68	5,84

Для электрических сетей должны соблюдаться требования по обеспечению качества электрической энергии в соответствии с ГОСТом 32144-2013 [5], который нормирует отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии. Анализ отклонений напряжений показал, что уровни напряжений в узлах электрической сети 110-220-500 кВ энергосистемы Приморского края находились в допустимых пределах, то есть не превышали 10 %.

Таблица 6 – Загрузка ВЛ 110-220 кВ за 2017 год

Наименование воздушной линии	Сечение, мм ²	Токовая нагрузка, А		Допустимый длительный ток при t = +25 °С, А	Плотность тока, А/мм ²		Загрузка линий, %	
		Лето	Зима		Лето	Зима	Лето	Зима
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Приморская ГРЭС – Лесозаводск с отпайкой на ПС Иман	300	207	267,1	710	0,69	0,89	29,15	37,62
НПС-38 – Лесозаводск	300	217	236,1	710	0,72	0,78	30,56	33,25
Губерево/т – Лесозаводск с отпайкой на ПС Иман	300	197	217,5	710	0,65	0,725	27,75	30,63
Лесозаводск – Свягино/т с отпайкой на ПС Кировка	300	207	415,8	710	0,69	1,386	29,15	58,56
Лесозаводск – Ружино/т I цепь	300	61	64,4	710	0,2	0,214	8,59	9,07
Лесозаводск – Ружино/т II цепь	300	63	66,2	710	0,21	0,22	8,87	9,32

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Лесозаводск – ПС К	300 240	145	185,5	605	0,48 0,6	0,62 0,77	23,96	30,66
Свиягино/г – Спасск	300	151	337	710	0,5	1,12	21,26	46,05
Дальневосточная – Спасск	300	146	194,7	710	0,48	0,65	20,56	27,4
Приморская ГРЭС – Дальневосточная	3*330	454	613	2190	1,37	1,86	20,73	27,99
Спасск – Мучная	120	69	136	390	0,57	1,13	17,69	34,87
Мучная – Вадимовка	120	60	132	390	0,5	1,10	15,38	33,84
Спасск – Дмитриевка – Ярославка	150	63	110	450	0,42	0,73	14	24,4
Спасск – Дмитриевка – Черниговка – Ярославка	120	66	95	390	0,55	0,79	16,92	24,36

По данным таблицы видно, что токовая нагрузка ЛЭП не превышает допустимую. В соответствии с ПУЭ [23] сечения проводников также должны быть проверены по экономической плотности тока. Для неизолированных проводов с алюминиевыми жилами нормативная экономическая плотность тока составляет 1,1 А/мм². По приведенным данным таблицы видно, что несколько ВЛ превышают данную величину в основном в зимний максимум нагрузок. Наличие этого фактора говорит о том, что провода работают в неоптимальном режиме. Для наглядности данные линии выделены цветом.

1.5 Обоснование целесообразности развития электрических сетей

Несмотря на избыточный баланс в ОЭС Востока энергоснабжение отдельных районов Приморского края затруднено в связи с недостатком генерирующих мощностей на юге края и, как следствие, значительной перегруженностью электросетевых объектов распределительного комплекса. Поэтому баланс мощности обеспечивается перетоком от Приморской ГРЭС.

Анализ баланса электрической мощности энергосистемы Приморского края на период до 2021 г. (на час прохождения максимума) согласно «Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 годы» представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Баланс электрической мощности Приморского края на период до 2021 г.

Год	Потребность, тыс. кВт		Покрытие, тыс. кВт		Итого
	Максимум нагрузки	Нормативный резерв мощности	Установленная мощность на конец года	Используемая в балансе мощность	
1	2	3	4	5	6
2015 (факт)	2191	440	2616,8	2616,8	-14,2
2016 (факт)	2251	440	2616,8	2616,8	-74,2

1	2	3	4	5	6
2017	2306	440	2756,3	2756,3	10,3
2018	2361	440	2750,3	2750,3	-50,7
2019	2389	440	2750,3	2750,3	-78,7
2020	2405	440	2750,3	2750,3	-94,7
2021	2417	440	3315,3	3315,3	458,3

Примечания:

- 1) «-» – дефицит;
- 2) «+» – избыток.

Из результатов баланса мощности энергосистемы Приморского края следует, что при принятых уровнях потребности и развития генерирующих мощностей энергосистема после 2021 г. станет избыточна по мощности.

Обоснованием необходимости строительства новой ВЛ 220 кВ является обеспечение возможности работы с максимально допустимым перетоком в сечении Приморская ГРЭС – Юг в режиме летнего максимума нагрузки при наложении аварийного ремонта ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Чугуевка-2 и планового ремонта ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Дальневосточная. Длина данной линии электропередачи составляет 245,58 км.

Помимо строительства линии в данной дипломной работе будет выполнена реконструкция устаревшего исчерпавшего срок службы и пропускную способность электросетевого объекта – ПС 220/35/10 кВ Лесозаводск. Срок эксплуатации двух трансформаторов, установленных на ПС Лесозаводск, на 2018 год составляет 46 и 50 лет соответственно. Загрузка одного трансформатора в послеаварийном режиме отключения другого превышает номинальную на 43,2 % при уровне нагрузок зимнего контрольного дня замеров 2017 г. В связи с этим требуется увеличение трансформаторной мощности 2×20 на 2×25 МВА. Также предусмотрено расширение открытых распределительных устройств 220 кВ ПС Лесозаводск, Спасск и ПС Дальневосточная.

Строительство рассматриваемой ВЛ 220 кВ, а также реконструкция ПС Лесозаводск включены в проект «Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 годы».

Вывод: реализация намеченного плана по развитию электрических сетей ПАО «ФСК ЕЭС» напряжением 220 кВ в связи со строительством одноцепной воздушной линии «Лесозаводск – Спасск – Дальневосточная» обеспечит повышение надежности электроснабжения потребителей центральных районов края, повысит эффективность функционирования энергосистемы Приморского края за счет сокращения «узких мест», увеличения пропускной способности линий электропередачи на юг Приморья, обновления силового оборудования на ПС Лесозаводск, имеющего высокий физический и моральный износ.

2 РАСЧЕТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Согласно методическим указаниям по проектированию выбор оборудования необходимо осуществлять по спрогнозированным нагрузкам, по которым будет произведен выбор сечений проводов линий электропередачи, а также определение мощности компенсирующих устройств.

По материалам производственной и преддипломной практики в качестве исходных данных были получены потоки мощности зимнего и летнего контрольного замера 2017 года. Перед расчетом приведем краткую характеристику потребителей.

2.1 Характеристика потребителей

В данном дипломной проекте рассматриваемого района электрических сетей, согласно классификации Правил устройства электроустановок [23], имеются потребители первой, второй и третьей категории по надежности.

Основу потребителей данных категорий ПС Лесозаводск, Спасск и Дальневосточная составляют нефтеперекачивающие станции трубопроводной системы ВСТО, объекты транссибирской железнодорожной магистрали, цементный завод, предприятия лесоперерабатывающей и сельскохозяйственной отрасли.

2.2 Определение вероятностных характеристик нагрузки узлов

К вероятностным характеристикам графиков электрических нагрузок относятся:

- 1) средняя мощность – используется для выбора силовых трансформаторов и расчёта суммарного электропотребления;
- 2) среднеквадратическая (эффективная) мощность – используется для расчёта и анализа потерь электроэнергии;
- 3) максимальная мощность – используется для выбора сечений ЛЭП.

Задача расчета: по заданным максимальным нагрузкам определить остальные зимние и летние вероятностные характеристики.

Максимальная мощность определена из контрольного замера 2017 года. Остальные вероятностные характеристики определяются по следующему алгоритму расчета [2].

Средняя активная мощность:

$$P_{cp.3} = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^n P_{i.3} \cdot t_i, \quad (1)$$

где $P_{i.3}$ – ординаты графика нагрузки на i -ый час суток, МВт;

t_i – час суток (в течение каждого часа), час;

T – период наблюдения (24 часа), час.

Эффективная (среднеквадратичная) активная мощность:

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

Реактивные мощности вычисляются аналогичным образом.

Для нахождения вероятностных характеристик нагрузок ПС Лесозаводск, Спасск и Дальневосточная использован ПВК Mathcad 15. Подробный расчет приведен в приложении А.

В связи с отсутствием реальных ГЭН в летний период, расчет проводится по ниже приведенным формулам по известной максимальной мощности. Для расчета примем, что коэффициент максимума равен 1,2, а коэффициент формы 1,15 [2]. Алгоритм расчета показан на примере ПС Лесозаводск.

Средняя активная и реактивная мощность определяется по выражению:

$$P_{cp.Лесозаводск} = \frac{P_{max.Лесозаводск}}{K_M}, \quad (3)$$

где $P_{max.Лесозаводск}$ – максимальная активная мощность, МВт;

K_M – коэффициент максимума.

$$P_{cp.Лесозаводск} = \frac{13,9}{1,2} = 11,58 \text{ МВт.}$$

Эффективная (среднеквадратичная) активная и реактивная мощности:

$$P_{эф.Лесозаводск} = P_{ср.Лесозаводск} \cdot K_{\phi}, \quad (4)$$

где K_{ϕ} – коэффициент формы.

$$P_{эф.Лесозаводск} = 11,58 \cdot 1,15 = 13,32 \text{ МВт.}$$

Таблица 8 – Вероятностные характеристики электрических нагрузок

Название ПС		Активная мощность			Реактивная мощность		
		Р _{ср} , МВт	Р _{эф} , МВт	Р _{max} , МВт	Q _{ср} , Мвар	Q _{эф} , Мвар	Q _{max} , Мвар
1		2	3	4	5	6	7
Лесозаводск	Зима	25	25,06	27,4	7,47	7,5	8,3
Лесозаводск	Лето	11,58	13,32	13,9	4,42	5,08	5,3
Спасск РУ 220 кВ	Зима	120,41	120,69	131,1	38,53	38,64	46,9
Спасск РУ 220 кВ	Лето	102,35	102,58	111,43	32,75	32,84	39,86
Спасск РУ 110 кВ	Зима	43,58	43,65	47,3	19,33	19,34	20,9
Спасск РУ 110 кВ	Лето	37,04	37,1	40,2	16,43	16,44	17,76
Дальневосточ- ная	Зима	287,05	287,97	321,1	123,9	125,15	142,4
Дальневосточ- ная	Лето	243,99	244,78	272,93	105,33	106,38	121,04

2.3 Прогнозирование электрических нагрузок

Для учёта увеличения нагрузки с течением времени производится её прогнозирование. Прогнозы электропотребления составляют основную исходную информацию для принятия решений о планировании оптимальных режимов работы и развития ЭЭС.

При проектировании электрических сетей прогноз электрических нагрузок выполняют на 5 лет вперед. Определенные прогнозные значения вероятностных характеристик будут использоваться во всех дальнейших расчётах.

Прогноз нагрузок осуществляется с помощью формул сложных процентов. Расчёт показан на примере ПС Лесозаводск в зимний период:

$$P_{\text{ср.прогн.ПС.Лесозаводск}} = P_{\text{ср.ПС.Лесозаводск}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t_{\text{баз}}}, \quad (5)$$

где $t_{\text{прог}}$ – год, на который определяется электрическая нагрузка (2022 год);

$t_{\text{баз}}$ – год, в который снимался замер (2017 год);

ε – относительный прирост электрической нагрузки (для выбранного района по данным схемы развития ЕЭС России $\varepsilon = 0,038$);

$P_{\text{ср.ПС.Лесозаводск}}$ – базовое значение вероятностной характеристики средней активной мощности.

$$P_{\text{ср.прогн.ПС.Лесозаводск}} = 25 \cdot (1 + 0,038)^5 = 30,12 \text{ МВт.}$$

Таким образом рассчитываются прогнозируемые средние, эффективные и максимальные активные и реактивные мощности на зимний и летний период.

Таблица 9 – Прогнозирование электрических нагрузок

Название ПС		Прогнозируемые средние нагрузки		Прогнозируемые эффективные нагрузки		Прогнозируемые максимальные нагрузки	
		Р _{ср} , МВт	Q _{ср} , МВар	Р _{эф} , МВт	Q _{эф} , МВар	Р _{мах} , МВт	Q _{мах} , МВар
1		2	3	4	5	6	7
Лесозаводск	Зима	30,12	9	30,2	9,04	33,02	10
Лесозаводск	Лето	13,95	5,326	16,05	6,121	16,75	6,386
Спасск РУ 220 кВ	Зима	145,1	46,43	145,4	46,56	158	56,51
Спасск РУ 220 кВ	Лето	123,3	39,46	123,6	39,57	134,3	48,03
Спасск РУ 110 кВ	Зима	52,51	23,29	52,6	23,3	57	25,18
Спасск РУ 110 кВ	Лето	44,63	19,8	44,71	19,81	48,44	21,4
Дальневосточная	Зима	345,9	149,3	347	150,8	386,9	171,6
Дальневосточная	Лето	294	126,9	295	128,2	328,9	145,9

Таким образом определены вероятностные характеристики в узлах нагрузки на 2017 год и спрогнозированы на пятилетний период.

3 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

3.1 Выбор номинального напряжения

Номинальное напряжение электрической сети существенно влияет на технико-экономические показатели сети, определяя дальнейший выбор устанавливаемого оборудования. При увеличении номинального напряжения растут капитальные вложения на сооружение ЛЭП и РУ ПС, но при этом в сети наблюдается снижение потерь мощности, эксплуатационных издержек и сечения проводов. Поэтому необходимо, чтобы выбранный уровень номинального напряжения отвечал требованиям экономической целесообразности.

Основными факторами, от которых зависит номинальное напряжение являются активная мощность, протекающая по линии и длина самой линии.

Рассматриваемый вариант строительства ВЛ подразумевает ее подключение к РУ ПС Лесозаводск, Спасск и Дальневосточная с общим классом номинального напряжения, то есть к РУ 220 кВ. Следовательно, расчет номинального напряжения производиться не будет.

3.2 Компенсация реактивной мощности

Прежде чем выбрать оборудование, необходимо решить вопрос о компенсации реактивной мощности. Мероприятия по компенсации реактивной мощности позволяют уменьшить нагрузку на трансформаторы, использовать провода меньшего сечения, снизить расходы на электроэнергию.

Определение значения требуемой мощности компенсирующих устройств определяется следующим образом:

$$Q_{\Sigma KV} = P_{\max} \cdot (tg\varphi - tg\varphi_{пред.}), \quad (6)$$

где P_{\max} – максимальная активная мощность, МВт;

$tg\varphi$ – фактический коэффициент реактивной мощности;

$tg\varphi_{пред.}$ – предельный коэффициент реактивной мощности, определяется по приказу Министерства энергетики РФ от 23.06.2015 г. № 380 «О порядке расчета

значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии» [4].

Значение мощности компенсирующих устройств на одну секцию шин с учетом резервирования:

$$Q_{КУ} = 1,1 \cdot \frac{Q_{\Sigma КУ}}{n_{с.ш.}}, \quad (7)$$

где $n_{с.ш.}$ – число секций шин.

По полученной расчётной мощности КУ выбирается тип и количество серийно выпускаемых устройств компенсации реактивной мощности.

Далее определяется некомпенсированная мощность, необходимая для дальнейшего выбора силовых трансформаторов на ПС:

$$Q_{неск.} = Q_{max.} - Q_{КУ}, \quad (8)$$

где $Q_{max.}$ – максимальная реактивная мощность, Мвар.

Так как наиболее выгодным является установка источников реактивной мощности непосредственно у потребителей, необходимо использовать для расчета мощность шин НН. Данные значения, а также предельный коэффициент реактивной мощности ПС Лесозаводск для наглядности сведены в таблицу 10.

Таблица 10 – Фактические данные ПС Лесозаводск

Напряжение на шинах НН, кВ	Максимальная активная мощность на шинах НН, МВт	Максимальная реактивная мощность на шинах НН, МВт	$tg\varphi$
10	18,45	4,05	0,22
10	16,7	4	0,24

Предельный коэффициент реактивной мощности для шин 6-10 кВ в соответствии с приказом № 380 [4] принимается равным 0,4. Так как фактический

коэффициент реактивной мощности для потребителей, подключаемых к ПС составляет меньше предельного, то компенсация не требуется. Следовательно, при расчётах будем использовать фактические значения реактивной мощности.

3.3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Выбор числа и мощности трансформаторов осуществляется в зависимости от категории надежности потребителей. Так как в составе нагрузки подстанции имеются потребители I категории, то число устанавливаемых трансформаторов на ПС должно быть не менее двух, чтобы обеспечить практически бесперебойное электроснабжение.

Исходной информацией при выборе мощности силовых трансформаторов является средняя активная мощность и некомпенсированная мощность за зимний период, передаваемая через силовой трансформатор.

Расчетную мощность силового трансформатора определяем по формуле:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot K_3}, \quad (9)$$

где n – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

K_3 – коэффициент загрузки, принимается равным 0,7 для двухтрансформаторных подстанций;

P_{cp} – среднее значение активной мощности в зимний период;

$Q_{неск}$ – некомпенсированная мощность в зимний период.

Так как в нашем случае КУ не требуется, то некомпенсированную мощность определим следующим образом:

$$Q_{неск} = Q_{max}. \quad (10)$$

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов. Значение номинальной мощности должно быть больше расчётной. Выбранный трансформатор обязательно проверяется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме []:

$$K_{з.норм} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{2 \cdot S_{тр}}, \quad (11)$$

$$K_{з.н/ав} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{S_{тр}}, \quad (12)$$

где $S_{тр}$ – номинальная мощность выбранного трансформатора, МВА.

Полученное значение коэффициента загрузки в нормальном режиме должно находиться в пределах от 0,5 до 0,7. В послеаварийном режиме при отключении одного трансформатора коэффициент трансформации не должен превышать 1,4.

Покажем расчет, определяющий выбор силовых трансформаторов на ПС Лесозаводск:

$$S_p = \frac{\sqrt{30,12^2 + 10^2}}{2 \cdot 0,7} = 22,67 \text{ МВА.}$$

По полученной расчётной мощности выбираем трансформатор марки ТДТН-25000/220 У1.

$$K_{з.А}^{ном} = \frac{\sqrt{30,12^2 + 10^2}}{2 \cdot 25} = 0,635.$$

$$K_{з.}^{н/ав} = \frac{\sqrt{30,12^2 + 10^2}}{25} = 1,269.$$

Данный трансформатор прошел проверку по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режиме.

3.4 Выбор сечения и марки провода линии электропередачи

Сечение провода – важнейший параметр линии, от которого зависит очень многое, и в первую очередь – надежность и работоспособность электрической сети. С увеличением сечения провода ЛЭП уменьшаются потери электроэнергии, их стоимость за год, однако при этом увеличиваются затраты на сооружения и отчисления от них.

Выбор сечения проводов линий производим по методу токовых экономических интервалов. Метод применим для выбора сечений воздушных линий

напряжением 110 – 500 кВ. Для этого определяются потоки максимальной активной и некомпенсированной мощности, протекающие по ним.

Максимальный ток, протекающий по линии:

$$I_{\max ij} = \frac{\sqrt{P_{\max ij}^2 + Q_{\text{неск}ij}^2}}{n_{\text{ц}} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \sqrt{3}}, \quad (13)$$

где $I_{\max ij}$ – максимальный ток, кА;

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

$n_{\text{ц}}$ – количество цепей;

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

Расчетный ток, текущий по линии:

$$I_{\text{расч}ij} = I_{\max ij} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T, \quad (14)$$

где $I_{\text{расч}ij}$ – расчётный ток, кА;

$I_{\max ij}$ – максимальный ток, кА;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования наибольшей нагрузки и коэффициент попадания нагрузки в максимум нагрузки энергосистемы (T_M).

Для воздушных линий 110 – 220 кВ: $\alpha_i=1,05$. По данным ЭТС т.3 [2] для $T_M=5000$ ч соответствующего класса напряжения $\alpha_T=1,2$.

По полученному значению расчетного тока выбирается сечение провода по справочнику с учетом района по гололеду, количества цепей, материала опор и номинального напряжения.

В связи с тем, что в упрощенной схеме потоки мощности по ЛЭП не совсем соответствуют действительным, а рассчитаны с некоторыми погрешностями, то для более верного определения сечения рассматриваемой ВЛ воспользуемся расчетом электрического режима. Предварительно зададимся проводом ВЛ «Лесозаводск – Спасск – Дальневосточная» марки АС 300/39. Вывод о правильности выбранного сечения сделаем после расчета послеаварийного режима, сравнив получившийся ток в интересующих нас линиях с предельно-допустимым током для данного сечения.

3.5 Конструктивное исполнение подстанции 220 кВ «Лесозаводск»

Конструктивное исполнение распределительных устройств:

1) на напряжение 220 кВ распределительное устройство выполнено открытым (ОРУ);

2) на напряжение 35 кВ установлено комплектное распределительное устройство наружной установки (КРУН);

3) на напряжение 10 кВ выполнено закрытым (ЗРУ).

ОРУ 220 кВ выполнено по схеме одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин. От ОРУ 220 кВ отходит 7 воздушных вводов.

КРУН 35 кВ выполнено по схеме одна рабочая секционированная выключателем системы шин. От КРУН 35 кВ отходит 5 кабельных вводов.

ЗРУ 10 кВ выполнено по схеме одна рабочая секционированная выключателем система шин. От ЗРУ 10 кВ отходит 10 кабельных вводов.

Вариант развития рассматриваемой электрической сети включает строительство воздушной линии, что предполагает расширение РУ 220 кВ подстанции на одну ячейку для подключения линии. Также принято решение о замене установленных трансформаторов на трансформаторы марки ТДТН-25000/220. Данное мероприятие позволит увечить суммарную установленную мощность ПС «Лесозаводск» и повысить надежность электроснабжения потребителей, среди которых есть потребители первой категории.

Бесперебойное электроснабжение обеспечивается только при правильно

выбранной схеме ПС. В связи с этим, к схемам РУ предъявляются соответствующие требования: надежность, экономичность, удобство проведения ремонтных работ, оперативная гибкость.

Схема, по которой выполнено ОРУ (220-12), предназначена для возможности ревизий и ремонтов выключателей без перерыва питания. При выводе в ремонт выключателя используется обходной выключатель, который в нормальном режиме не задействован.

Достоинствами схемы являются:

- 1) простота и наглядность;
- 2) достаточно высокая надежность;
- 3) относительно малое время перерыва электроснабжения при авариях на одной из систем шин.

Расширение ОРУ 220 кВ выполняется в соответствии с ПУЭ, строительными нормами и правилами (СНиП), а также руководящими указаниями, относящимися к проектированию, сооружению и эксплуатации ПС.

На рисунке 2 представлен вариант реконструкции ПС.

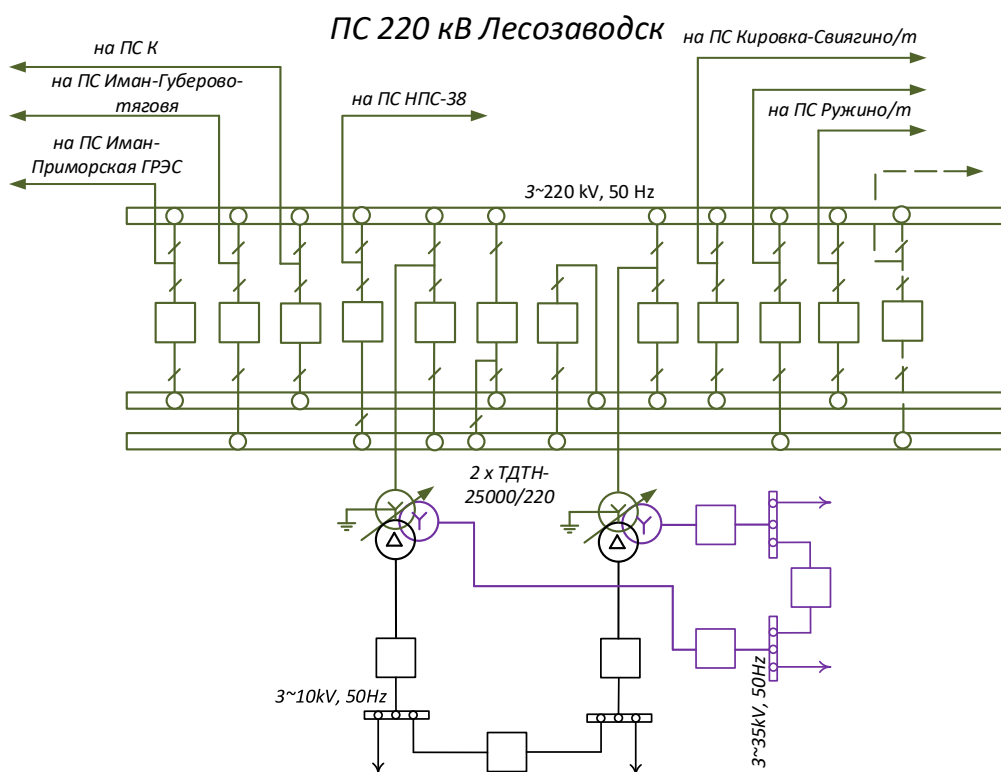


Рисунок 2 – Вариант реконструкции ПС 220 кВ «Лесозаводск»

4 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ

4.1 Расчетная модель

В настоящей ВКР для создания расчетной модели использован программно-вычислительный комплекс RastrWin3, который позволяет производить расчет и анализ режимов электрических сетей, а именно: определять потоки мощности по участкам сети, напряжения в узлах, а также потери мощности в элементах сети [6].

Перед проведением расчетов в данной программе необходимо подготовить исходные данные по схеме, нагрузкам и генераторам электрической сети в форме, понятной ПВК RastrWin3. Для этого следует рассчитать параметры линий и трансформаторов.

Расчет параметров ЛЭП осуществляется по следующим формулам [].

Активное сопротивление воздушной линии электропередачи:

$$R_l = r_0 \cdot l_l, \quad (15)$$

где r_0 – активное погонное сопротивление линии, Ом/км;

l – длина линии, км.

Реактивное сопротивление воздушной линии электропередачи:

$$X_l = x_0 \cdot l_l, \quad (16)$$

где x_0 – реактивное погонное сопротивление линии, Ом/км.

Погонные активное и реактивное сопротивления выбираем по таблице [2] в зависимости от сечения линии и класса напряжения.

Реактивная мощность, генерируемая линиями электропередачи (зарядная мощность), в ПВК RastrWin3 моделируется емкостной проводимостью ВЛ со знаком минус:

$$B_l = b_0 \cdot l_l, \quad (17)$$

где b_0 – погонная емкостная проводимость, мкСм/км.

Активная проводимость линии электропередачи:

$$G_l = g_0 \cdot l_l, \quad (18)$$

где g_0 – погонная активная проводимость, мкСм/км, которая определяется по формуле:

$$g_0 = \frac{\Delta P_{кор}}{U_{ном}^2}, \quad (19)$$

где $\Delta P_{кор}$ – потери мощности на корону, кВт/км;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение линии, кВ.

Параметры линий электропередачи СВН для большей точности определяются в следующем порядке [24]:

Коэффициент распространения электромагнитной волны:

$$\gamma_0 = \sqrt{(r_0 + jx_0) \cdot (g_0 + jb_0)}. \quad (20)$$

Волновое сопротивление линии:

$$Z_B = \sqrt{\frac{r_0 + jx_0}{g_0 + jb_0}}. \quad (21)$$

Сопротивления и проводимости линии П-образной схемы замещения:

$$Z_{II} = Z_B \cdot sh(\gamma_0 \cdot l_l) = r_{II} + jx_{II}, \quad (22)$$

$$Y_{II} = \frac{1}{Z_B} \cdot th\left(\gamma_0 \cdot \frac{l_l}{2}\right) = g_{II} + jb_{II}. \quad (23)$$

Трансформаторы вводятся в схему сопротивлениями каждой ступени напряжения, активной и реактивной проводимостями, а также коэффициентами трансформации.

Для расчёта параметров трансформаторов используем следующие формулы [2]:

$$G_m = \frac{\Delta P_x}{U_{ВН}^2}, \quad (24)$$

где ΔP_x – потери активной мощности на холостой ход, кВт;

$U_{ВН}$ – номинальное напряжение на высокой стороне трансформатора, кВ.

$$B_m = \frac{\Delta Q_x}{U_{BH}^2}, \quad (25)$$

где ΔQ_x – потери реактивной мощности на холостой ход, кВар;

Коэффициенты трансформации для каждой из сторон трехобмоточного трансформатора определяются по формулам:

$$K_{m.B} = \frac{U_{BH}}{U_{BH}}; \quad (26)$$

$$K_{m.C} = \frac{U_{CH}}{U_{BH}}; \quad (27)$$

$$K_{m.H} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}}, \quad (28)$$

где U_{BH} , U_{CH} , U_{HH} – номинальные напряжения для высокой, средней и низкой сторон соответственно, кВ.

Сопротивления силовых трансформаторов и автотрансформаторов, а также все необходимые данные для расчета определяются на основе каталожных данных. Подробный расчет всех параметров линий электропередачи и трансформаторов приведен в приложении Б.

Для задания исходных данных в ПВК RastrWin 3 необходимо заполнить таблицы, содержащую информацию по узлам и по ветвям схемы. В расчетную модель входит один балансирующий узел – «Приморская ГРЭС ОРУ 500», а также генераторные и нагрузочные узлы. В целях увеличения точности дальнейшего прогноза составленной расчетной модели в ПВК RastrWin3 было учтено максимально возможное количество подстанций Приморского края. Нагрузки на большинстве ПС при расчетах учитываются как нагрузки, приведенные к высокой стороне.

В качестве примера в таблицах 11, 12 и 13 сведены подготовленные исходные данные для расчета прогнозируемого максимального режима. Нагрузки в узлах схемы были взяты из схемы потокораспределения за контрольный день 20 декабря 2017 года. Для расчета минимального режима использовались данные схемы потокораспределения за контрольный день 21 июня 2017 года.

Таблица 11 – Пример задания узлов схемы для существующего режима

№ узла	Наименование узла	Уном узла, кВ	Нагрузка		Генерация	
			P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар
1	2	3	4	5	6	7
1	ПримГРЭС ОРУ 500	500	-	-	555	-139,3
2	НН Т1 ПримГРЭС ОРУ 500	16	19,9	14,6	157	103
3	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС ОРУ 500	500	-	-	-	-
4	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС ОРУ 500	500	-	-	-	-
5	НН АТ1 ПримГРЭС ОРУ 500	16	1,6	1,3	-	-
6	НН АТ2 ПримГРЭС ОРУ 500	16	18,6	15,3	160	91,1
7	ПримГРЭС ОРУ 220	220	-	-	139	-41
8	НН Т1 ПримГРЭС ОРУ 220	16	42,7	33,5	361	187,1
9	Нейтраль АТ3 ПримГРЭС ОРУ 220	220	-	-	-	-
10	Нейтраль АТ4 ПримГРЭС ОРУ 220	220	-	-	-	-
11	НН АТ3 ПримГРЭС ОРУ 220	10	10,4	8,6	81	19,1
12	НН АТ4 ПримГРЭС ОРУ 220	10	1,3	1,1	-	-
13	ПримГРЭС ОРУ 110	110	67,8	8,8	-	-
14	НН Т1 ПримГРЭС ОРУ110	10	11,7	8,8	83	11

Таблица 12 – Пример задания параметров трансформаторов

№ начала ветви	№ конца ветви	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	G, мкСм	Kт
1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	ПримГРЭС ОРУ 500 – НН Т1 ПримГРЭС ОРУ 500	2,56	137,5	4,5	1	0,032
1	3	ПримГРЭС ОРУ 500 - Нейтраль АТ1 ПримГРЭС ОРУ 500	0,58	61,1	8,016	0,5	1
1	4	ПримГРЭС ОРУ 500 - Нейтраль АТ2 ПримГРЭС ОРУ 500	0,58	61,1	8,016	0,5	1
3	5	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС ОРУ 500 - НН АТ1 ПримГРЭС ОРУ 500	2,9	133,5	-	-	0,032
4	6	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС ОРУ 500 - НН АТ2 ПримГРЭС ОРУ 500	2,9	133,5	-	-	0,032

1	2	3	4	5	6	7	8
3	7	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС ОРУ 500 - ПримГРЭС ОРУ 220	0,39	-	-	-	0,46
4	7	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС ОРУ 500 - ПримГРЭС ОРУ 220	0,39	-	-	-	0,46
7	8	ПримГРЭС ОРУ 220 – НН Т1 ПримГРЭС ОРУ 220	0,37	12,85	38,42	7,514	0,065

Таблица 13 – Пример задания параметров ЛЭП

№ начала ветви	№ конца ветви	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	G, мкСм
1	2	3	4	5	6	7
1	23	ПримГРЭС ОРУ 500 – ПС Чугуевка-2 ОРУ 500	8,465	89,9	-1051	9,341
1	15	ПримГРЭС ОРУ 500 – ПС Дальневосточная ОРУ 500	10,01	106	-1243	11,05
15	21	ПС Дальневосточная ОРУ 500 – ПС Владивосток ОРУ 500	3,243	29,6	-379	3,053
25	21	ПС Лозовая ОРУ 500 – ПС Владивосток ОРУ 500	3,988	36,4	-466	3,754
23	25	ПС Чугуевка-2 ОРУ 500 – ПС Лозовая ОРУ 500	6,443	58,7	-752	6,064
50	22	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220 – ПС Владивосток ОРУ 220	5,081	22,2	-137	2,675

4.2 Анализ прогнозируемых максимальных и минимальных режимов без учета ввода воздушной линии

Спрогнозировав нагрузки в узлах существующей схемы на 2022 год, произведены расчеты максимального и минимального режимов, результаты которых представлены в приложении В, а также на листах 3 и 4 графической части.

4.2.1 Анализ отклонений напряжений

В соответствии с ГОСТ-32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» отклонения напряжения на шинах подстанций не должны превышать 10%.

Результаты расчета отклонений напряжений для максимального и минимального режима сведены в таблицы 14 и 15.

Таблица 14 – Отклонения напряжений в максимальном режиме

Наименование узла	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
Приморская ГРЭС	220	239,3	8,77
Приморская ГРЭС НН АТ1	10	10,59	5,9
Приморская ГРЭС	110	118,82	8,02
ПС Дальневосточная	500	497,04	-0,59
ПС Дальневосточная	220	231,43	5,19
ПС Дальневосточная НН АТ1	10	10,84	8,44
ПС Дальневосточная НН АТ2	10	10,84	8,42
ПС Владивосток	500	499,33	-0,13
ПС Владивосток	220	230,5	4,77
ПС Чугуевка-2	500	508,86	1,77
ПС Чугуевка-2	220	233,83	6,29
ПС Лозовая	500	501,31	0,26
ПС Лозовая	220	224,2	1,91
ПС Иман	220	236,2	7,36
ПС Иман	110	119,4	8,55
ПС Иман НН АТ1	35	37,95	8,42
ПС Иман НН АТ2	35	37,61	7,46
ПС Лесозаводск	220	232,72	5,78
ПС Лесозаводск	35	37,20	6,30
ПС Лесозаводск	10	10,57	5,74
НПС-38	220	235,13	6,88
ПС Ружино/т	220	232,64	5,74
ПС Кировка	220	228,78	3,99
ПС Свягино/т	220	226,8	3,09
ПС Спасск	220	226,1	2,77

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4
ПС Спасск	110	115,99	5,44
ПС К	220	231,9	5,41
ПС К	110	120,69	9,72
ПС Высокогорск	220	231,2	5,09
ПС Горелое	220	230,6	4,82
ПС Горелое	110	119,73	8,85
ПС Арсеньев-2	220	230,19	4,63
ПС Уссурийск-2	220	225,5	2,5
ПС Уссурийск-2	110	111,15	1,04
Партизанская ГРЭС	220	224,9	2,23
ПС Губерово/т	220	236,77	7,62
ПС Дмитриевка	110	114,78	4,35
ПС Черниговка	110	113,82	3,48
ПС Ярославка	110	111,81	1,65
ПС Мучная	110	114,03	3,66
ПС Вадимовка	110	113,05	2,77

При расчёте установившегося максимального режима отклонение напряжения сохранялось в допустимых пределах за счет применения устройств РПН.

Таблица 15 – Отклонения напряжений в минимальном режиме

Наименование узла	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
Приморская ГРЭС	220	233,56	6,16
Приморская ГРЭС НН АТ1	10	10,37	3,75
Приморская ГРЭС НН АТ2	10	10,38	3,78
Приморская ГРЭС	110	118,74	7,95
ПС Дальневосточная ОРУ	500	491,06	-1,79
ПС Дальневосточная	220	240,74	9,43
ПС Дальневосточная НН АТ1	10	10,42	4,22
ПС Дальневосточная НН АТ2	10	10,42	4,21
ПС Владивосток	500	499,62	-0,08

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4
ПС Владивосток	220	230,73	4,88
ПС Чугуевка-2	500	516,95	3,39
ПС Чугуевка-2	220	237,07	7,76
ПС Лозовая	500	508,3	1,44
ПС Лозовая	220	228,5	3,86
ПС Иман	220	232,32	5,6
ПС Иман	110	109,14	-0,79
ПС Иман НН АТ1	35	38,04	8,68
ПС Иман НН АТ2	35	38,01	8,61
ПС Лесозаводск	220	231,94	5,43
ПС Лесозаводск	35	36,17	3,36
ПС Лесозаводск	10	10,35	3,5
НПС-38	220	232,9	5,87
ПС Ружино/г	220	231,88	5,4
ПС Кировка	220	230,74	4,88
ПС Свягино/г	220	230,14	4,61
ПС Спасск	220	230,44	4,75
ПС Спасск	110	119,5	8,64
ПС К	220	235,22	6,92
ПС К	110	116,03	5,48
ПС Высокогорск	220	234,34	6,52
ПС Горелое	220	233,6	6,18
ПС Горелое	110	117,08	6,43
ПС Арсеньев-2	220	233,55	6,16
ПС Уссурийск-2	220	230,21	4,64
ПС Уссурийск	110	117,19	6,53
Партизанская ГРЭС	220	229,28	4,22
ПС Губерово/г	220	232,65	5,75
ПС Дмитриевка	110	118,9	8,09
ПС Черниговка	110	118,4	7,64
ПС Ярославка	110	117,2	6,54
ПС Мучная	110	118,25	7,5
ПС Вадимовка	110	117,57	6,89

При расчёте установившегося минимального режима с помощью устройств РПН отклонение напряжения сохранялось в допустимых пределах.

4.2.2 Анализ токовой загрузки линий электропередачи

Результаты токовой загрузки ЛЭП приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Токовая загрузка линий электропередачи в максимальном режиме

N_нач	N_кон	Название	I нач, А	I кон, А	I доп, А	I доп расч, А	I/I доп, %
1	2	3	4	5	6	7	8
1	23	ПримГРЭС ОРУ 500 – ПС Чугуевка-2 ОРУ 500	676	659	2040	2539,80	26,6
1	15	ПримГРЭС ОРУ 500 - ПС Дальневосточная ОРУ 500	730	727	2190	2726,50	26,8
15	21	ПС Дальневосточная ОРУ 500 – ПС Владивосток ОРУ 500	317	303	2040	2539,80	12,5
25	21	ПС Лозовая ОРУ 500 – ПС Владивосток ОРУ 500	113	124	2040	2539,8	4,9
23	25	ПС Чугуевка-2 ОРУ 500 – ПС Лозовая ОРУ 500	399	414	2040	2539,8	16,3
50	22	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220 - ПС Владивосток ОРУ 220	139	121	710	884	15,7
20	50	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	457	459	710	884	52
20	50	ПС Дальневосточная ОРУ 220 – ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	321	324	710	884	36,6
20	42	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Спасск ОРУ 220	120	136	710	884	15,4
20	49	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	29	39	605	753,2	5,2
7	38	ПримГРЭС ОРУ 220 - НПС-38	286	284	710	884	32,4
7	53	ПримГРЭС ОРУ 220 – ПС Губерова/т 220	449	449	710	884	50,8
53	59	ПС Губерова/т 220 – Отпайка 1 ПС Иман 220	387	384	710	884	43,8
7	60	ПримГРЭС ОРУ 220 – Отпайка 2 ПС Иман 220	321	317	710	884	36,3
59	27	Отпайка 1 ПС Иман 220 – ПС Иман 220	169	169	710	884	19,1
60	27	Отпайка 2 ПС Иман 220 – ПС Иман 220	55	54	710	884	6,2
59	33	Отпайка 1 ПС Иман 220 – ПС Лесозаводск ОРУ 220	228	229	710	884	25,9
60	33	Отпайка 2 ПС Иман 220 – ПС Лесозаводск ОРУ 220	334	335	710	884	37,9
38	33	НПС-38 – ПС Лесозаводск ОРУ 220	268	266	710	884	30,3

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7	8
33	39	ПС Лесозаводск ОРУ 220 – ПС Ружино/т	106	106	710	884	12
33	40	ПС Лесозаводск ОРУ 220 – ПС Кировка 220	461	460	710	884	52,1
40	41	ПС Кировка 220 - ПС Свягино/т 220	421	419	710	884	47,6
41	42	ПС Свягино/т 220 – ПС Спасск ОРУ 220	383	381	710	884	43,4
33	44	ПС Лесозаводск ОРУ 220 – ПС К ОРУ 220	220	200	710	884	24,9
44	46	ПС К ОРУ 220 – ПС Высокогорск 220	101	102	710	884	11,5
46	47	ПС Высокогорск 220 – ПС Горелое ОРУ 220	101	102	710	884	11,5
44	47	ПС К ОРУ 220 – ПС Горелое ОРУ 220	101	103	710	884	11,6
24	44	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 – ПС К ОРУ 220	90	90	710	884	10,2
24	49	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 – ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	297	297	605	753,2	39,5
43	57	ПС Спасск ОРУ 110 – ПС Мучная 110	158	159	390	485,6	32,7
57	58	ПС Мучная 110 – ПС Вадимовка 110	135	135	390	485,6	27,8
43	54	ПС Спасск ОРУ 110 – ПС Дмитриевка 110	157	157	520	647,4	24,2
43	54	ПС Спасск ОРУ 110 – ПС Дмитриевка 110	142	143	520	647,4	22
54	55	ПС Дмитриевка 110 – ПС Черниговка 110	133	133	390	485,6	27,4
54	56	ПС Дмитриевка 110 – ПС Ярославка 110	159	159	520	647,4	24,6
55	56	ПС Черниговка 110 – ПС Ярославка 110	114	114	520	647,4	17,6
24	52	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 – Партизанская ГРЭС ОРУ 220	186	193	710	884	21,9
26	52	ПС Лозовая ОРУ 220 – Партизанская ГРЭС ОРУ 220	165	161	710	884	18,6

По приведенным данным таблицы видно, что все линии электропередачи не превышают максимально допустимую нагрузку. При этом в сети имеются как оптимально загруженные, так и слабо загруженные линии.

В минимальном летнем режиме нагрузка ВЛ также не превышает предельно допустимых значений (приложение В).

4.2.3 Анализ потерь активной и реактивной мощности

Показателем, отражающим эффективность работы ЭЭС, является величина потерь активной мощности, а именно их доля от вырабатываемой или передаваемой мощности. На основании уровня потерь электроэнергии можно сделать выводы о необходимости и объеме внедрения энергосберегающих мероприятий.

Потери в рассматриваемой электрической сети представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Потери активной и реактивной мощности

Ре- жим	$P_{наг}$, МВт	Всего, МВт	Нагрузочные потери в ЛЭП, МВт	Нагрузочные потери в трансформа- торах, МВт	Потери на ко- рону, МВт	Потери холостого хода транс- форматоров, МВт
1	2	3	4	5	6	7
max	1764	84,91	67,94	4,42	9,94	2,61
min	1031	39,36	25,05	1,91	10,08	2,32

В максимальном установившемся режиме потери в электрической сети составляют 4,81 %, в минимальном режиме – 3,73%.

Схема потокораспределения установившегося максимального режима представлена на рисунке 3.

Минимальный режим приведен в приложении В.

4.3 Анализ прогнозируемых послеаварийных режимов

Первый послеаварийный режим производится в зимний период (режим максимальных нагрузок). Для этого будет отключена ВЛ 500 кВ «Приморская ГРЭС – Дальневосточная».

Таблица 18 – Отклонения напряжений в послеаварийном режиме

Наименование узла	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
Приморская ГРЭС	220	237,91	8,14
Приморская ГРЭС НН АТ1	10	10,59	5,9
Приморская ГРЭС	110	118,82	8,02
ПС Дальневосточная	500	490	-2
ПС Дальневосточная	220	228,97	4,08
ПС Дальневосточная НН АТ1	10	10,73	7,26
ПС Дальневосточная НН АТ2	10	10,72	7,25
ПС Владивосток	500	492	-1,6
ПС Владивосток	220	230,5	4,77
ПС Чугуевка-2	500	491,03	-1,79
ПС Чугуевка-2	220	229,74	4,43
ПС Лозовая	500	490,76	-1,85
ПС Лозовая	220	224,2	1,91
ПС Иман	220	226,24	2,84
ПС Иман	110	110,67	0,61
ПС Иман НН АТ1	35	35,82	2,33
ПС Иман НН АТ2	35	36,26	3,61
ПС Лесозаводск	220	222,77	1,26
ПС Лесозаводск	35	35,43	1,21
ПС Лесозаводск	10	10,06	0,56
НПС-38	220	227,34	3,34
ПС Ружино/т	220	222,68	1,22
ПС Кировка	220	219,69	-0,14
ПС Свягино/т	220	221,53	0,7
ПС Спасск	220	226,1	2,77
ПС Спасск	110	115,99	5,44
ПС К	220	231,9	5,41

1	2	3	4
ПС К	110	113,47	3,15
ПС Высокогорск	220	231,2	5,09
ПС Горелое	220	230,6	4,82
ПС Горелое	110	119,73	8,85
ПС Арсеньев-2	220	230,19	4,63
ПС Уссурийск-2	220	225,5	2,5
ПС Уссурийск	110	111,15	1,04
Партизанская ГРЭС	220	224,9	2,23
ПС Губерово/т	220	230,84	4,93
ПС Дмитриевка	110	114,78	4,35
ПС Черниговка	110	113,82	3,48
ПС Ярославка	110	111,81	1,65
ПС Мучная	110	114,03	3,66
ПС Вадимовка	110	113,05	2,77

По результатам анализа видно, что отклонения напряжений не превышают допустимые 10 %, что соответствует условиям качества электрической энергии.

Результаты токовой загрузки ЛЭП приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Токовая загрузка линий электропередачи в послеаварийном режиме

N_нач	N_кон	Название	I нач, А	I кон, А	I доп, А	I доп расч, А	I/I доп, %
1	2	3	4	5	6	7	8
1	23	ПримГРЭС ОРУ 500 – ПС Чугуевка-2 ОРУ 500	1277	1275	2040	2539,80	50,3
1	15	ПримГРЭС ОРУ 500 - ПС Дальневосточная ОРУ 500	-	-	2190	2726,50	-
15	21	ПС Дальневосточная ОРУ 500 – ПС Владивосток ОРУ 500	144	135	2040	2539,80	5,7
25	21	ПС Лозовая ОРУ 500 - ПС Владивосток ОРУ 500	586	576	2040	2539,8	23,1
23	25	ПС Чугуевка-2 ОРУ 500 – ПС Лозовая ОРУ 500	856	832	2040	2539,8	33,7
50	22	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220 - ПС Владивосток ОРУ 220	136	119	710	884	15,3
20	50	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	431	431	710	884	48,7

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6	7	8
20	50	ПС Дальневосточная ОРУ 220 – ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	303	303	710	884	34,3
20	42	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Спасск ОРУ 220	253	263	710	884	29,8
20	49	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	253	259	605	753,2	34,3
7	38	ПримГРЭС ОРУ 220 – НПС-38	434	436	710	884	49,4
7	53	ПримГРЭС ОРУ 220 – ПС Губерово/т 220	654	656	710	884	74,2
53	59	ПС Губерово/т 220 – Отпайка 1 ПС Иман 220	584	584	710	884	66,1
7	60	ПримГРЭС ОРУ 220 – Отпайка 2 ПС Иман 220	473	475	710	884	53,8
59	27	Отпайка 1 ПС Иман 220 – ПС Иман 220	211	211	710	884	23,9
60	27	Отпайка 2 ПС Иман 220 – ПС Иман 220	81	81	710	884	9,2
59	33	Отпайка 1 ПС Иман 220 – ПС Лесозаводск ОРУ 220	374	372	710	884	42,3
60	33	Отпайка 2 ПС Иман 220 – ПС Лесозаводск ОРУ 220	547	546	710	884	61,9
38	33	НПС-38 – ПС Лесозаводск ОРУ 220	419	419	710	884	47,4
33	39	ПС Лесозаводск ОРУ 220 – ПС Ружино/т	111	111	710	884	12,6
33	40	ПС Лесозаводск ОРУ 220 – ПС Кировка 220	859	856	710	884	97,2
40	41	ПС Кировка 220 – ПС Свягино/т 220	817	813	710	884	92,5
41	42	ПС Свягино/т 220 – ПС Спасск ОРУ 220	783	777	710	884	88,6
33	44	ПС Лесозаводск ОРУ 220 – ПС К ОРУ 220	336	302	710	884	38
44	46	ПС К ОРУ 220 – ПС Высокогорск 220	101	102	710	884	11,5
46	47	ПС Высокогорск 220 – ПС Горелое ОРУ 220	101	102	710	884	11,5
44	47	ПС К ОРУ 220 - ПС Горелое ОРУ 220	101	103	710	884	11,6
24	44	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 – ПС К ОРУ 220	48	10	710	884	5,5
24	49	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 – ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	619	613	605	753,2	82,2
43	57	ПС Спасск ОРУ 110 – ПС Мучная 110	158	159	390	485,6	32,7
57	58	ПС Мучная 110 – ПС Вадимовка 110	135	135	390	485,6	27,8
43	54	ПС Спасск ОРУ 110 – ПС Дмитриевка 110	157	157	520	647,4	24,2
43	54	ПС Спасск ОРУ 110 – ПС Дмитриевка 110	142	143	520	647,4	22

1	2	3	4	5	6	7	8
54	55	ПС Дмитриевка 110 – ПС Черниговка 110	133	133	390	485,6	27,4
54	56	ПС Дмитриевка 110 – ПС Ярославка 110	159	159	520	647,4	24,6
55	56	ПС Черниговка 110 – ПС Ярославка 110	114	114	520	647,4	17,6
24	52	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 – Партизанская ГРЭС ОРУ 220	273	267	710	884	30,8
26	52	ПС Лозовая ОРУ 220 – Партизанская ГРЭС ОРУ 220	89	84	710	884	10,1

По результатам анализа делаем вывод, что линии не превышают максимально допустимую нагрузку, однако, в сети имеется несколько ВЛ, загрузка которых очень высокая: «Лесозаводск–Кировка», «Кировка – Свягино/т», «Свягино/т – Спасск» и «Чугуевка-2 – Арсеньев-2». Для наглядности данные линии выделены цветом в таблице.

Так как характерным периодом года для вывода в ремонт ВЛ является летний, то второй послеаварийный режим будет посчитан на основе режима минимальных нагрузок. Анализ проводим, создав в электрической сети наиболее тяжелую ситуацию, когда происходит аварийное отключение второй ВЛ. Для этого будут отключены ВЛ 500 кВ «Приморская ГРЭС – Дальневосточная» и «Дальневосточная – Чугуевка-2».

В результате большого возмущения в системе, вызванного отключением ВЛ, была отключена значительная часть нагрузки для сходимости режима.

Таблица 20 – Отклонения напряжений в послеаварийном режиме

Наименование узла	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
Приморская ГРЭС	220	232,55	5,71
Приморская ГРЭС НН АТ1	10	10,38	3,78
Приморская ГРЭС	110	118,74	7,95
ПС Дальневосточная	500	486,6	-2,68
ПС Дальневосточная	220	236,75	7,61
ПС Дальневосточная НН АТ1	10	10,44	4,45

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4
ПС Дальневосточная НН АТ2	10	10,44	4,43
ПС Владивосток	500	496,58	-0,68
ПС Чугуевка-2	500	513,88	2,78
ПС Чугуевка-2	220	235,06	6,85
ПС Лозовая	500	505,09	1,02
ПС Лозовая	220	228,5	3,86
ПС Иман	220	225,6	2,55
ПС Иман	110	105,93	-3,7
ПС Иман НН АТ1	35	36,89	5,4
ПС Иман НН АТ2	35	36,87	5,33
ПС Лесозаводск	220	223,54	1,61
ПС Лесозаводск	35	34,81	-0,56
ПС Лесозаводск	10	9,95	-0,46
НПС-38	220	226	2,73
ПС Ружино/т	220	223,47	1,58
ПС Кировка	220	222,5	1,13
ПС Свягино/т	220	225,24	2,38
ПС Спасск	220	230,44	4,75
ПС Спасск	110	119,51	8,65
ПС К	220	235,22	6,92
ПС К	110	116,03	5,48
ПС Высокогорск	220	235,29	6,95
ПС Арсеньев-2	220	233,55	6,16
ПС Уссурйск-2	220	230,21	4,64
Партизанская ГРЭС	220	229,28	4,22
ПС Губерово/т	220	228,42	3,83
ПС Дмитриевка	110	118,91	8,1
ПС Черниговка	110	118,41	7,65
ПС Ярославка	110	117,2	6,55
ПС Мучная	110	118,26	7,51
ПС Вадимовка	110	117,58	6,89

По результатам анализа видно, что отклонения напряжений не превышают допустимые 10 %, что соответствует условиям качества электрической энергии.

Результаты токовой загрузки ЛЭП приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Токовая загрузка линий электропередачи в послеаварийном режиме

N_нач	N_кон	Название	I нач, А	I кон, А	I доп, А	I доп расч, А	I/I доп, %
1	2	3	4	5	6	7	8
1	23	ПримГРЭС ОРУ 500 – ПС Чугуевка-2 ОРУ 500	-	-	2040	2539,80	-
1	15	ПримГРЭС ОРУ 500 - ПС Дальневосточная ОРУ 500	-	-	2190	2726,50	-
15	21	ПС Дальневосточная ОРУ 500 – ПС Владивосток ОРУ 500	240	189	2040	2539,80	27,1
25	21	ПС Лозовая ОРУ 500 - ПС Владивосток ОРУ 500	128	189	2040	2539,8	21,4
23	25	ПС Чугуевка-2 ОРУ 500 - ПС Лозовая ОРУ 500	61	197	2040	2539,8	22,3
50	22	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220 - ПС Владивосток ОРУ 220	-	-	710	884	-
20	50	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	176	193	710	884	21,8
20	50	ПС Дальневосточная ОРУ 220 – ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	117	142	710	884	16
20	42	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Спасск ОРУ 220	353	366	710	884	41,4
20	49	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	99	106	605	753,2	14,1
7	38	ПримГРЭС ОРУ 220 - НПС-38	412	410	710	884	46,6
7	53	ПримГРЭС ОРУ 220 – ПС Губерова/т 220	580	580	710	884	65,6
53	59	ПС Губерова/т 220 – Отпайка 1 ПС Иман 220	552	551	710	884	62,4
7	60	ПримГРЭС ОРУ 220 – Отпайка 2 ПС Иман 220	434	433	710	884	49,1
59	27	Отпайка 1 ПС Иман 220 - ПС Иман 220	182	182	710	884	20,6
60	27	Отпайка 2 ПС Иман 220 - ПС Иман 220	109	109	710	884	12,4
59	33	Отпайка 1 ПС Иман 220 - ПС Лесозаводск ОРУ 220	370	366	710	884	41,8
60	33	Отпайка 2 ПС Иман 220 - ПС Лесозаводск ОРУ 220	540	538	710	884	61,1
38	33	НПС-38 – ПС Лесозаводск ОРУ 220	391	389	710	884	44,3
33	39	ПС Лесозаводск ОРУ 220 – ПС Ружиного/т	78	79	710	884	8,9
33	40	ПС Лесозаводск ОРУ 220 – ПС Кировка 220	797	792	710	884	90,1
40	41	ПС Кировка 220 – ПС Свягино/т 220	770	765	710	884	87,2
41	42	ПС Свягино/т 220 – ПС Спасск ОРУ 220	735	729	710	884	83,2

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4	5	6	7	8
33	44	ПС Лесозаводск ОРУ 220 – ПС К ОРУ 220	415	381	710	884	47
44	46	ПС К ОРУ 220 – ПС Высокогорск 220	9	3	710	884	1
46	47	ПС Высокогорск 220 – ПС Горелое ОРУ 220	-	-	710	884	-
44	47	ПС К ОРУ 220 – ПС Горелое ОРУ 220	-	-	710	884	-
24	44	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 – ПС К ОРУ 220	289	299	710	884	33,9
24	49	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 – ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	71	75	605	753,2	9,9
43	57	ПС Спасск ОРУ 110 – ПС Мучная 110	83	84	390	485,6	17,4
57	58	ПС Мучная 110 – ПС Вадимовка 110	72	73	390	485,6	15
43	54	ПС Спасск ОРУ 110 – ПС Дмитриевка 110	82	82	520	647,4	12,7
43	54	ПС Спасск ОРУ 110 – ПС Дмитриевка 110	75	75	520	647,4	11,6
54	55	ПС Дмитриевка 110 – ПС Черниговка 110	70	70	390	485,6	14,5
54	56	ПС Дмитриевка 110 – ПС Ярославка 110	84	85	520	647,4	13,1
55	56	ПС Черниговка 110 – ПС Ярославка 110	60	61	520	647,4	9,4
24	52	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 – Партизанская ГРЭС ОРУ 220	95	108	710	884	12,2
26	52	ПС Лозовая ОРУ 220 – Партизанская ГРЭС ОРУ 220	64	58	710	884	7,3

По приведенным данным таблицы видно, что все линии электропередачи не превышают максимально допустимую нагрузку, однако, ВЛ «Лесозаводск – Кировка», «Кировка – Свягино/т» и «Свягино/т – Спасск» сильно загружены. Для наглядности данные линии также выделены цветом.

Схемы потокораспределения послеаварийных режимов представлены на рисунках 4 и 5.

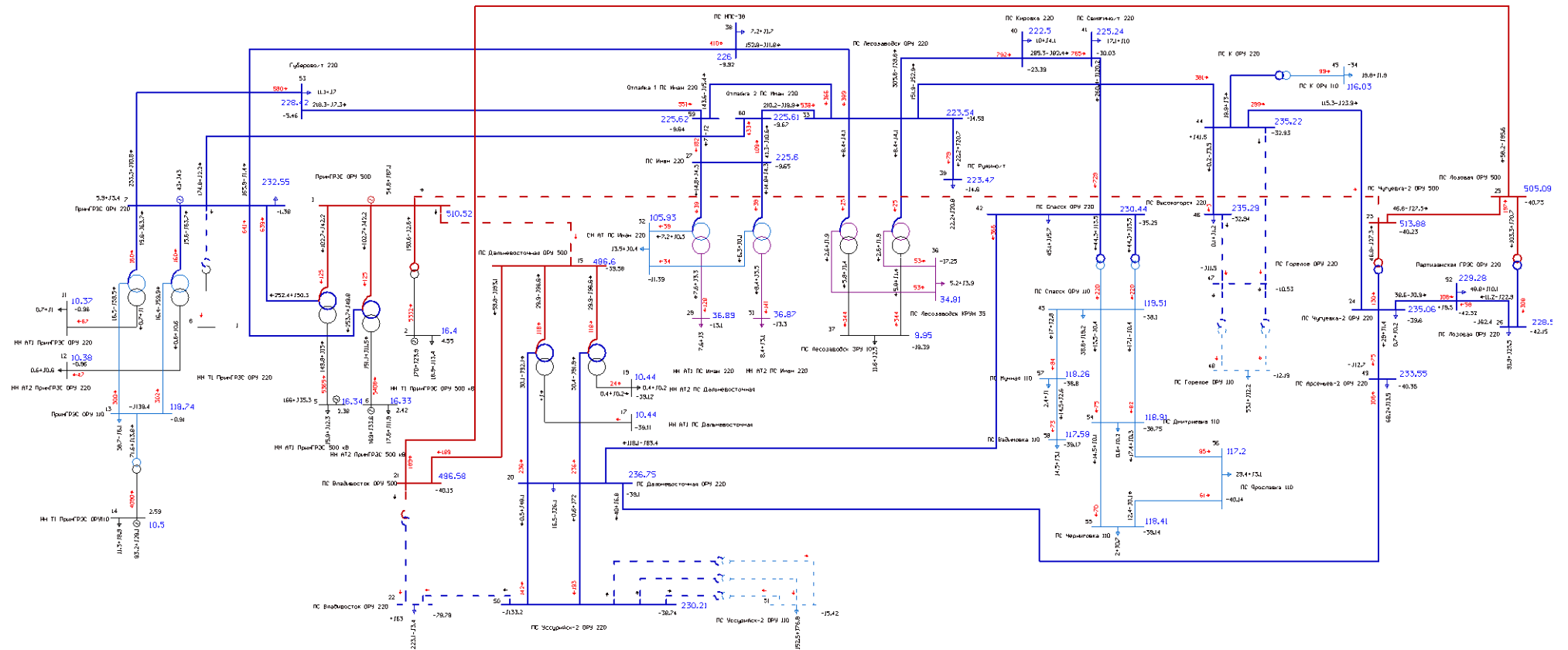


Рисунок 5 – Второй послеварийный режим без учета ввода ВЛ

4.4 Анализ прогнозируемых максимальных и минимальных режимов с учетом ввода воздушной линии

Спрогнозировав нагрузки в узлах схемы на 2022 год с учетом ввода ВЛ 220 кВ «Лесозаводск – Спасск – Дальневосточная» и замены трансформаторов на ПС 220 кВ Лесозаводск, произведены расчеты максимального и минимального режимов, результаты которых представлены в приложении В.

4.4.1 Анализ отклонений напряжений

Результаты расчета отклонений напряжений сведены в таблицы 22 и 23.

Таблица 22 – Отклонения напряжений в максимальном режиме

Наименование узла	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
Приморская ГРЭС	220	238,63	8,47
Приморская ГРЭС НН АТ1	10	10,59	5,9
Приморская ГРЭС	110	118,82	8,02
ПС Дальневосточная	500	492,61	-1,48
ПС Дальневосточная	220	232,14	5,52
ПС Дальневосточная НН АТ1	10	10,66	6,58
ПС Дальневосточная НН АТ2	10	10,66	6,56
ПС Владивосток	500	496,99	-0,6
ПС Владивосток	220	230,5	4,77
ПС Чугуевка-2	500	508,46	1,69
ПС Чугуевка-2	220	233,73	6,24
ПС Лозовая	500	500,16	0,03
ПС Лозовая	220	224,2	1,91
ПС Иман	220	231,24	5,11
ПС Иман	110	114,39	3,99
ПС Иман НН АТ1	35	37,07	5,93
ПС Иман НН АТ2	35	36,73	4,93
ПС Лесозаводск	220	229,22	4,19
ПС Лесозаводск	35	36,58	4,52
ПС Лесозаводск	10	10,39	3,93
НПС-38	220	232,48	5,67
ПС Ружино/т	220	229,14	4,15

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4
ПС Кировка	220	227,24	3,29
ПС Свягино/г	220	226,28	2,85
ПС Спасск	220	226,1	2,77
ПС Спасск	110	115,99	5,44
ПС К	220	231,9	5,41
ПС К	110	115,88	5,35
ПС Высокогорск	220	231,2	5,09
ПС Горелое	220	230,6	4,82
ПС Горелое	110	119,73	8,85
ПС Арсеньев-2	220	230,19	4,63
ПС Уссурийск-2	220	225,5	2,5
ПС Уссурийск-2	110	111,15	1,04
Партизанская ГРЭС	220	224,9	2,23
ПС Губерово/г	220	233,95	6,34
ПС Дмитриевка	110	114,78	4,35
ПС Черниговка	110	113,82	3,48
ПС Ярославка	110	111,81	1,65
ПС Мучная	110	114,03	3,66
ПС Вадимовка	110	113,05	2,77

Таблица 23 – Отклонения напряжений в минимальном режиме

Наименование узла	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
Приморская ГРЭС	220	233,47	6,12
Приморская ГРЭС НН АТ1	10	10,37	3,75
Приморская ГРЭС	110	118,74	7,95
ПС Дальневосточная ОРУ	500	495,01	-1,0
ПС Дальневосточная	220	239,61	8,91
ПС Дальневосточная НН АТ1	10	10,57	5,72
ПС Дальневосточная НН АТ2	10	10,57	5,72
ПС Владивосток	500	501,75	0,35
ПС Владивосток	220	230,73	4,88
ПС Чугуевка-2	500	517,44	3,49

Продолжение таблицы 23

1	2	3	4
ПС Чугуевка-2	220	237,19	7,81
ПС Лозовая	500	508,11	1,62
ПС Лозовая	220	228,5	3,86
ПС Иман	220	232,48	5,67
ПС Иман	110	109,21	-0,72
ПС Иман НН АТ1	35	38,06	8,76
ПС Иман НН АТ2	35	38,04	8,69
ПС Лесозаводск	220	232,24	5,57
ПС Лесозаводск	35	36,22	3,5
ПС Лесозаводск	10	10,36	3,64
НПС-38	220	233,07	5,94
ПС Ружино/т	220	232,18	5,54
ПС Кировка	220	231,14	5,06
ПС Свягино/т	220	230,4	4,73
ПС Спасск	220	230,44	4,75
ПС Спасск	110	119,5	8,64
ПС К	220	235,22	6,92
ПС К	110	116,03	5,48
ПС Высокогорск	220	234,34	6,52
ПС Горелое	220	233,6	6,18
ПС Горелое	110	117,08	6,43
ПС Арсеньев-2	220	233,55	6,16
ПС Уссурийск-2	220	230,21	4,64
ПС Уссурийск	110	117,19	6,53
Партизанская ГРЭС	220	229,28	4,22
ПС Губерово/т	220	232,74	5,79
ПС Дмитриевка	110	118,9	8,09
ПС Черниговка	110	118,4	7,64
ПС Ярославка	110	117,2	6,54
ПС Мучная	110	118,25	7,5
ПС Вадимовка	110	117,57	6,89

При расчёте установившихся максимального и минимального режимов отклонение напряжения сохранялось в допустимых пределах, то есть не превышало 10%.

4.4.2 Анализ токовой загрузки линий электропередачи

Результаты токовой загрузки ЛЭП приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Токовая загрузка линий электропередачи в максимальном режиме

N_нач	N_кон	Название	I нач, А	I кон, А	I доп, А	I доп расч, А	I/I доп, %
1	2	3	4	5	6	7	8
1	23	ПримГРЭС ОРУ 500 – ПС Чугуевка-2 ОРУ 500	662	647	2040	2539,80	26,1
1	15	ПримГРЭС ОРУ 500 - ПС Дальневосточная ОРУ 500	699	703	2190	2726,50	25,8
15	21	ПС Дальневосточная ОРУ 500 – ПС Владивосток ОРУ 500	342	322	2040	2539,80	13,5
25	21	ПС Лозовая ОРУ 500 - ПС Владивосток ОРУ 500	99	122	2040	2539,80	4,8
23	25	ПС Чугуевка-2 ОРУ 500 - ПС Лозовая ОРУ 500	386	405	2040	2539,80	16
50	22	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220 - ПС Владивосток ОРУ 220	144	126	710	884	16,3
20	50	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	469	471	710	884	53,3
20	50	ПС Дальневосточная ОРУ 220 – ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	329	333	710	884	37,6
20	42	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Спасск ОРУ 220	127	149	710	884	16,8
20	49	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	51	60	605	753,2	8
7	38	ПримГРЭС ОРУ 220 - НПС- 38	317	317	710	884	35,9
7	53	ПримГРЭС ОРУ 220 – ПС Губерова/т 220	492	493	710	884	55,8
53	59	ПС Губерова/т 220 – Отпайка 1 ПС Иман 220	424	423	710	884	47,9
7	60	ПримГРЭС ОРУ 220 – Отпайка 2 ПС Иман 220	350	351	710	884	39,7
59	27	Отпайка 1 ПС Иман 220 - ПС Иман 220	165	165	710	884	18,6
60	27	Отпайка 2 ПС Иман 220 - ПС Иман 220	50	50	710	884	5,7
59	33	Отпайка 1 ПС Иман 220 - ПС Лесозаводск ОРУ 220	260	258	710	884	29,5

1	2	3	4	5	6	7	8
60	33	Отпайка 2 ПС Иман 220 - ПС Лесозаводск ОРУ 220	381	379	710	884	43
38	33	НПС-38 – ПС Лесозаводск ОРУ 220	300	300	710	884	34
33	39	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС Ружино/т	108	108	710	884	12,2
33	40	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС Кировка 220	331	329	710	884	37,4
40	41	ПС Кировка 220 – ПС Свягино/т 220	290	288	710	884	32,8
41	42	ПС Свягино/т 220 - ПС Спасск ОРУ 220	253	250	710	884	28,6
33	44	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС К ОРУ 220	203	176	710	884	23
44	46	ПС К ОРУ 220 – ПС Высокогорск 220	101	102	710	884	11,5
46	47	ПС Высокогорск 220 - ПС Горелое ОРУ 220	101	102	710	884	11,5
44	47	ПС К ОРУ 220 - ПС Горелое ОРУ 220	101	103	710	884	11,6
24	44	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 - ПС К ОРУ 220	117	114	710	884	13,2
24	49	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 - ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	275	275	605	753,2	36,6
43	57	ПС Спасск ОРУ 110 – ПС Мучная 110	158	159	390	485,6	32,7
57	58	ПС Мучная 110 – ПС Вадимовка 110	135	135	390	485,6	27,8
43	54	ПС Спасск ОРУ 110 – ПС Дмитриевка 110	157	157	520	647,4	24,2
43	54	ПС Спасск ОРУ 110 – ПС Дмитриевка 110	142	143	520	647,4	22
54	55	ПС Дмитриевка 110 – ПС Черниговка 110	133	133	390	485,6	27,4
54	56	ПС Дмитриевка 110 – ПС Ярославка 110	159	159	520	647,4	24,6
55	56	ПС Черниговка 110 – ПС Ярославка 110	114	114	520	647,4	17,6
24	52	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 - Партизанская ГРЭС ОРУ 220	182	190	710	884	21,5
26	52	ПС Лозовая ОРУ 220 - Пар- тизанская ГРЭС ОРУ 220	168	165	710	884	19
33	42	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС Спасск ОРУ 220	263	255	710	884	29,7
20	42	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Спасск ОРУ 220	83	113	710	884	12,8

По результатам анализа видно, что все воздушные линии электропередачи в максимальном режиме не превышают максимально допустимую нагрузку.

В сети имеются как оптимально загруженные, так и слабо загруженные линии. В минимальном режиме нагрузка ВЛ также не превышает предельно допустимых значений (приложение В).

4.4.3 Анализ потерь активной и реактивной мощности

Суммарные потери активной и реактивной мощности в электрической сети представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Потери активной и реактивной мощности

Ре- жим	$R_{наг}$, МВт	Всего, МВт	Нагрузочные потери в ЛЭП, МВт	Нагрузочные потери в трансформа- торах, МВт	Потери на ко- рону, МВт	Потери холостого хода транс- форматоров, МВт
1	2	3	4	5	6	7
max	1764	83,60	66,72	4,38	9,9	2,6
min	1031	38,91	24,7	1,89	10	2,32

В максимальном установившемся режиме потери в электрической сети составляют 4,73 %, в минимальном режиме – 3,63%.

Схема потокораспределения установившегося максимального режима представлена на рисунке 6.

Минимальный режим приведен в приложении В.

4.5 Анализ прогнозируемых послеаварийных режимов

Анализ первого послеаварийного режима производим, отключив при этом ВЛ 500 кВ «Приморская ГРЭС – Дальневосточная».

Результаты послеаварийного режима представлены в приложении В. Анализ отклонений напряжений в послеаварийном режиме приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Отклонения напряжений в послеаварийном режиме

Наименование узла	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
Приморская ГРЭС	220	237,96	8,17
Приморская ГРЭС НН АТ1	10	10,59	5,9
Приморская ГРЭС	110	118,82	8,02
ПС Дальневосточная	500	490,65	-1,87
ПС Дальневосточная	220	228,79	4
ПС Дальневосточная НН АТ1	10	10,72	7,18
ПС Дальневосточная НН АТ2	10	10,72	7,16
ПС Владивосток	500	493,28	-1,34
ПС Владивосток	220	230,5	4,77
ПС Чугуевка-2	500	494,89	-1,02
ПС Чугуевка-2	220	230,71	4,87
ПС Лозовая	500	492,97	-1,41
ПС Лозовая	220	224,2	1,91
ПС Иман	220	226,37	2,89
ПС Иман	110	111,85	1,68
ПС Иман НН АТ1	35	36,22	3,47
ПС Иман НН АТ2	35	35,86	2,45
ПС Лесозаводск	220	223,67	1,67
ПС Лесозаводск	35	35,59	1,68
ПС Лесозаводск	10	10,1	1,04
НПС-38	220	227,52	3,42
ПС Ружино/т	220	223,59	1,63
ПС Кировка	220	222,46	1,12
ПС Свягино/т	220	223,57	1,62
ПС Спасск	220	226,1	2,77
ПС Спасск	110	115,99	5,44

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4
ПС К	220	231,9	5,41
ПС К	110	120,69	9,72
ПС Высокогорск	220	231,2	5,09
ПС Горелое	220	230,6	4,82
ПС Горелое	110	119,73	8,85
ПС Арсеньев-2	220	230,19	4,63
ПС Уссурийск-2	220	225,5	2,5
ПС Уссурийск	110	111,15	1,04
Партизанская ГРЭС	220	224,9	2,23
ПС Губерово/т	220	230,75	4,89
ПС Дмитриевка	110	114,78	4,35
ПС Черниговка	110	113,82	3,48
ПС Ярославка	110	111,81	1,65
ПС Мучная	110	114,03	3,66
ПС Вадимовка	110	113,05	2,77

По результатам анализа видно, что отклонения напряжений не превышают допустимые 10 %, что соответствует условиям качества электрической энергии.

Таблица 27 – Токовая загрузка линий электропередачи в послеаварийном режиме

N_нач	N_кон	Название	I нач, А	I кон, А	I доп, А	I доп расч, А	I/I доп, %
1	2	3	4	5	6	7	8
1	23	ПримГРЭС ОРУ 500 – ПС Чугуевка-2 ОРУ 500	1177	1173	2040	2539,80	46,4
1	15	ПримГРЭС ОРУ 500 - ПС Дальневосточная ОРУ 500	-	-	2190	2726,50	-
15	21	ПС Дальневосточная ОРУ 500 – ПС Владивосток ОРУ 500	102	76	2040	2539,80	4
25	21	ПС Лозовая ОРУ 500 - ПС Владивосток ОРУ 500	504	496	2040	2539,8	19,9
23	25	ПС Чугуевка-2 ОРУ 500 – ПС Лозовая ОРУ 500	776	756	2040	2539,8	30,6
50	22	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220 - ПС Владивосток ОРУ 220	137	119	710	884	15,5
20	50	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	452	451	710	884	51,1
20	50	ПС Дальневосточная ОРУ 220 – ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	318	317	710	884	36

Продолжение таблицы 27

1	2	3	4	5	6	7	8
20	42	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Спасск ОРУ 220	295	304	710	884	34,4
20	49	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	180	184	605	753,2	24,5
7	38	ПримГРЭС ОРУ 220 – НПС-38	487	488	710	884	55,2
7	53	ПримГРЭС ОРУ 220 – ПС Губерово/т 220	724	726	710	884	82,1
53	59	ПС Губерово/т 220 – Отпайка 1 ПС Иман 220	654	654	710	884	74
7	60	ПримГРЭС ОРУ 220 – Отпайка 2 ПС Иман 220	527	528	710	884	59,8
59	27	Отпайка 1 ПС Иман 220 – ПС Иман 220	230	230	710	884	26
60	27	Отпайка 2 ПС Иман 220 – ПС Иман 220	103	103	710	884	11,6
59	33	Отпайка 1 ПС Иман 220 – ПС Лесозаводск ОРУ 220	425	422	710	884	48,1
60	33	Отпайка 2 ПС Иман 220 – ПС Лесозаводск ОРУ 220	622	620	710	884	70,4
38	33	НПС-38 – ПС Лесозаводск ОРУ 220	471	470	710	884	53,3
33	39	ПС Лесозаводск ОРУ 220 – ПС Ружино/т	110	111	710	884	12,5
33	40	ПС Лесозаводск ОРУ 220 – ПС Кировка 220	603	599	710	884	68,2
40	41	ПС Кировка 220 – ПС Свягино/т 220	562	557	710	884	63,5
41	42	ПС Свягино/т 220 – ПС Спасск ОРУ 220	527	521	710	884	59,6
33	44	ПС Лесозаводск ОРУ 220 – ПС К ОРУ 220	271	236	710	884	30,7
44	46	ПС К ОРУ 220 – ПС Высокогорск 220	101	102	710	884	11,5
46	47	ПС Высокогорск 220 – ПС Горелое ОРУ 220	101	102	710	884	11,5
44	47	ПС К ОРУ 220 - ПС Горелое ОРУ 220	101	103	710	884	11,6
24	44	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 – ПС К ОРУ 220	83	66	710	884	9,4
24	49	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 – ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	534	528	605	753,2	70,9
43	57	ПС Спасск ОРУ 110 – ПС Мучная 110	158	159	390	485,6	32,7
57	58	ПС Мучная 110 – ПС Вадимовка 110	135	135	390	485,6	27,8
43	54	ПС Спасск ОРУ 110 – ПС Дмитриевка 110	157	157	520	647,4	24,2
43	54	ПС Спасск ОРУ 110 – ПС Дмитриевка 110	142	143	520	647,4	22
54	55	ПС Дмитриевка 110 – ПС Черниговка 110	133	133	390	485,6	34,4

Продолжение таблицы 27

1	2	3	4	5	6	7	8
54	55	ПС Дмитриевка 110 – ПС Черниговка 110	159	159	390	485,6	27,4
54	56	ПС Дмитриевка 110 – ПС Ярославка 110	114	114	520	647,4	24,6
55	56	ПС Черниговка 110 – ПС Ярославка 110	255	251	520	647,4	17,6
24	52	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 – Партизанская ГРЭС ОРУ 220	103	98	710	884	28,8
26	52	ПС Лозовая ОРУ 220 – Партизанская ГРЭС ОРУ 220	502	487	710	884	11,7

По результатам анализа делаем вывод, что линии не превышают максимально допустимую нагрузку, однако, в сети имеется сильно загруженная ВЛ – «ПримГРЭС – Губерово/т».

Во втором послеаварийном режиме будут отключены ВЛ 500 кВ «Приморская ГРЭС – Дальневосточная» и «Дальневосточная – Чугуевка-2».

Таблица 28 – Отклонения напряжений в послеаварийном режиме

Наименование узла	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
Приморская ГРЭС	220	232,48	5,67
Приморская ГРЭС НН АТ1	10	10,38	3,78
Приморская ГРЭС	110	118,74	7,95
ПС Дальневосточная	500	491,09	-1,78
ПС Дальневосточная	220	234,79	6,72
ПС Дальневосточная НН АТ1	10	10,56	5,62
ПС Дальневосточная НН АТ2	10	10,56	5,61
ПС Владивосток	500	234,79	6,72
ПС Владивосток	220	499,84	-0,03
ПС Чугуевка-2	500	230,73	4,88
ПС Чугуевка-2	220	515	3
ПС Лозовая	500	235,17	6,9
ПС Лозовая	220	506,91	1,38
ПС Иман	220	226,8	3,09
ПС Иман	110	106,5	-3,18
ПС Иман НН АТ1	35	37,09	5,98

1	2	3	4
ПС Иман НН АТ2	35	37,07	5,91
ПС Лесозаводск	220	222,19	1
ПС Лесозаводск	35	35,26	0,74
ПС Лесозаводск	10	10,09	0,86
НПС-38	220	223,22	1,47
ПС Ружино/т	220	222,13	0,97
ПС Кировка	220	221,86	0,85
ПС Свягино/т	220	225	2,27
ПС Спасск	220	230,44	4,75
ПС Спасск	110	119,5	8,64
ПС К	220	235,22	6,92
ПС К	110	116,03	5,48
ПС Высокогорск	220	235,29	6,95
ПС Арсеньев-2	220	-	-
ПС Уссурийск-2	220	-	-
Партизанская ГРЭС	220	233,55	6,16
ПС Губерово/т	220	230,21	4,64
ПС Дмитриевка	110	-	-
ПС Черниговка	110	229,28	4,22
ПС Ярославка	110	228,12	3,69
ПС Мучная	110	118,9	8,09
ПС Вадимовка	110	118,4	7,64

По результатам анализа видно, что отклонения напряжений не превышают допустимые 10 %, что соответствует условиям качества электрической энергии. Таблица 29 – Токовая нагрузка линий электропередачи в послеаварийном режиме

N_нач	N_кон	Название	I нач, А	I кон, А	I доп, А	I доп расч, А	I/I доп, %
1	2	3	4	5	6	7	8
1	23	ПримГРЭС ОРУ 500 – ПС Чугуевка-2 ОРУ 500	-	-	2040	2539,80	-
1	15	ПримГРЭС ОРУ 500 - ПС Дальневосточная ОРУ 500	-	-	2190	2726,50	-
15	21	ПС Дальневосточная ОРУ 500 – ПС Владивосток ОРУ 500	283	243	2040	2539,80	32

Продолжение таблицы 29

1	2	3	4	5	6	7	8
25	21	ПС Лозовая ОРУ 500 - ПС Владивосток ОРУ 500	94	158	2040	2539,8	17,8
23	25	ПС Чугуевка-2 ОРУ 500 - ПС Лозовая ОРУ 500	80	194	2040	2539,8	22
50	22	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220 - ПС Владивосток ОРУ 220	286	280	710	884	32,3
20	50	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	181	189	710	884	21,4
20	50	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	125	136	710	884	15,4
20	42	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Спасск ОРУ 220	526	535	710	884	60,5
20	49	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	123	119	605	753,2	16,3
7	38	ПримГРЭС ОРУ 220 - НПС-38	619	616	710	884	70
7	53	ПримГРЭС ОРУ 220 - ПС Губерово/т 220	872	871	710	884	98,7
53	59	ПС Губерово/т 220 - Отпайка 1 ПС Иман 220	845	843	710	884	95,6
7	60	ПримГРЭС ОРУ 220 - Отпайка 2 ПС Иман 220	659	655	710	884	74,6
59	27	Отпайка 1 ПС Иман 220 - ПС Иман 220	309	309	710	884	34,9
60	27	Отпайка 2 ПС Иман 220 - ПС Иман 220	217	216	710	884	24,5
59	33	Отпайка 1 ПС Иман 220 - ПС Лесозаводск ОРУ 220	564	562	710	884	63,8
60	33	Отпайка 2 ПС Иман 220 - ПС Лесозаводск ОРУ 220	825	824	710	884	93,4
38	33	НПС-38 - ПС Лесозаводск ОРУ 220	598	594	710	884	67,7
33	39	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС Ружино/т	79	79	710	884	8,9
33	40	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС Кировка 220	778	773	710	884	88
40	41	ПС Кировка 220 - ПС Свягино/т 220	752	746	710	884	85
41	42	ПС Свягино/т 220 - ПС Спасск ОРУ 220	717	710	710	884	81,1
33	44	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС К ОРУ 220	453	419	710	884	51,3
44	46	ПС К ОРУ 220 - ПС Высокогорск 220	9	3	710	884	1
46	47	ПС Высокогорск 220 - ПС Горелое ОРУ 220	-	-	710	884	-
44	47	ПС К ОРУ 220 - ПС Горелое ОРУ 220	-	-	710	884	-
24	44	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 - ПС К ОРУ 220	317	328	710	884	37,1
24	49	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 - ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	51	59	605	753,2	7,8

1	2	3	4	5	6	7	8
43	57	ПС Спасск ОРУ 110 – ПС Мучная 110	84	85	390	485,6	17,4
57	58	ПС Мучная 110 – ПС Вадимовка 110	72	73	390	485,6	15
43	54	ПС Спасск ОРУ 110 – ПС Дмитриевка 110	83	83	520	647,4	12,8
43	54	ПС Спасск ОРУ 110 – ПС Дмитриевка 110	75	75	520	647,4	11,6
54	55	ПС Дмитриевка 110 – ПС Черниговка 110	70	70	390	485,6	14,5
54	56	ПС Дмитриевка 110 – ПС Ярославка 110	84	85	520	647,4	13,1
55	56	ПС Черниговка 110 – ПС Ярославка 110	60	61	520	647,4	9,4
24	52	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 – Партизанская ГРЭС ОРУ 220	105	116	710	884	13,1
26	52	ПС Лозовая ОРУ 220 – Партизанская ГРЭС ОРУ 220	59	51	710	884	6,6
33	42	ПС Лесозаводск ОРУ 220 – ПС Спасск ОРУ 220	663	645	710	884	75
20	42	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Спасск ОРУ 220	372	384	710	884	43,4

По приведенным данным таблицы видно, что все линии электропередачи не превышают максимально допустимую нагрузку, однако, в сети есть сильно загруженные линии, выделенные цветом.

Схемы потокораспределения послеаварийных режимов представлены на рисунках 7 и 8, а также на листах 3 и 4 графической части. Подробный расчет приведен в приложении В.

Вывод: результаты анализа режимов до и после ввода воздушной линии «Лесозаводск – Спасск – Дальневосточная» показали, что напряжения во всех режимах не выходят за допустимые пределы. Сравнивая токовую загрузку линий, можно сделать вывод, что после ввода рассматриваемой ЛЭП загрузка линий, отходящих от ПС Лесозаводск, уменьшилась.

Суммарные потери после ввода новой воздушной линии 220 кВ уменьшились, но не значительно.

В результате возмущения в системе, вызванного отключением ВЛ, была отключена часть потребителей, но в меньшем объеме, чем в послеаварийном режиме без ввода новой воздушной линии.

Таким образом, строительство ВЛ 220 кВ позволит в летнем режиме при плановом выводе в ремонт одной ВЛ 500 кВ и аварийном отключении второй ВЛ 500 кВ снизить объем накладываемых ограничений в системе на величину 223 МВт.

Сравнительный результат, наглядно демонстрирующий полученный эффект от ввода рассматриваемого объекта, представлен в таблице 30.

Таблица 30 – Сравнительный результат объемов накладываемых ограничений в системе до и после ввода ВЛ

Мощность нагрузки в нормальном режиме, МВт	Мощность нагрузки в послеаварийном режиме, МВт		Накладываемые ограничения по мощности, МВт		Разница между объемами ограничений в системе, МВт
	До ввода ВЛ	После ввода ВЛ	До ввода ВЛ	После ввода ВЛ	
1031	603	826	428	205	223

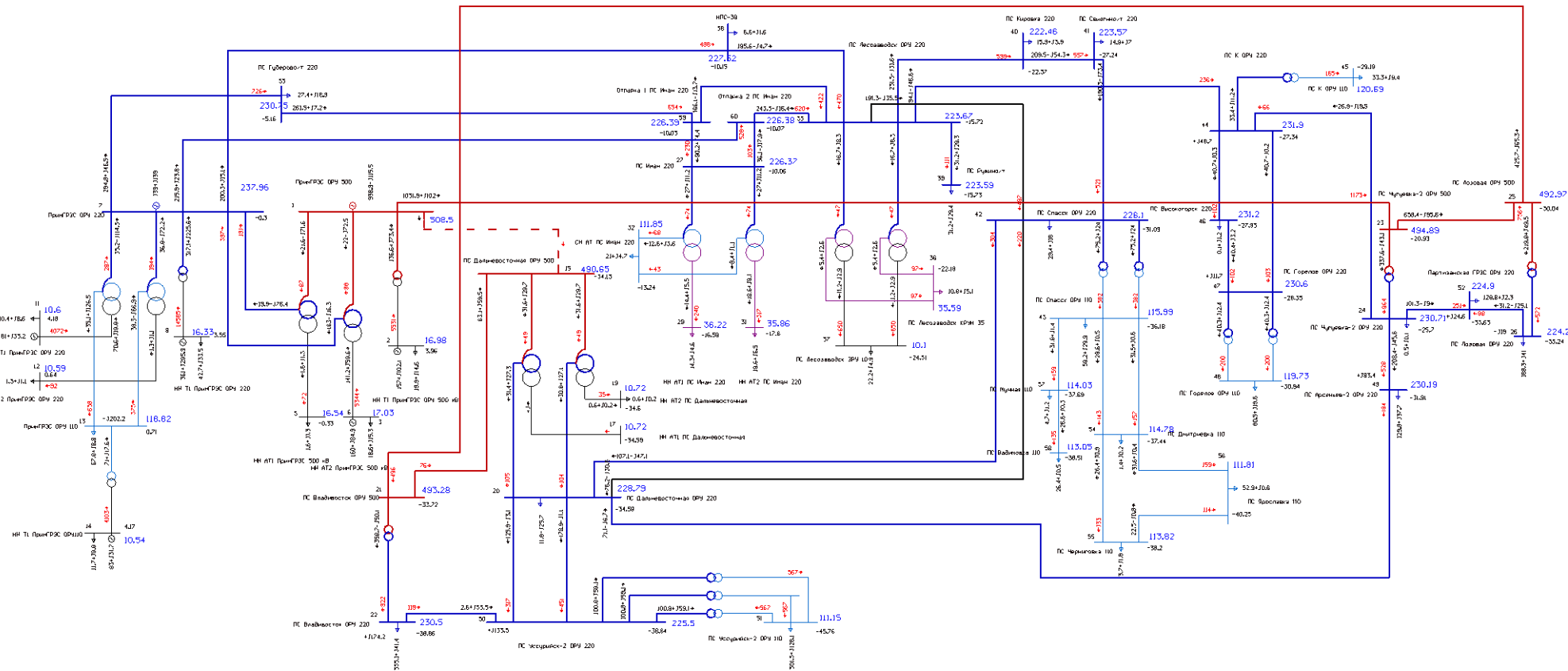


Рисунок 7 – Первый послеаварийный режим с учетом ввода ВЛ

5 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ 220/35/10 «ЛЕСОЗАВОДСК»

5.1 Расчет токов короткого замыкания

Коротким замыканием называется всякое непредусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в системах с заземленными нейтральными – так же замыкание одной или несколько фаз на землю (или на нулевой провод) [11].

При возникновении КЗ в электрической системе сопротивление цепи уменьшается, что приводит к увеличению токов в отдельных ветвях системы по сравнению с токами нормального режима. В свою очередь это вызывает снижение напряжения в системе и вызывает дополнительный нагрев токоведущих элементов и проводников выше допустимого, которое особенно велико вблизи места КЗ.

Расчет токов КЗ выполняется для определения величин токов, необходимых для выбора и проверки электрических аппаратов, расчета уставок срабатывания и проверки чувствительности защит, причем, в первом случае необходимы максимальные, а во втором – минимальные значения токов, протекающих через защищаемый элемент.

В данном дипломном проекте проектируется ВЛ 220 кВ «Лесозаводск – Спасск – Дальневосточная», а также производится реконструкция ПС Лесозаводск, для которой будет произведен выбор оборудования. Поэтому расчет токов КЗ покажем на ПС Лесозаводск.

Расчет токов КЗ производим в программно-вычислительном комплексе RastrWin 3.

Для расчета токов КЗ электрической сети рассматриваемой энергосистемы составляется расчетная схема, представленная на рисунке 2. На основании расчетной схемы составляется схема замещения, параметры которой вводятся индуктивными сопротивлениями. Параметры элементов схемы замещения вводятся в ПВК RastrWin 3 в именованных единицах.

Для того, чтобы произвести расчёт токов короткого замыкания, необходимо определить по паспортным данным сопротивления генераторов.

Таблица 31 – Каталожные данные генераторов Приморской ГРЭС

Параметр	Тип генератора			
	ТГВ-200- 2М	ТГВ-200- 2МУЗ	ТВФ-120-2	ТВФ-120- 2УЗ
Активная мощность, МВт	210		100	
cosφ	0,85		0,8	
Полная мощность, МВА	247		125	
Номинальное напряжение, кВ	15,75		10,5	
Номинальный ток, кА	9,06		6,875	
Продольное сверхпереходное реактивное сопротивление, о.е.	0,225		0,192	

Определим реактивное сопротивление прямой последовательности генераторов по формуле [11]:

$$x_{Г} = \frac{x''_d \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}}, \quad (29)$$

где x''_d – продольное сверхпереходное сопротивление, Ом;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение генератора, кВ;

$S_{ном}$ – полная мощность генератора, МВА.

Реактивное сопротивление обратной последовательности для турбогенераторов определяется по приближенному соотношению [11]:

$$x_2 = 1,22 \cdot x_d'' . \quad (30)$$

Приведем пример расчета параметров для генератора типа ТГВ-200-2МУЗ.
Реактивное сопротивление прямой и обратной последовательности:

$$x_{\Gamma} = \frac{0,225 \cdot 15,75^2}{247} = 0,226 \text{ Ом.}$$

$$x_2 = 1,22 \cdot 0,225 = 0,274 \text{ Ом.}$$

Так как мощность генератора составляет больше 100 Мвт, то сверхпереходная ЭДС генератора находится по формуле [11]:

$$E'' = 1,13 \cdot U_{ном} , \quad (31)$$

$$E'' = 1,13 \cdot 15,75 = 17,79 \text{ кВ.}$$

Таблица 32 – Исходные данные генераторов

Узел	Название	X, Ом	X ₂ , Ом	E, кВ
2	Генератор ОРУ 500	0,226	0,276	17,797
6	Генератор ОРУ 500	0,226	0,276	17,797
8	Генератор ОРУ 220	0,113	0,138	17,797
11	Генератор ОРУ 220	0,169	0,207	11,865
14	Генератор ОРУ 110	0,169	0,207	11,865

Сопротивления трансформаторов и линий были определены при расчете параметров схемы замещения.

Подробный расчет токов КЗ в ПВК RastrWin 3 приведен в приложении Г. Результаты представлены в таблице 29.

Таблица 33 – Токи КЗ на ПС Лесозаводск

Место КЗ	Ток трехфазного КЗ, кА
ВН	5,42
СН	7,44
НН	18,32

Начальное значение аperiodической составляющей тока трехфазного ко-

роткого замыкания следует определять, как разность мгновенных значений полного тока в момент, предшествующий КЗ, и периодической составляющей тока в начальный момент КЗ. Наибольшее начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ в общем случае следует считать равным амплитуде периодической составляющей тока в начальный момент КЗ током [11]:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО}, \quad (32)$$

Наибольшее возможное мгновенное значение тока короткого замыкания принято называть ударным током [11]. Величина ударного тока определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot K_{y\partial}, \quad (33)$$

где $I_{ПО}$ – периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания, кА;

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

В соответствии с ГОСТ 27514-87 «Короткие замыкания в электроустановках» по таблице находим ударный коэффициент, значение которого определяется местом КЗ. Также определяем постоянную времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ [25].

При КЗ на присоединении распределительного устройства повышенного напряжения подстанции:

$$K_{y\partial} = 1,8, \quad T_a = 0,05 \text{ с.}$$

При КЗ на присоединении вторичного напряжения подстанции:

$$K_{y\partial} = 1,85, \quad T_a = 0,06 \text{ с.}$$

$$K_{y\partial} = 1,85, \quad T_a = 0,06 \text{ с.}$$

Для точки К1:

$$i_{y\partial.K1} = \sqrt{2} \cdot 5,42 \cdot 1,8 = 13,79 \text{ кА.}$$

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot 5,42 = 7,66 \text{ кА.}$$

Подробный расчет для остальных точек КЗ приведен в приложении Г. Результаты сведены в таблицу 34.

Таблица 34 – Результаты расчета ударных токов КЗ и апериодической составляющей тока трехфазного КЗ на ПС Лесозаводск

Точка КЗ	Ударный ток	Апериодическая составляющая тока трехфазного КЗ
К1	13,79	7,66
К2	19,465	10,522
К3	47,931	25,908

Выполним расчет максимальных рабочих токов:

$$I_{p.\max} = \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (34)$$

где $S_{ном}$ – мощность нагрузки на каждой стороне трансформатора, МВА;
 $U_{ном}$ – номинальное напряжение соответствующей обмотки трансформатора, кВ.

$$I_{p.\max.BH} = \frac{34,68}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,091 \text{ кА.}$$

$$I_{p.\max.CH} = \frac{11,94}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,197 \text{ кА.}$$

$$I_{p.\max.HH} = \frac{22,74}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,312 \text{ кА.}$$

Таблица 35 – Максимально рабочие токи на ПС «Лесозаводск»

Параметр	ВН	СН	НН
$I_{p.\max}$, кА	0,091	0,197	1,312

5.2 Выбор и проверка оборудования

5.2.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи в различных режимах работы. Выключатели должны надежно отключать токи нормального режима и режима КЗ, а также малые индуктивные и емкостные токи без появления при этом опасных коммутационных перенапряжений.

К выключателям высокого напряжения предъявляются следующие требования: надежное отключение любых токов нагрузки в пределах их номинальных значений; быстрое действие при отключениях, связанное с гашением дуги в возможно минимальный промежуток времени; обеспечение повторного включения при отключении цепи защиты; взрывобезопасность; пожаробезопасность; удобство в эксплуатации и монтаже.

Выключатель выбирается по номинальному напряжению, длительному номинальному току и проверяется по отключающей способности, а также динамической и термической устойчивости к токам коротких замыканий.

Установленные на подстанции «Лесозаводск» масляные выключатели типа У-220-1000/2000-25 с электромагнитным приводом отработали свой нормативный срок службы (дата ввода в эксплуатацию – 1993 г.) и обладают невысокой надежностью, поэтому принимаем решение о их замене.

В данном дипломном проекте на ОРУ 220 кВ выбираем для установки баковые элегазовые выключатели фирмы Siemens с пружинными приводами типа ЗАР1 DT 245.

Преимуществами элегазового выключателя являются:

- 1) удобство в эксплуатации и технической обслуживании;
- 2) элегаз не воспламеняется и химически стабилен;
- 3) сравнительно невысокая стоимость проведения технического обслуживания;
- 4) небольшие габаритные размеры;
- 5) высокая отключающая способность;

- 6) большой коммутационный ресурс;
- 7) малое собственное время отключения и включения;
- 8) продолжительный срок службы.

Во всех остальных линейных ячейках, ячейках секционного и обходного выключателей установлены современные высоковольтные элегазовые выключатели.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_k = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (35)$$

где B_k – тепловой импульс короткого замыкания, $кА^2 \cdot с$;

$t_{откл}$ – время отключения выключателя, с;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Согласно ПУЭ [23], время отключения выключателя определяется:

$$t_{откл} = t_{р.з} + t_{с.в}, \quad (36)$$

где $t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя;

$t_{р.з}$ – время срабатывания релейной защиты.

$$t_{откл} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с.}$$

$$B_k = 5,42^2 \cdot (0,06 + 0,05) = 3,231 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$B_{к.ном} = I_m^2 \cdot t_T, \quad (37)$$

где I_m – ток термической стойкости выключателя, по каталожным данным равен 63 кА;

t_T – время термической стойкости, по каталожным данным равно 3 с.

$$I_m^2 \cdot t_T = 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_H}{100} \cdot I_{откл.ном}, \quad (38)$$

где β_H – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе (по данным завода–изготовителя $\beta_H = 40\%$);

$I_{откл.ном}$ – отключающий номинальный ток, кА.

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 63 = 35,64 \text{ кА.}$$

Расчетное значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{но} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (39)$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 5,42 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,05}} = 2,308 \text{ кА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 32.

Таблица 36 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 245 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{р.мах.ВН} = 91 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{р.мах.ВН}$
$I_{откл.ном} = 63 \text{ кА}$	$I_{по.к1} = 5,42 \text{ кА}$	$I_{ном.откл} \geq I_{по.к1}$
$I^2_T \cdot t_T = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 3,231 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq B_K$
$I_{вкл.ном} = 63 \text{ кА}$	$I_{по.к1} = 5,42 \text{ кА}$	$I_{ном.вкл} \geq I_{по.к1}$
$I_{пред.сквоз} = 63 \text{ кА}$	$I_{по.к1} = 5,42 \text{ кА}$	$I_{пред.сквоз} \geq I_{по.к1}$
$i_{пред.сквоз} = 135 \text{ кА}$	$i_{уд.к1} = 13,79 \text{ кА}$	$i_{пред.сквоз} \geq i_{уд.к1}$
$i_{a.ном} = 35,64 \text{ кА}$	$i_{a\tau} = 2,308 \text{ кА}$	$I_{a.ном} \geq i_{a\tau}$

Как видно из результатов, расчетные данные соответствует необходимым условиям, следовательно, выбранный выключатель может быть принят к установке.

В КРУН 35 кВ в настоящее время установлены новые вакуумные выключатели фирмы Siemens с пружинными приводами типа ЗАН 5314-2. Выключатели введены в эксплуатацию в 2011 году.

Во всех остальных линейных ячейках и в ячейке секционного выключателя установлены вакуумные выключатели аналогичной марки.

Выполним проверку, результаты которой разместим в таблице 33.

Проверка осуществляется по аналогичным формулам:

$$t_{\text{откл}} = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с.}$$

$$B_k = 7,44^2 \cdot (0,05 + 0,06) = 6,088 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$I_m^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 2 = 1250 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{36}{100} \cdot 25 = 12,73 \text{ кА.}$$

$$i_{aT} = \sqrt{2} \cdot 7,44 \cdot e^{\frac{-0,05}{0,06}} = 4,573 \text{ кА.}$$

Таблица 37 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 36 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	$I_{p.\text{max.СН}} = 197 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{p.\text{max.ВН}}$
$I_{\text{откл.ном}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{по.К2}} = 7,44 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} \geq I_{\text{по.К2}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 1250 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 6,088 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$
$I_{\text{вкл.ном}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{по.К2}} = 7,44 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.вкл}} \geq I_{\text{по.К2}}$
$I_{\text{пред.сквоз}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{по.К2}} = 7,44 \text{ кА}$	$I_{\text{пред.сквоз}} \geq I_{\text{по.К2}}$
$i_{\text{пред.сквоз}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{уд.К2}} = 19,465 \text{ кА}$	$i_{\text{пред.сквоз}} \geq i_{\text{уд.К2}}$
$i_{a.\text{ном}} = 12,73 \text{ кА}$	$i_{aT} = 4,573 \text{ кА}$	$I_{a.\text{ном}} \geq i_{aT}$

По результатам проверки определили, что установленный выключатель соответствует всем необходимым условиям.

В ЗРУ 10 кВ в настоящее время установлены следующие выключатели:

- 1) маломасляный подвесной выключатель с электромагнитным приводом

типа ВМПЭ-10. Дата ввода в эксплуатацию – 1978 год;

2) маломасляный колонковый выключатель с пружинным приводом типа ВК-10 У-2-1600. Дата ввода в эксплуатацию – 1989 год.

Выключатель типа ВМПЭ-10 отработал нормативный срок службы и, следовательно, подлежит замене. Также принимаем решение по замене второго выключателя на более современный, отвечающий требованиям надежности, безопасности, экологичности и экономичности.

Одним из главных аспектов, обеспечивающих безаварийную работу подстанций, является постоянная работоспособность высоковольтных выключателей. Самыми проблемными с точки зрения надежности работы являются сети 6-10 кВ, в них происходит порядка 70% всех перерывов электроснабжения. При этом наибольшее количество отказов имеют высоковольтные масляные выключатели.

В связи с вышесказанным предлагается взамен устаревших масляных выключателей установить вакуумные выключатели. Основными преимуществами новых выключателей перед масляными являются:

- 1) простота конструкции;
- 2) высокая надежность срока службы без проведения ремонтных работ;
- 3) высокая коммутационная износостойкость;
- 4) пожаро – и взрывобезопасность
- 5) удобство эксплуатации;
- 6) более длительный срок эксплуатации;
- 7) меньшие габариты;
- 8) бесшумность;
- 9) минимальные эксплуатационные расходы.

Таким образом, замена маломасляных выключателей на современные вакуумные позволит повысить надежность электроснабжения и безопасность в эксплуатации, а также снизить эксплуатационные затраты.

Для установки в ЗРУ 10 кВ выбираем вакуумные выключатели фирмы АВВ с механическими приводами типа VD4 12.06.32.

Выполним проверку, результаты которой разместим в таблице 38.

Проверка осуществляется по аналогичным формулам:

$$t_{\text{откл}} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с.}$$

$$B_{\kappa} = 18,32^2 \cdot (0,06 + 0,06) = 40,27 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$I_m^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 94,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{30}{100} \cdot 31,5 = 13,36 \text{ кА.}$$

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 18,32 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,06}} = 9,53 \text{ кА.}$$

Таблица 38 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{НОМ}} = 12 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{НОМ}} = 1600 \text{ А}$	$I_{\text{р.мах.НН}} = 1312 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{р.мах.НН}}$
$I_{\text{откл.ном}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по.КЗ}} = 18,32 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ.откл}} \geq I_{\text{по.КЗ}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 94,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} = 40,27 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_{\kappa}$
$I_{\text{вкл.ном}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по.КЗ}} = 18,32 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ.вкл}} \geq I_{\text{по.КЗ}}$
$I_{\text{пред.сквоз}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по.КЗ}} = 18,32 \text{ кА}$	$I_{\text{пред.сквоз}} \geq I_{\text{по.КЗ}}$
$i_{\text{пред.сквоз}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{уд.КЗ}} = 47,931 \text{ кА}$	$i_{\text{пред.сквоз}} \geq i_{\text{уд.КЗ}}$
$i_{\text{а.ном}} = 13,36 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 9,53 \text{ кА}$	$I_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$

По результатам проверки определили, что выбранный выключатель соответствует всем необходимым условиям.

В ЗРУ 10 кВ в работе используется секционный выключатель типа ВК-10 У-2-1600. Дата ввода в эксплуатацию – 1989 год. Произведем также его замену на вакуумный выключатель типа VD4 12.06.32.

Проверка осуществляется по тем же показателям, что и выключатель на вводе трансформатора, но нагрузка принимается в два раза меньше.

Таблица 39 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{НОМ}} = 12 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 1600 \text{ А}$	$I_{\text{р.маx.СН}} = 656 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{р.маx.ВН}}$
$I_{\text{откл.НОМ}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по.К3}} = 18,32 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ.откл}} \geq I_{\text{по.К3}}$
$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} = 94,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 40,27 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} \geq B_{\text{к}}$
$I_{\text{вкл.НОМ}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по.К3}} = 18,32 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ.вкл}} \geq I_{\text{по.К3}}$
$I_{\text{пред.сквоз}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по.К3}} = 18,32 \text{ кА}$	$I_{\text{пред.сквоз}} \geq I_{\text{по.К3}}$
$i_{\text{пред.сквоз}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{уд.К3}} = 47,931 \text{ кА}$	$i_{\text{пред.сквоз}} \geq i_{\text{уд.К3}}$
$i_{\text{а.НОМ}} = 13,36 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 9,53 \text{ кА}$	$I_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$

5.2.2 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель – коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрических цепей высокого напряжения при отсутствии в них тока и для создания видимого разрыва в цепи.

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, за исключением проверки на отключающую способность, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током.

На ОРУ 220 кВ установлены разъединители следующих марок:

- 1) РН-СЭЩ-220/1250 УХЛ1, дата ввода в эксплуатацию – 2011 г;
- 2) РДЗ-220/1000 НУХЛ1, дата ввода в эксплуатацию – 2002 г.

Произведем сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей, результаты сравнения представлены в таблицах 40 и 41.

Таблица 40 - Сравнение каталожных и расчетных данных разъединителя типа РДЗ-220/1000 НУХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{р.маxВН}} = 91 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{р.маxВН}}$

$I_{\text{дин.}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{уд.к1}} = 13,79 \text{ кА}$	$I_{\text{дин.}} \geq i_{\text{уд}}$
$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 3,231 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} \geq B_{\text{к}}$

По результатам делаем вывод, что данный разъединитель соответствует всем необходимым условиям.

Таблица 41 - Сравнение каталожных и расчетных данных разъединителя типа РН-СЭЩ-220/1250 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{р.махВН}} = 91 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р.мах.ВН}}$
$I_{\text{дин.}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{уд.к1}} = 13,79 \text{ кА}$	$I_{\text{дин.}} \geq i_{\text{уд}}$
$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 3,231 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} \geq B_{\text{к}}$

По результатам делаем вывод, что данный разъединитель соответствует всем необходимым условиям.

В КРУН 35 кВ и ЗРУ 10 кВ установка разъединителей не требуется. Достаточно выкатить тележку с выключателем, чтобы обеспечить видимый разрыв цепи, поскольку при этом размыкаются втычные контакты, заменяющие разъединитель.

6.2.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформаторы тока применяются для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты. Выбор трансформаторов тока производится

по номинальному напряжению (в соответствии с классом изоляции), току первичной цепи, току вторичных обмоток при выбранном классе точности, и проверяются по электродинамической и термической стойкости при коротких замыканиях. Класс точности трансформаторов тока при включении в них цепи электрических счетчиков должен быть 0,5 [12].

Перед выбором ТТ следует определить с числом и типом измерительных приборов, включенных во вторичную цепь, а также иметь данные о длине соединительных проводов. Далее определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, считая при этом, что $Z_{\text{пров}}=R_{\text{пров}}$.

На ОРУ 220 кВ установлены элегазовые выключатели со встроенными трансформаторами тока, нагрузка которых приведена в таблице 42.

Таблица 42 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 220 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	-	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	Ртутный 230 ART	7,5	7,5	7,5
Счетчик РЭ				
Итого	-	9	3,75	9

На КРУН 35 кВ установлены трансформаторы тока типа ТОЛ-СЭЦ-35 с нагрузкой, представленной в таблице 43.

Таблица 43 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ				

Счетчик РЭ	Меркурий 230 ART	7,5	7,5	7,5
Итого	-	9	3,75	9

Таблица 44 – Расчётные и каталожные данные ТОЛ-СЭЩ-35

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{ном}} = 200 \text{ А}$	$I_{\text{р.мах.СН}} = 197 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р.мах.СН}}$
$I_{\text{дин.}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{уд.к2}} = 19,465 \text{ кА}$	$I_{\text{дин.}} \geq i_{\text{уд.к2}}$
$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 1727 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 6,088 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} \geq B_{\text{к}}$

Так как была произведена проверка КРУН на соответствие всем нормативным условиям, то подробный расчет встроенных ТТ не выполняем.

На ЗРУ 10 кВ установлены ТТ марки ТОЛ-НТЗ-10-11В УХЛ2, которые подключаются к двум фазам, выполним их проверку.

Таблица 45 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3021	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART	7,5	7,5	7,5
Счетчик РЭ				
Итого	-	8	7,5	8

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2,$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{ном}}$ - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности (при токе вторичных цепей 5 А составляет $Z_{2\text{ном}}=1,2 \text{ Ом}$).

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому:

$$Z_2 \approx R_2. \quad (40)$$

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2ном} \geq r_{приб} + r_{пров} + r_{конт}, \quad (41)$$

где $r_{приб}$ – сопротивление приборов, Ом;

$r_{пров}$ – сопротивление соединительных проводов, Ом;

$r_{конт}$ – сопротивление контактов ($r_{конт} = 0,1$ Ом).

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (42)$$

где $S_{приб}$ – мощность, потребляемая приборами в самой загруженной фазе, Ом;

I_2 – вторичный номинальный тока прибора, А.

$$r_{приб} = \frac{8}{5^2} = 0,32 \text{ Ом.}$$

Сопротивление проводов определяется:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q}, \quad (43)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода ($\rho = 0,0289$ Ом·мм²/м);

$l_{расч}$ – длина соединительных проводов.

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм², тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{пров} = \frac{0,0289 \cdot 30}{4} = 0,22 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_2 = 0,32 + 0,22 + 0,1 = 0,64 \text{ Ом.}$$

Таблица 46 – Расчётные и каталожные данные ТОЛ-НТЗ-10-11В УХЛ2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3

$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{ном}} = 1500 \text{ А}$	$I_{\text{р.мах.НН}} = 1312 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р.мах.НН}}$
$I_{\text{дин.}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд.кЗ}} = 47,971 \text{ кА}$	$I_{\text{дин.}} \geq i_{\text{уд.кЗ}}$
$Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,64 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$
$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 40,27 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} \geq B_{\text{к}}$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям.

6.2.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения служит для понижения высокого напряжения от первичных цепей до стандартного значения 100 или 100/ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- 1) по напряжению установки;
- 2) по конструкции и схеме соединения;
- 3) по классу точности;
- 4) по вторичной нагрузке.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{ном}}, \quad (44)$$

где $S_{2\text{ном}}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие класса точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2 \text{ расч}}$ [12].

На ОРУ 220 кВ установлены трансформаторы напряжения марки UTF-245, произведем его проверку.

Приборы, подключаемые к трансформаторам напряжения 220 кВ, представлены в таблице 47.

Таблица 47 – Мощность приборов, подключаемых к трансформаторам напряжения 220 кВ

Наименование	Прибор	S , ВА	Число приборов	S_{Σ} , ВА
1	2	3	4	5
Вольтметр	СВ-3021	5	3	15
Ваттметр	СР-3021	5	3	15
Варметр	СТ-3021	5	3	15
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART	7,5	3	22,5
Счетчик РЭ			3	22,5
Сумма	-	-	15	90

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 48.

Таблица 48 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$S_{2\text{ном}} = 400 \cdot 3 = 1200 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 90 \text{ ВА}$	$S_{2\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}$

Как видно из результатов установленный ТН соответствует данным условиям.

Также на ОРУ 220 используется ТН ОСШ типа DFK-245, который необходимо проверить.

Таблица 49 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$S_{2\text{ном}} = 200 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 90 \text{ ВА}$	$S_{2\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}$

В КРУН 35 кВ установлены ТН марки GE-36 ЗНОЛ/УЗ, произведем их проверку. Приборы, подключаемые к трансформаторам напряжения 35 кВ, представлены в таблице 50.

Таблица 50 – Мощность приборов, подключаемых к трансформаторам напряжения 35 кВ

Наименование	Прибор	S , ВА	Число приборов	S_{Σ} , ВА
1	2	3	4	5
Вольтметр	СВ-3021	5	2	10
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART	7,5	4	30
Счетчик РЭ			4	30
Сумма	-	-	10	70

Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН представлено в таблице 51.

Таблица 51 – Сопоставление каталожных и расчетных данных GE-36 ЗНОЛ/УЗ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}}$
$S_{2\text{НОМ}} = 60 \cdot 3 = 180 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 70 \text{ ВА}$	$S_{2\text{НОМ}} \geq S_{2\Sigma}$

Как видно из результатов, установленные трансформаторы напряжения соответствует данным условиям.

В ЗРУ 10 кВ установлены антирезонансные трансформаторы напряжения марки НАМИТ-10-2 УХЛ2, произведем проверку.

Приборы, подключаемые к трансформаторам напряжения 10 кВ, представлены в таблице 52.

Таблица 52 – Мощность приборов, подключаемых к трансформаторам напряжения 10 кВ

Наименование	Прибор	S , ВА	Число приборов	S_{Σ} , ВА
--------------	--------	----------	----------------	-------------------

1	2	3	4	5
Вольтметр	СВ-3021	5	2	15
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART	7,5	3	22,5
Счетчик РЭ			3	22,5
Сумма	-	-	15	60

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 53.

Таблица 53 – Сопоставление каталожных и расчетных данных НАМИТ-10-2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}}$
$S_{2\text{НОМ}} = 150 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 60 \text{ ВА}$	$S_{2\text{НОМ}} \geq S_{2\Sigma}$

Как видно из результатов, трансформатор напряжения соответствует данным условиям.

6.2.5 Выбор и проверка токоведущих частей

В ОРУ 220 кВ применяются гибкие шины марки АС 300/39, допустимый ток которых $I_{\text{ДОП}} = 710 \text{ А}$, диаметр провода $d = 24 \text{ мм}$.

Согласно ПУЭ, проверка шин на электродинамическую стойкость не производится, так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени составляет меньше 20 кА. Также не производится проверка на термическую стойкость к токам КЗ, так как шины выполнены голыми проводами, расположенными на открытом воздухе.

Проверка выполняется только по условиям короны и длительно допустимому току.

Проверка по длительно допустимому току:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}.$$

Проверка по условиям коронирования.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля (кВ/см).

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (45)$$

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

r_0 - радиус провода (1,2 см).

Напряженность электрического поля около поверхности провода определяется по выражению (кВ/см):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (46)$$

где U – линейное напряжение на проводе;

D_{cp} - среднегеометрическое расстояние между проводами фаз.

Для напряжения 220 кВ расстояние между фазами принимается 400 см.

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 400 = 504 \text{ см.}$$

В результате расчета получим следующие значения напряженностей:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,2}} \right) = 31,34 \text{ кВ/см.}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,2 \cdot \lg \frac{504}{1,2}} = 24,74 \text{ кВ/см.}$$

Условие образования короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$1,07 \cdot 24,74 \leq 0,9 \cdot 31,34$$

$$26,47 \leq 28,206$$

По результатам делаем вывод, что провод соответствует всем условиям.

В КРУН 35 кВ марки СЭЩ-65 применены медные круглые шины, допустимый ток которых $I_{доп} = 1600$ А, диаметр провода $d = 40$ мм.

Подробный расчет ошиновки КРУН дополнительно не проводим, так как она входит в заводскую комплектацию с заданными номинальными параметрами. Поэтому выполним проверку по основным условиям, результаты представим в таблице 54.

Таблица 54 – Расчётные и каталожные данные шин КРУН 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{р.мах} = 197 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{р.мах}$
$I_{дин.} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 19,465 \text{ кА}$	$I_{дин.} \geq i_{уд.КЗ}$
$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 3 = 75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 6,088 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$

Ошиновка прошла проверку по основным условиям.

Для подключения КРУН 35 кВ к силовому трансформатору используются кабели с алюминиевыми жилами. Данные кабели должны выдерживать максимальный ток нагрузки.

Принятый тип кабеля – АПвП 3х(1х120/25-35).

Проверка по напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{сет.ном},$$

$$35 \geq 35.$$

Проверка по длительно допустимому току:

$$I_{дон} = 346 \text{ А}, I_{мах} = 197 \text{ А}.$$

$$I_{мах} \leq I_{дон}.$$

Проверка на термическую стойкость:

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

где B_k – интеграл Джоуля, рассчитан ранее при выборе выключателей.

C – коэффициент для алюминиевых шин и кабелей, равный 91.

$$q_{min} = \frac{\sqrt{6,088 \cdot 10^6}}{91} = 27,11 \text{ мм}^2, \text{ что меньше принятого сечения.}$$

Применяемый кабель соответствует всем условиям.

В КРУ 10 кВ ошиновка и сборные шины выполнены жесткими алюминиевыми шинами со следующими параметрами:

$$2 \times (100 \times 10) \text{ мм}, I_{\text{доп}} = 1720 \text{ А.}$$

Принимаем алюминиевые двухполосные шины прямоугольного сечения марки АДЗ1Т:

$$S = 1000 \text{ мм}^2 - \text{ для одной полосы шины.}$$

Проверка по длительно допустимому току:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}.$$

Максимальный рабочий ток:

$$I_{\text{р. max}} = 1312 \text{ А.}$$

$$1312 \leq 1720.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{40,27 \cdot 10^6}}{91} = 69,73 \text{ мм}^2, \text{ что меньше принятого сечения.}$$

Длину пролета между опорными изоляторами примем равной $L = 1,5$ м.

Согласно ПУЭ [23], проверка на электродинамическую стойкость с учетом механических колебаний не требуется.

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины (Н/м):

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a}, \quad (48)$$

где $i_{\text{уд}}$ – ударный ток на шине (А);

a – расстояние между фазами, равное 0,8 (м).

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{47931^2}{0,8} = 795,84 \text{ Н/м.}$$

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

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot L^2}{10W_{\phi}}, \quad (49)$$

где L – длина пролета между опорными изоляторами (м);

W_{ϕ} – момент сопротивления шины, который равен:

$$W_{\phi} = b \cdot h^2 \frac{1}{6}, \quad (50)$$

$$W_{\phi} = \frac{1 \cdot 10^2}{6} = 16,66 \text{ см}^3.$$

$$\sigma_{расч} = \frac{795,84 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 16,66} = 10,75 \text{ МПа}.$$

Для выбранной шины $\sigma_{дон} = 75$ МПа, следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого. Делаем вывод, что шины механически прочные.

6.2.6 Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд

На ПС 220 кВ «Лесозаводск» установлены два трансформатора собственных нужд типа ТСЗ-630/10/0,4 УХЛ1. Дата ввода в эксплуатацию 2014 г.

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

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

Выполним проверку установленных ТСН марки ТСЗ-630/10/0,4 УХЛ1.

Расчетная мощность нагрузки СН:

$$S_{расч} = 633,4 \text{ кВА}.$$

Расчетная мощность ТСН:

$$S_p = \frac{S_{расч}}{K_{\Pi}}, \quad (51)$$

где K_{II} – коэффициент допустимой перегрузки трансформатора, равный 1,4.

$$S_p = \frac{633,4}{1,4} = 452,43 \text{ кВА.}$$

По результату расчета делаем вывод, что установленные ТСН полностью соответствуют.

6.2.7 Выбор и проверка ОПН

Большая часть повреждений электрооборудования РУ связана с возникновением грозových и коммутационных перенапряжений. Применение ОПН обеспечивает ограничение перенапряжений, что значительно повышает надежность работы высоковольтного оборудования.

На высокой стороне силового трансформатора (220 кВ) и соответствующих трансформаторах напряжения установлены ограничители перенапряжений марки ОПН-220/157/10/400 УХЛ-1. На средней стороне трансформатора установлены ОПН-35/41/10/800 (III) УХЛ1 и на низкой стороне – ОПН-10/12/10/2 УХЛ1. Основные характеристики ОПН представлены в таблицах 55.

Таблица 55 – Основные характеристики ОПН

Параметр	Тип ОПН		
	ОПН-220/157/10/400 УХЛ-1	ОПН-35/41/10/800 (III) УХЛ1	ОПН-10/12/10/2 УХЛ1
1	2	3	4
Класс напряжения сети, кВ	220	35	10
Номинальное напряжение, кВ	200	52,6	15,6

Продолжение таблицы 55

1	2	3	4
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	154	41	12

Номинальный разрядный ток, кА	10	10	10
Остающееся напряжение при коммутационном импульсе тока 30/60 мкс с амплитудой 1000 А, кВ, не более	202	103	31,4
Остающееся напряжение при грозовом импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой 20000 А, кВ, не более	320	140	42,3
Пропускная способность, А	400	800	550
Испытательное напряжение полного грозового импульса, кВ, не менее	1000	210	55
Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее	630	110	24

Выполним проверку по наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению, которое должно превышать наибольшее рабочее напряжение сети или аппарата:

$$U_{н.д} \geq 1,15 \cdot \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}} \text{ кВ}, \quad (52)$$

$$157 \geq 1,15 \cdot \frac{220}{\sqrt{3}} = 146,07 \text{ кВ},$$

$$41 \geq 1,15 \cdot \frac{35}{\sqrt{3}} = 23,24 \text{ кВ},$$

$$12 \geq 1,15 \cdot \frac{10}{\sqrt{3}} = 6,64 \text{ кВ}.$$

В каждом случае условие выполняется.

Если для выбранного ОПН остающееся напряжение при растущем грозо-

вом токе составляет не более, чем 0,9 от U грозовых перенапряжений, то установленные ОПН соответствуют:

$$U_{ост} \geq 0,9 \cdot U_{гр}, \quad (53)$$

$$320 < 0,9 \cdot 1000 = 900 \text{ кВ},$$

$$140 < 0,9 \cdot 210 = 189 \text{ кВ},$$

$$42,3 \geq 0,9 \cdot 55 = 49,5 \text{ кВ}.$$

В каждом случае условие выполняется.

6.2.8 Выбор и проверка высокочастотных заградителей

Высокочастотные заградители предназначены для врезки в линейные провода высоковольтных линий электропередач в качестве высокочастотной обработки воздушных линий с целью ослабления шунтирующего действия высоковольтного оборудования электрических подстанций и ответвлений ВЛ на линейные тракты каналов высокочастотной связи диспетчерского и технологического управления электросетями, выполняют функции заграждающего фильтра для высоких частот.

Для ВЛ 220 кВ применяются высокочастотные заградители типа DLTC 1250/0,5, для ВЛ 35 кВ – ВЗ-630-0,5 У1.

Проверка ВЧ-заградителей производится по номинальным и ударным токам. Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЧЗ на ВН представлены в таблице 56.

Таблица 56 – Расчётные и каталожные данные ВЧ – заградителей 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{раб} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{раб}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 91 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$

Продолжение таблицы 56

1	2	3
$I_{дин.} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 13,79 \text{ кА}$	$I_{дин.} \geq i_{уд}$

$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 1 = 992,25$ кА ² ·с	$B_K = 3,231$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
---	----------------------------------	----------------------------

Таблица 57 – Расчётные и каталожные данные ВЧ – заградителей 35 кВ

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{раб} = 35$ кВ	$U_{ном} \geq U_{раб}$
$I_{ном} = 630$ А	$I_{раб.мах} = 197$ А	$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$
$I_{дин.} = 41$ кА	$i_{уд} = 19,465$ кА	$I_{дин.} \geq i_{уд}$
$I_T^2 \cdot t_T = 16^2 \cdot 1 = 256$ кА ² ·с	$B_K = 6,088$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

Как видно из результатов ВЧ-заградители соответствуют данным условиям.

6 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ВОДУШНОЙ ЛИНИИ 220 КВ
«ЛЕСОЗАВОДСК – СПАССК – ДАЛЬНЕВОСТОЧНАЯ»

6.1. Выбор типов опор

Основными конструктивными элементами ВЛ являются опоры, провода, грозозащитные тросы, изоляторы и линейная арматура.

Определим типы опор проектируемой воздушной линии электропередачи с учетом сечения принятых проводов, напряжения, количества цепей и района по гололеду. В качестве промежуточной выбираем стальную многогранную опору типа ПМ220-1ф. Также принимаем к установке анкерно-угловые опоры типа УМ220-1 (стальная многогранная анкерно-угловая) [14].

Для данных опор предусматривается подвеска сталеалюминевых проводов марки АС 300/39, а также подвеска грозозащитного троса ТК11. Промежуточная пора крепится посредством фланцевого соединения к свайному фундаменту из стальной трубы [14].

Выбор многогранных опор обусловлен целым рядом преимуществ по сравнению с железобетонными и решетчатыми:

- 1) сокращение сроков строительства;
- 2) сокращение материальных затрат;
- 3) транспортабельность;
- 4) увеличение срока эксплуатации;
- 5) высокая надежность;
- 6) вандалоустойчивость;
- 7) простота утилизации при ликвидации.

Такие опоры ЛЭП эксплуатируются в I-V ветровых и гололедных районах в населенной и ненаселенной местности в соответствии с ПУЭ-7 в районах с расчётной температурой воздуха до минус 65°С и выше.

В районе строительства ВЛ предпочтительнее установка стальных многогранных опор, так как ее протяженность составляет около 250 км в местности с различными особенностями рельефа и климата. Также их применение оптимально в районах городской застройки, где предъявляются повышенные требования к минимизации отвода земли.

6.2 Выбор типов изоляторов

Принятые к установке опоры рассчитаны на применение подвесных стеклянных изоляторов типа ПС300В для провода и ПС160Д для грозотроса.

Так как степень загрязнения, в соответствии с ПУЭ п.1.9 [23], третья, то необходимо применение подвесных стеклянных изоляторов тарельчатого типа для районов с умеренной загрязненностью (1-3 степень загрязнения), делаем вывод, что данные изоляторы соответствуют.

Основные параметры выбранной марки изолятора для провода:

- 1) длина пути утечки изолятора составляет 385 мм;
- 2) механическая разрушающая сила – 300 кН;
- 3) диаметр тарелки – 320 мм;
- 4) строительная высота – 195 мм.

Для напряжения 220 кВ устанавливаем в гирлянде 15 изоляторов.

Количество изоляторов в натяжном тросовом креплении необходимо принимать удвоенным по сравнению с количеством изоляторов в поддерживающем тросовом креплении.

6.3 Выбор линейной арматуры

Линейная арматура предназначена для закрепления проводов к изоляторам и к опорам. Она содержит следующие основные элементы: зажимы, соединители, дистанционные распорки и др. Поддерживающие зажимы применяют для подвески и закрепления проводов ВЛ на промежуточных опорах с ограниченной жесткостью заделки. На анкерных опорах для жесткого крепления проводов используют натяжные гирлянды и зажимы. Сцепная арматура предназначена для подвески гирлянд на опорах. Соединители применяются для соединения отдельных участков провода с помощью овальных соединителей.

Сцепная арматура для крепления изоляторов: ушко типа У1-30-24; серьга типа СР-30-24; затяжной зажим НС-70-3А.

7 ГРОЗОУПОРНОСТЬ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ И МОЛНИЕЗАЩИТА ПС

7.1 Грозоупорность воздушной линии электропередачи 220 кВ «Лесозаводск – Спасск – Дальневосточная»

Под грозоупорностью ВЛ понимают устойчивость линии к воздействию грозовых перенапряжений. Показателем грозоупорности линии является число ее грозовых отключений в год. Эффективность молнии защиты воздушных линий определяют отдельно для следующих расчетных случаев:

- 1) удар молнии в вершину опоры (трос возле опоры);
- 2) удар молнии в трос в середине пролета;
- 3) удар молнии в провод при прорыве сквозь тросовую защиту.

Определяем среднюю высоту подвеса троса по формуле:

$$h_{cp} = h_{mp} - \frac{2}{3} \cdot f_{mp}, \quad (54)$$

где h_{mp} – высота подвеса троса на опоре;

f_{mp} – стрела провеса троса, определяется по формуле:

$$f_{mp} = h_{mp} - h_{\Gamma} - (h_{np}^B - h_{np}^H) - h_{mp(np)}, \quad (55)$$

где h_{mp} – высота подвеса троса, $h_{mp} = 27,63$ м;

h_{Γ} – высота габарита (минимальное расстояние между провод – земля).

$$h_{\Gamma} = 7 \text{ м.}$$

h_{np}^B – высота подвеса верхнего провода, $h_{np}^B = 21,4$ м;

h_{np}^H – высота подвеса нижнего провода, $h_{np}^H = 15,4$ м;

$h_{mp(np)}$ – высота подвеса троса над проводом, $h_{mp(np)} = 7$ м.

$$f_{mp} = 27,63 - 7 - (21,4 - 15,4) - 7 = 7,63 \text{ м.}$$

$$h_{cp} = 27,63 - \frac{2}{3} \cdot 7,63 = 22,543 \text{ м.}$$

Определим удельное число отключений линии при ударе молнии в опору.

Общее число ударов молнии в опору:

$$N_{on} = 4 \cdot N \cdot \frac{h_{mp}}{l_{np}}, \quad (56)$$

где N – общее число ударов молнии на 100 км линии.

Так как $h_{cp} < 30$ м, то

$$N = 0,2 \cdot P_0 \cdot \left(\frac{d_{mp(np)}}{2} + 5 \cdot h_{cp} - \frac{2 \cdot h_{cp}^2}{30} \right), \quad (57)$$

где P_0 – плотность разряда линии на землю, определяется по формуле:

$$P_0 = 0,05 \cdot N_{Г.Д.}, \quad (58)$$

$$P_0 = 0,05 \cdot 20 = 1.$$

$$N = 0,2 \cdot 1 \cdot \left(\frac{0}{2} + 5 \cdot 22,543 - \frac{2 \cdot 22,543^2}{30} \right) = 15,767.$$

$$N_{on} = 4 \cdot 15,767 \cdot \frac{27,63}{360} = 4,357.$$

Вероятность перекрытия линейной изоляции при ударе молнии в опору:

$$P_{on} = e^{-0,04 \cdot I_{kp}}, \quad (59)$$

где I_{kp} – критический ток молнии, определяется по формуле:

$$I_{kp} = \frac{U_{50\%}}{R_u + \delta \cdot h_{on}}, \quad (60)$$

где $U_{50\%}$ – пятидесятипроцентное разрядное напряжение для стандартного импульса отрицательной полярности, $U_{50\%} = 1000$ кВ;

R_u – импульсное сопротивление заземлителя опоры, $R_u = 15$ Ом;

δ – коэффициент, зависящий от количества тросов, $\delta = 0,3$.

$$I_{kp} = \frac{3519}{15 + 0,3 \cdot 27,63} = 151,101 \text{ кА.}$$

$$P_{on} = e^{-0,04 \cdot 151,101} = 0,00237.$$

Определим вероятность перехода импульсного перекрытия в дугу:

$$\eta = \left(0,92 \cdot \frac{U_{\text{дл.доп.}}}{l_{\text{разр}}} - 6 \right) \cdot 10^{-2}, \quad (61)$$

где $l_{\text{разр}}$ – длина разрядного пути, $l_{\text{разр}} = 2,925$ м;

$U_{\text{дл.доп.}}$ – наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение.

Для 220 кВ: $U_{\text{дл.доп.}} = 252$ кВ;

$$\eta = \left(0,92 \cdot \frac{252}{2,925} - 6 \right) \cdot 10^{-2} = 0,733.$$

Удельное число отключений линии при ударе молнии в опору:

$$n_{\text{он}} = N_{\text{он}} \cdot P_{\text{он}} \cdot \eta \cdot (1 - P_{\text{АПВ}}), \quad (62)$$

где $P_{\text{АПВ}}$ – вероятность успешной работы АПВ, равная для 220 кВ 0,8.

$$n_{\text{он}} = 4,357 \cdot 0,00237 \cdot 0,733 \cdot (1 - 0,8) = 0,00151.$$

Подробный расчет остальных случаев приведен в приложении Д.

7.2 Молниезащита подстанции 220 кВ «Лесозаводск»

Для защиты подстанционного оборудования от прямых ударов молнии используется система молниеотводов. Назначение молниеотвода – принять на себя подавляющее число ударов молнии в пределах защищаемой территории и отвести ток молнии в землю.

Для защиты ОРУ наиболее удобным решением является применение стержневых молниеотводов, устанавливаемых на заземленных конструкциях сооружения или рядом с ним, но надежно соединенных с заземлителем.

На подстанции принимаем к установке 25 стержневых молниеотводов и 8 отдельно стоящих.

Высота стержневых молниеотводов принята равной $h_{\text{стерж}} = 6$ м, высота отдельно стоящих $h_{\text{отд}} = 30$ м. Стержневые молниеотводы установлены на самом высоком защищаемом сооружении – линейном портале, его высота составляет $h_x = 16,5$ м.

Т.к. в нашем случае высота молниеотвода $h < 150$ м., то параметры внешней зоны защиты определяем по следующим формулам.

Эффективная высота молниеотвода, м:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h, \quad (63)$$

где h – принятая высота молниеотвода, м.

Радиус зоны защиты на уровне земли, м:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h. \quad (64)$$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта, м:

$$r_x = \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right) r_0, \quad (65)$$

где h_x – высота защищаемого объекта, м;

Рассмотрим расчет внутренней зоны защиты для стержневых молниеотводов. Расстояние между молниеотводами 1 и 2 равно $L = 10$ м, которое находится в границах $h < L_{12} \leq 2h$, поэтому параметры внутренней зоны определяем по следующим формулам:

$$h_{\text{cx}} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h)(L - h), \quad (66)$$

где h_{cx} – наименьшая высота внутренней зоны защиты, м.

r_{c0} – половина ширины внутренней зоны на уровне земли, м, $r_{c0} = r_0$.

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot (6 + 16,5) = 19,125 \text{ м.}$$

$$r_0 = r_{c0} = (1,1 - 0,002 \cdot 6) \cdot 6 = 6,528 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты в середине между молниеотводами, м:

$$h_{\text{cx}} = 19,125 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 6) \cdot (10 - 6) = 18,438.$$

Определим радиус зоны защиты в середине между молниеотводами на высоте защищаемого объекта, м:

$$r_{\text{cx}} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{\text{cx}} - h_x}{h_{\text{cx}}} \right),$$

$$r_{cx} = 6,528 \cdot \left(\frac{18,438 - 16,5}{18,438} \right) = 0,686 \text{ м.}$$

$$r_x = \left(1 - \frac{16,5}{19,125} \right) \cdot 6,528 = 0,896 \text{ м.}$$

Расстояние между стержневыми молниеотводами, расположенными на линейных порталах, равно $L = 10$ м

Расчет для свободностоящих молниеотводов произведён аналогично. Результаты расчета зоны защиты стержневых молниеотводов приведены в таблице 58.

Таблица 58 – Результаты расчета зоны защиты молниеотводов

Молниеотводы	L , м	$h_{эф}$, м	r_0 , м	r_x , м	h_{cx} , м	r_{c0} , м	r_{cx} , м
1-2	10	19,13	6,53	0,9	18,44	6,53	0,69
2-3	10	19,13	6,53	0,9	18,44	6,53	0,69
3-4	10	19,13	6,53	0,9	18,44	6,53	0,69
4-5	10	19,13	6,53	0,9	18,44	6,53	0,69
5-6	10	19,13	6,53	0,9	18,44	6,53	0,69
6-7	5	19,13	6,53	0,9	19,3	6,53	0,95

8 РАСЧЕТ УСТАВОК РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ 220 КВ

Для защиты линии «Лесозаводск – Спасск - Дальневосточная» применяем шкаф REL-521. В терминал входят такие защиты, как дистанционная, токовая защита нулевой последовательности, максимальная токовая защита, токовая отсечка. Терминал защиты линий REL-521 является, основным элементом защиты линий распределения и передачи электроэнергии и входит как составная часть в систему PYRAMID. В состав системы PYRAMID входит полный набор терминалов сложных объектов, функционального контроля станций и систем управления станций. Блоки системы PYRAMID могут использоваться в качестве автономных устройств защиты или в качестве составных частей полной системы контроля, системы управления или системы релейной защиты.

8.1 Расчет дистанционной защиты

Расчет ДЗ в общем случае сводится к определению:

- а) Сопротивления срабатывания, выдержки времени и чувствительности отдельных ступеней защиты;
 - б) Параметров срабатывания, чувствительности и типа пусковых органов.
- Уставка срабатывания первой ступени выбирается из условия отстройки от КЗ на шинах приемной подстанции:

$$Z_{с.з.}^I = k_3 \cdot Z_L, \quad (67)$$

где k_3 – коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность защиты совместно с трансформатором тока и напряжения, $k_3 = 0,85$;

Z_L – полное сопротивление линии.

$$Z_L = Z_{AC300} \cdot l, \quad (68)$$

где l_L – длина линии, $l = 245,58$ км;

Z_{AC300} – удельное сопротивление провода AC – 300,

$$Z_L = x_{AC300} \cdot l,$$

$$Z_{л} = 0,429 \cdot 245,58 = 105,35 \text{ Ом}$$

$$Z_{с.з.}^I = 0,85 \cdot 105,35 = 89,55 \text{ Ом}$$

Выдержка времени первой ступени защиты $t_{с.з.}^I = 0 \text{ с.}$

Вторая ступень.

Отстройка от КЗ за трансформатором приемной подстанции:

$$Z_{с.з.}^{II} = k_3 \cdot \left(Z_{л} + \frac{Z_m}{K'_{ток}} \right), \quad (69)$$

где Z_m – сопротивления трансформатора;

$K'_{ток}$ – коэффициент токораспределения, $K'_{ток} = 1$;

$$Z_{с.з.}^{II} = 0,85 \cdot \left(105,35 + \frac{275}{1} \right) = 323,29 \text{ Ом.}$$

Проверим чувствительность защиты. Она должна быть равной или больше чем 1,25.

Проверим чувствительность защиты. Она должна быть равной или больше чем 1,25.

$$k_q^{II} = \frac{Z_{с.з.}^{II}}{Z_{л}} \geq 1,25, \quad (70)$$

$$k_q^{II} = \frac{288}{105,35} = 2,73 \geq 1,25$$

$$K_q = \frac{Z''}{Z_{л}} = \frac{288}{105,35} = 2,73 > 1,25, \quad (71)$$

$$t_1^{II} = t_3^I + \Delta t = 1 \quad (72)$$

Третья ступень.

Отстройка от нагрузки:

$$z^{III} \leq \frac{1,5 \cdot U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot K_B \cdot I_{НОМ}} \quad (73)$$

где $K_B=1,05$ – коэффициент возврата реле.

Коэффициент чувствительности в конце защищаемой зоны:

$$K_{\text{ч}} = \frac{Z^{\text{III}}}{Z_{\text{Л1}}} = \frac{14}{1,58} = 8,8 > 1,25 ,$$

$$t_1^{\text{III}} = t_1^{\text{II}} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1$$

8.2 Защита нулевой последовательности

Выполняем защиту двухступенчатой. Вторая ступень ТЗНП выполняет функции III – ей ступени.

Расчет первой ступени ТЗНП:

$$I^I = \kappa_{\text{н}} \cdot I_{0 \text{ max}} \quad (74)$$

где $I_{0 \text{ max}}$ - утроенный ток нулевой последовательности;

$$\kappa_{\text{н}} = 1,3.$$

$$I_{0 \text{ max}} = 3 \cdot \frac{1}{3} \cdot I_{\text{max вл}}^1 \quad (75)$$

где $I_{\text{max вл}}^1$ - ток несимметричного КЗ за линией (точка К1).

$$I_{0 \text{ max}} = 3 \cdot \frac{1}{3} \cdot 10,4 = 10,4$$

$$I^I = 1,3 \cdot 10,4 = 13,52 \text{ кА,}$$

$$t^I = 0'' .$$

Ток срабатывания ТЗНП второй ступени выбирается по условиям согласования с отсечками первых (вторых) ступеней защит смежных линий, так как в нашем случае смежных линий нет, то расчет второй ступени нет необходимости производить.

Расчет третьей ступени ТЗНП:

$$I^{\text{III}} = \kappa_{\text{н}} \cdot I_{\text{нб}} \quad (74)$$

где $I_{\text{нб}} = \kappa_{\text{ан}} \cdot \kappa_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{к max}}^{(3)}$ - ток небаланса;

$$\kappa_{\text{н}} = 1,3.$$

$$I^{III} = 1,3 \cdot 0,5 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 4,2 = 0,273 \text{ кА.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{3 \cdot I_{0 \text{ min}}}{I^{III}} \geq 1,2 \tag{75}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{3 \cdot 2,88}{0,273} = 31,64 \geq 1,2$$

$$t^{III} = \Delta t = 1,0''$$

Дистанционная защита:

IЗ – 1,34 Ом, 0 сек.

IIЗ – 29 Ом 4,5 сек.

IIIЗ – 0,695 Ом 1,0 сек.

Направленная защита нулевой последовательности:

Iст – 13,5 кА 0 сек.

IIIст – 0,273 кА 1,0 сек.

Максимальная токовая отсечка: 600 А 0 сек. - постоянно выведена, вводится в режиме опробования шин.

Описание расчёта ведётся согласно выданной карте уставок на микропроцессорный терминал REL-521.

8.3 Уставки регистратора аномальных режимов

Аналоговые сигналы заведены в терминале, а их пуски задаются либо по повышению, либо по снижению параметров. (Для данной ВЛ фазные напряжения регистрируются по снижению, а 3U0, 3I0 и фазные токи - по повышению параметров). Данные задаются в процентах, рассчитываются с учётом значений коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения.

Параметры регистратора также заданы в терминале, а их уставки задаются. Например, tPost - 0,5 сек. (послеаварийное время записи); tLim - 6 ссек.(общее время записи); tPre - 0,14 сек. (предаварийное время записи процесса).

Таймеры:

В этом блоке параметры задаются персоналом.

Например, TS01 (автоматическое ускорение IV ступени ДЗ) - соответствует автоматическому ускорению II зоны ДЗ - 0,3 сек. (в панели ЭПЗ-1636); TS03 (автоматическое ускорение МТЗ) - МТЗ в REL-511 выполняет функцию НЗНГТ (контроль 310), поэтому время соответствует автоматическому ускорению III ступени НЗНП - 0,3 сек.; TM01 (время блокировки PSD от измерительного органа III ступени ДЗ) - происходит вывод блокировки защиты (на 2,0 сек.) для её работы при возникновении короткого замыкания (используется для III зоны ДЗ); TM (время ввода автоматического ускорения) - 2,0 сек.

8.4 Уставки дистанционной защиты

В REL-521 применяется 5 (пять) зон дистанционной защиты. Для измерения дистанционных органов значения уставок задаются не как полные значения Z, а как их составляющие XI и R1.

Примечание методика расчета уставок для I зоны несколько отличается от расчета уставок II и III зон (Значения для IV и V зон принимаются равными значениям уставок II зоны)

I зона ДЗ

Operation (режим работы и направленность функции ZM1) - ПРЯМ.

Operation PP (режим работы функции ZM1 при междуфазных замыканиях) -ВКЛ.

X1PP (реактивная зона охвата прямой последовательности зоны дистанционной защиты ZM1 для междуфазных замыканий, Ом).

$$Z I \cdot \sin^{\varphi_{мч}}, \quad (75)$$

где $\varphi_{мч} = 80$ - угол максимальной чувствительности.

$$X1PP = Z I \cdot \sin 80^\circ = 0,743 \text{ Ом};$$

$$\text{втор.} - 0,743/1,1 = 0,67 \text{ Ом},$$

где $Z I = 0,748 \text{ Ом}$ - уставка срабатывания I зоны ДЗ.

$$Z I = 0,85 \cdot Z_{л} = 0,85 \cdot 0,88 = 0,748 \text{ Ом};$$

$Z_{л}$ - полное сопротивление ВЛ.

R_{1PP} (активное сопротивление линии прямой последовательности, включенное в зону дистанционной защиты $ZM1$ для междуфазных замыканий, Ом).

$$R_{1PP} = Z_{л} \cdot \cos 80^\circ = 0,083 \text{ Ом}; \quad \text{втор.} - 0,083/1,1 = 0,075 \text{ Ом.}$$

R_{FP} (активное сопротивление в месте повреждения при междуфазных замыканиях, Ом).

Определим зону расширения для I ступени. Для неё существуют ограничения:

$$R_{FP} < 1,5 \cdot X_{1PP} - R_{1PP} = 1,5 \cdot 0,743 - 0,083 = 1,032 \text{ Ом};$$

$$1,032/1,1 = 0,94 \text{ Ом.}$$

$Timert_{1PP}$ (режим работы отключения с выдержкой времени для зоны $ZM1$ дистанционной защиты для междуфазных замыканий) - положение ВКЛ.

T_{1PP} (срабатывание на отключение с выдержкой времени зоны $ZM1$ дистанционной защиты для междуфазных замыканий) - принимается равным 0 сек.

Operation PE (режим работы функции $ZM1$ при замыканиях фазы на землю) — положение ВКЛ.

X_{1PE} (реактивная зона охвата прямой последовательности зоны $ZM1$ дистанционной защиты для замыканий фазы на землю, Ом) - принимаем значение этого параметра такое же, как и для междуфазных замыканий, т.е. $X_{1PE} = 0,743$ Ом.

R_{1PE} (активное сопротивление линии прямой последовательности, включенное в зону $ZM1$ дистанционной защиты для замыканий фазы на землю, Ом) - аналогично, $R_{1PP} = 0,083$ Ом.

II зона ДЗ

$$X_{1PP} = Z_{II} \cdot \sin 80^\circ, \tag{76}$$

$$X_{1PP} = 8,9 \cdot \sin 80^\circ = 8,76 \text{ Ом.}$$

RFPP (активное сопротивление в месте повреждения при междуфазных замыканиях, Ом) – уставка срабатывания II зоны ДЗ Таймер t_{2PP} - ВКЛ. $T_{2PP}=4,5$ сек.

III зона ДЗ

$$X_{1PP} = Z^{\text{III}} \cdot \sin 80^\circ, \quad (77)$$

$$X_{1PP} = 0,175 \cdot \sin 80^\circ = 0,172 \text{ Ом},$$

$$R_{1PP} = Z^{\text{III}} \cdot \cos 80^\circ, \quad (78)$$

$$R_{1PP} = 2,8 \cdot \cos 80^\circ = 0,03 \text{ Ом}.$$

RFPP (активное сопротивление в месте повреждения при междуфазных замыканиях, Ом) – уставка срабатывания III зоны ДЗ.

Таймер t_{3PP} -ВКЛ. $T_{3PP} = 1,0$ сек.

IV зона ДЗ.

Принимаются параметры, аналогичные параметрам II зоны ДЗ, а значение $t_{4PP} = 0,3$ сек (время оперативного ускорения).

V зона ДЗ.

Аналогично II зоне ДЗ; значение $t_{5PP} = 0$ сек.

В отличие от зон I-IV, пятая зона ДЗ - обратнаправленная - это также указывается в параметрах REL-521.

8.5 Уставки логики схем связи для дистанционной защиты

Operation (активизация логики) - положение On;

Scheme Type (типсхемысвязи) - диапазонзначений - Permissive OR;

tCoord (время согласования схемы связи, сек.) - принимаем 0 сек.

Примечание: время координации с посылкой блокирующих сигналов - используется в схемах.

В данном случае наличие IV ступени и телеускорения противоположного конца - достаточное основание для отключения и задержка уже не нужна, т.е. $t_{\text{Coord}} = 0$ сек.

tSendMin (минимальная длительность сигнала несущей частоты, сек.) - принимаем 0,02 сек.

Примечание значение данного параметра принимаем 20 мсек. - в 2 раза больше, чем нужно для ETL - для передачи команды (условие отстройки от дребезга контактов).

Unblock (тип деблокировки) — положение Off.

Примечание данный параметр в терминале не используется, оставляем его значение по умолчанию.

tSecurity (время деблокировки) - принимаем значение 0,035 сек.

Примечание этот параметр также устанавливается по умолчанию.

8.6 Уставки 2-х ступенчатой направленной максимальной токовой защиты от замыканий на землю

Режимы срабатывания:

I - III ступени – прямонаправленные.

Токи срабатывания I-III ступеней защит выставляются в процентах и рассчитываются в зависимости от коэффициента трансформации трансформаторов тока.

I ступень

$IN1 >$ (ток срабатывания I ступени, %),

$IN1 = IC3 / KTT = 3870 / 1000 = 3,87 \text{ A} (3,87 \cdot 100 = 387 \text{ \%})$,

$T1$ (время срабатывания I ступени, сек.),

Принимаем $T1 = 0$ сек.

II ступень как было сказано раньше не выставляем.

III ступень

$IN3 >$ (ток срабатывания II ступени, %),

$IN3 = 273 / 1000 = 0,273 \text{ A} (0,273 \cdot 100 = 27,3 \text{ \%})$,

$T3$ (время срабатывания III ступени, сек.).

Принимаем $T3 = 5$ сек.

8.7 Направленность

$IN > Dir$ (ток срабатывания органа направленности, %) $IN = 5 \text{ \%}$.

$2ndHarmStab$ (уровень торможения 2 гармоники, %) $2ndHarmStab = 20\%$.

BlkParTransf (блокирование функции при наличии параллельного трансформатора) - Off.

Данные параметры защиты приняты по рекомендациям РДУ.

8.8 Максимальная токовая отсечка

Для быстрой ликвидации повреждений, сопровождающихся большими токами к.з., в терминал включена токовая защита без выдержки времени с тремя фазными токовыми органами.

Ток срабатывания токовой отсечки должен быть отстроен от максимального тока через защиту:

при трёхфазном к.з. в конце защищаемой линии;

при трёхфазном к.з. "за спиной".

Operation (активизация функции) - устанавливаем ВКЛ. IP» (ток срабатывания при междуфазных замыканиях, %) уставка 600 А - вводится в режиме опробования ВЛ, так как она является неселективной к I зонам ДЗ смежных линий.

8.9 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита (МТЗ), входящая как основная функция в состав терминала REL-521, дополняет функцию дифференциальной защиты линии.

МТЗ имеет одну ступень с выдержкой времени. Максимальная токовая защита от замыканий на землю выполняет следующие функции:

отключение замыканий на землю на защищаемом участке в дополнение к дистанционной защите от к.з. на землю, особенно в случаях возникновения к.з. на землю через большое активное сопротивление в месте повреждения, к которому дистанционные органы могут быть нечувствительны;

обеспечение дальнего резервирования, т.е. отключение к.з. на землю на смежных участках.

IN> (ток срабатывания при замыканиях на землю). Принимаем значение уставки II ступени НЗНП, т.е. IN = 28 %. Выдержку времени принимаем равной 0,5 сек. (оперативное ускорение).

9 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

К технико-экономическим показателям проекта относятся капитальные вложения в проект, стоимость потерь электроэнергии, суммарные эксплуатационные издержки, среднегодовые эксплуатационные расходы.

В ходе выполненного анализа существующей электрической сети была выявлена необходимость реконструкции ПС 220 кВ «Лесозаводск». В связи с этим, при расчете экономической эффективности разработанного варианта развития сети помимо расчета строящейся ВЛ «Лесозаводск – Спасск – Дальневосточная» будет учтена стоимость реконструкции подстанции, а также расширение ОРУ 220 кВ ПС «Спасск» и «Дальневосточная».

9.1 Расчёт капиталовложений

Капиталовложения – это расходы, необходимые для сооружения энергетических объектов. В капиталовложения на строительство линий входят изыскательские работы, подготовка трассы, затраты на приобретение опор, их доставку и монтаж. В капиталовложения на сооружение подстанций входят стоимость РУ, стоимость трансформаторов, и прочей вспомогательной аппаратуры.

Суммарные капиталовложения определяются следующим образом [15]:

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ}. \quad (79)$$

где $K_{ВЛ}$ – капиталовложения на сооружение воздушных линий, тыс.руб.;

$K_{ПС}$ – капиталовложения на строительство подстанций, тыс.руб.

Оценку капиталовложений по модернизации сети 220 кВ производим по «Укрупненным показателям стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750 кВ», разработанным АО «ФСК ЕЭС», утвержденным Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 09.07.2012 № 385 [17].

Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей напряжением 35 кВ и выше предназначены для оценки предполагаемого объема инвестиций в

сооружение линий электропередачи и подстанций как при осуществлении нового строительства, так и при реконструкции и расширении действующих объектов. Укрупненные стоимостные показатели приведены в базисном уровне цен (по состоянию на 01.01.2000 г.) и не включают НДС. Базовые показатели стоимости ВЛ 35 – 1150 кВ учитывают все затраты производственного назначения и соответствуют средним условиям строительства.

Базисный показатель стоимости умножается на территориальный повышающий коэффициент, который для Приморского края составляет 1,5 и на коэффициент инфляции, равный 8,59.

Стоимость ВЛ будет зависеть от сечения проводов, типа применяемых промежуточных опор и от количества цепей.

Таблица 59 – Параметры воздушной линии

Напряжение, кВ	Длина, км	Кол-во цепей	Марка провода	Затраты на строительство с учетом монтажа и арматуры, тыс. руб. на 1 км (цены 2000 г.)
220	245,58	1	АС-300/39	1799

Капиталовложения на строительство ВЛ:

$$K_{ВЛ} = (K_0 \cdot L_{\Sigma} + S \cdot L_{\Sigma} \cdot K_{осв} + K_{прос} \cdot L_{\Sigma}) \cdot K_{инфл} \cdot K_{тер}, \quad (80)$$

где K_0 – удельная стоимость на сооружение 1 км линии, тыс. руб./км;

L_{Σ} – длина трассы, км;

S – площадь отвода земель для опор, принимается равной 115 м²;

$K_{осв}$ – стоимость земли, руб./м²;

$K_{прос}$ – затраты на вырубку просеки, равны 275 тыс. руб./км.

Все коэффициенты определяются по справочным данным [15].

Средства на оплату за землю при изъятии земельного участка для строительства ПС и ВЛ ($K_{осв}$) определяются исходя из нормативной цены земли. Для Дальнего Востока $K_{осв}$ на 2000 г. составляет 25 руб./м².

Капиталовложения в ВЛ, тыс. руб:

$$K_{ВЛ} = (1799 \cdot 245,58 + 115 \cdot 245,58 \cdot 25 + 275 \cdot 245,58) \cdot 8,59 \cdot 1,5 = 1,566 \times 10^7$$

В капитальные вложения на сооружение подстанций входят: затраты на отвод земли и подготовку территории, приобретение трансформаторов, приобретение РУ, затраты на монтаж и наладку.

При реконструкции ПС «Лесозаводск» было принято решение заменить существующие трансформаторы и выключатели на ОРУ 220 кВ, добавить дополнительную линейную ячейку на ОРУ 220 кВ при подключении новой ВЛ, заменить выключатели в ЗРУ 10 кВ, а также расширить ОРУ 220 кВ остальных ПС.

Суммарные капиталовложения на реконструкцию подстанций с учетом прочих затрат вычисляются по следующей формуле:

$$K_{ПС} = (K_{РУ} + K_{ТР} + K_{пост}) \cdot k_{инф} \cdot k_{тер} + (K_{демонтаж_тр} + K_{демонтаж_выкл}) \cdot k_{инф} \cdot k_{тер}, \quad (0)$$

где $K_{РУ}$ – капиталовложения в распределительные устройства;

$K_{ТР}$ – капиталовложения в трансформаторы;

$K_{пост}$ – постоянная часть затрат, равная для ОРУ 220 кв 47500 тыс. руб.;

$K_{демонтаж_тр}$ – капиталовложения на демонтаж трансформаторов принимаются равными 49,3 тыс. руб.;

$K_{демонтаж_выкл}$ – капиталовложения на демонтаж выключателей на ВН и НН, принимаются равными 19,7 тыс. руб.

В таблице № представлен тип принятых к установке трансформаторов, и их соответствующая базовая стоимость на период 2000 г.

Таблица 60 – Трансформаторы

Подстанция	Тип трансформатора	Количество, шт	Стоимость одного трансформатора, тыс. руб
Лесозаводск	ТДТН – 25000/220 УХЛ1	2	3700

Капитальные затраты на РУ в данном случае включают в себя стоимость каждой ячейки комплекта выключателя. При дальнейшем расчете учтем также приобретение ячеек на остальных расширяемых ОРУ ПС.

Таблица 61 – Стоимость ячеек выключателей

U, кВ	Подстанция	Тип выключателя	Количество, шт	Стоимость, тыс. руб
220	Лесозаводск	Элегазовый	3	14698
10		Вакуумный	3	163

Суммарные капиталовложения на реконструкцию подстанций, тыс. руб:

$$K_{ПС} = ((7,398 + 2,14) \times 10^4 + 47500 + 49,3 + 19,7) \cdot 8,59 \cdot 1,5 = 1,842 \times 10^6$$

Суммарные капиталовложения на сооружение сети:

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС} = 1,566 \times 10^7 + 1,842 \times 10^6 = 1,75 \times 10^7 \text{ тыс. руб.}$$

9.2 Расчет издержек для реализации проекта

9.2.1 Расчет амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции.

$$I_{ам} = K_{\Sigma} \cdot \alpha_{ам}, \quad (81)$$

где $\alpha_{ам}$ – ежегодные нормы отчислений на амортизацию для основных средств, определяются как:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}}, \quad (82)$$

где $T_{сл}$ – срок службы

$$T_{сл} = 20 \text{ лет.}$$

$$I_{ам} = \frac{1,75 \times 10^7}{20} = 8,751 \times 10^5 \text{ тыс. руб.}$$

9.2.3 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки – это расходы необходимые для эксплуатации оборудования, и сетей в течение одного года.

Эксплуатационные издержки определяются:

$$I_{экспл} = \alpha_{экспл.ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{экспл.ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (83)$$

где $\alpha_{\text{экспл}}$ - нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию линий и ПС ($\alpha_{\text{экспл.ВЛ}} = 0,008$; $\alpha_{\text{экспл.ПС}} = 0,059$).

$$I_{\text{экспл}} = 0,008 \cdot 1,566 \times 10^7 + 0,059 \cdot 1,842 \times 10^6 = 2,34 \times 10^5 \text{ тыс. руб.}$$

Издержки на стоимость потерь электроэнергии определяются по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (84)$$

где ΔW – потери электроэнергии, рассчитанные в ПВК RastrWin3, МВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии, 1786 руб/МВт·ч.

$$I_{\Delta W} = 140335,2 \cdot 1,786 = 2,506 \times 10^5 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные издержки определяются по следующей формуле:

$$I_{\Sigma} = 8,751 \times 10^5 + 2,34 \times 10^5 + 2,506 \times 10^5 = 1,36 \times 10^6 \text{ тыс. руб.}$$

9.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат

Среднегодовые приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K_{\Sigma} + I, \quad (85)$$

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

$$Z = 0,1 \cdot 1,75 \times 10^7 + 1,36 \times 10^6 = 3,11 \times 10^6 \text{ тыс. руб.}$$

Результаты всех расчетов отражены в таблице 62.

Таблица 62 – Техничко-экономические показатели проекта

Показатель	Значение
Капитальные вложения, тыс. руб.	17500000
Издержки, тыс. руб.	1109000
Суммарные потери, тыс. руб.	250600
Среднегодовые затраты, тыс. руб.	3110000

Полученные значения говорят о том, что данный проект по своему масштабу относится к крупному инвестиционному проекту.

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

10.1 Безопасность

Объектом, рассматриваемым в данном дипломном проекте, является строительство ВЛ 220 кВ «Лесозаводск – Спасск – Дальневосточная» и реконструкция ПС 220/35/10 кВ «Лесозаводск». При проектировании необходимо затронуть вопросы безопасности, в частности меры безопасности при монтаже и обслуживании.

В связи с вышесказанным, при производстве всего комплекса строительномонтажных работ на ВЛ 220 кВ «Лесозаводск – Спасск – Дальневосточная» должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в строгом соответствии с ПУЭ [23], а также другими действующими нормативными правовыми актами.

Основным опасным производственным фактором при монтаже конструкций опор ЛЭП является расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли, связанное с этим возможное падение работника или падение предметов на работника. Во избежание падения с высоты запрещается находиться под опорой и корзиной вышки во время производства работы, а также не разрешается сбрасывать какие-либо предметы с высоты опоры. Все рабочие места должны быть в тёмное время достаточно освещены.

При выполнении электромонтажных работ на опорах ЛЭП нередко возникают условия, при которых даже самое совершенное их выполнение не обеспечивает безопасности работающего.

Поэтому требуется применять специальные защитные средства: переносные приборы и приспособления, служащие для защиты персонала, работающего на опорах линий электропередач, от поражения электрическим током, воздействия электрической дуги, продуктов горения и т.д.

Средства защиты условно делятся на основные и дополнительные, а также имеются индивидуальные средства защиты. Основные изолирующие электрозащитные средства способны длительное время выдерживать рабочее напряжение электроустановки и позволяют работать на токоведущих частях, находящихся под напряжением. Как правило, к таким средствам относятся: на опорах ВЛ напряжением выше 1000 В: изолирующие штанги всех видов, изолирующие и электроизмерительные клещи, указатели напряжения, устройства и приспособления для обеспечения безопасности работ при измерениях и испытаниях.

Дополнительные средства защиты сами по себе не могут при данном напряжении обеспечить защиту от поражения электротоком, но дополняют основное средство защиты, а также служат для защиты от напряжения прикосновения и напряжения шага.

На участке, где выполняются строительные-монтажные работы на воздушной линии электропередачи следует вывешивать предупредительные плакаты, устанавливать ограждения, назначать дежурных.

10.2 Экологичность

При техническом обслуживании и ремонте электросетевых объектов необходима минимизация антропогенного воздействия на компоненты природной среды, с целью обеспечения экологической безопасности. Основными отрицательными последствиями их воздействия являются нарушение здоровья человека, изменение состояния животного и растительного мира, плодородного слоя, атмосферы, гидросферы, почвенного покрова и грунтов.

10.2.1 Расчёт санитарно-защитной зоны по шуму для подстанции

Вибрация оборудования, являющаяся причиной его шума, влияет на его собственную механическую прочность, снижая срок службы и повышая возможность возникновения внутренних повреждений, зачастую приводящих к разливу трансформаторного масла с последующими пожарами, что ведет к материальным потерям и создает дополнительные риски для населения. Поэтому, воздействие шума оборудования должно быть минимальным и соответствовать нормируемым критериям.

Характерным источником шума на территории населенных мест являются силовые трансформаторы.

На реконструируемой ПС 220/35/10 кВ «Лесозаводск» была произведена замена двух трансформаторов марки ТДТНГУ-20000/220 на трансформаторы марки ТДТН-25000/220. При реконструкции действующей подстанции, когда увеличивается мощность силовых трансформаторов, необходимо определить уровень звука в ближайшей точке на границе территории прилегающей к подстанции, создаваемый источниками шума и сделать вывод о его соответствии санитарно-гигиеническим требованиям. Если есть превышение, то необходимо разработать мероприятия по уменьшению шума.

Необходимые параметры трансформаторов для дальнейшей оценки шума на подстанции приведены в таблице 63.

Таблица 63 – Параметры трансформаторов ПС Лесозаводск

Вид системы охлаждения	Мощность трансформатора, МВА	Класс напряжения, кВ	Тип территории, прилегающей к ПС
Принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла	25	220	Непосредственно прилегающие к жилым домам

Для данной системы охлаждения трансформатора марки ТДТН-25000/220 характерны электромагнитные и аэродинамические шумы, вызываемые вентиляционными устройствами.

В соответствии с СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» [20] определим допустимый уровень шума в зависимости от типа территории, прилегающей к ПС. При этом принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов.

Допустимый уровень шума для территорий, непосредственно прилегающих к жилым домам составляет: $DU_{L_A} = 45$ дБА.

Далее определяем шумовые характеристики источника шума, согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля» [19]. В данном стандарте приводятся скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Скорректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора.

Скорректированный уровень звуковой мощности одного трансформатора ПС 220/25/10 Лесозаводск: $L_{WA} = 97$ дБА.

По формуле определяем уровни шума, создаваемые трансформаторами [18]:

$$L_{Ai} = L_{WA} - 10 \lg \frac{2\pi R_i^2}{S_0}, \quad (86)$$

где R – расстояние от источника (трансформатора) до расчетной точки, м;
 $S_0 = 1 \text{ м}^2$.

$$L_{A1} = 97 - 10 \lg \left(\frac{2\pi \cdot 225^2}{1} \right) = 42 \text{ дБА},$$

$$L_{A2} = 97 - 10 \lg \left(\frac{2\pi \cdot 225^2}{1} \right) = 42 \text{ дБА}.$$

Суммарный уровень шума в расчетной точке можно определить по формуле:

$$L_{A\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1L_{Ai}}, \quad (87)$$

$$L_{A\Sigma} = 10 \lg (10^{0,1 \cdot 41,975} + 10^{0,1 \cdot 41,975}) = 45 \text{ дБА}.$$

Так как $L_{A\Sigma} \leq DU_{L_A}$, то предусматривать мероприятия по снижению шума не требуется.

10.2.2 Мероприятия по защите от негативного воздействия воздушной линии электропередачи и подстанции

Известно, что электрическое поле ослабевает при удалении от источника поля. Поэтому основным способом защиты населения от воздействия электрического поля является установление санитарно-защитных зон по обе стороны от крайних фазных проводов в направлении, перпендикулярном к ЛЭП. Однако, по СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» [21] считается, что для ЛЭП напряжением 220 кВ и ниже защита населения от их электромагнитного поля не требуется при условии удовлетворения этих ЛЭП Правилам устройства электроустановок [23]. В частности, в этих Правилах говорится о высоте подвеса фазных проводов и обеспечиваемом за счет их подъема удалении от человека. В данном дипломном проекте проектирование ВЛ 220 кВ «Лесозаводск – Спасск – Дальневосточная» осуществлялось в соответствии с требованиями ПУЭ [23], следовательно, вредное воздействие отсутствует и применение защитных мероприятий не требуется.

При техническом обслуживании и ремонте ВЛ следует выполнять мероприятия по [22]:

- 1) применению экологических технологий и материалов при эксплуатации, в том числе при очистке просек под ВЛ от древесной кустарниковой растительности;
- 2) исключению негативного воздействия на окружающую среду во время проведения ремонтных работ путем минимизации нарушения естественного геологического строения грунтов строительной техникой;
- 3) после выполнения ремонтных работ организация, эксплуатирующая электрические сети, должна привести земельные угодья в состояние, пригодное для их использования по целевому назначению.

Для персонала ПС внутри ее территории напряженность электрического поля по нормам должна быть не более 15 кВ/м на маршрутах обхода для осмотра оборудования и не более 5 кВ/м на рабочих местах у оборудования, где возможно

длительное присутствие персонала для профилактических и ремонтных работ.

10.2.3 Мероприятия по предотвращению загрязнения почвы

Использование земельных участков в проекте обеспечивается изъятием земли в постоянное и временное пользование в соответствии с «Нормами отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ» и «Правилами определения размеров земельных участков для размещения воздушных линий электропередачи» (Постановление Правительства Российской Федерации от 11.08.2003г. №486 г. Москва).

Проектируемая ВЛ 220 кВ «Лесозаводск – Спасск – Дальневосточная» территориально относится к Приморскому краю западного энергорайона. Место прохождения трассы проектируемой ВЛ и место расположения площадки ПС 220/35/10 кВ «Лесозаводск» выбраны с учетом минимального изъятия сельскохозяйственных угодий. При этом после окончания строительно-монтажных работ, нарушенные земли и занимаемые земельные участки (временный поселок строителей, приобъектный склад) необходимо привести в состояние, пригодное для дальнейшего использования, т.е. необходимо провести рекультивизацию нарушенных земель.

Также большой вред окружающей среде может быть нанесен в случае разлива масла и возникновения загорания масла вследствие тяжелого внутреннего повреждения трансформатора.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара на ПС 220/35/10 кВ «Лесозаводск» при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов марки ТДТН-25000/220 с количеством масла 30,3 т должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований ПУЭ [23]:

- 1) габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на 1,5 м. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора на расстоянии менее 2 м;

2) объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор. Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на приём 100% объема масла, залитого в трансформатор, и 80 % воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью $0,2 \text{ л/с}\cdot\text{м}^2$ в течение 30 мин;

3) устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и др. подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т.п.;

10.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация - это обстановка, сложившаяся на определенной территории или акватории в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

К чрезвычайной ситуации относят в частности пожар. В связи с этим необходимо соблюдать требования пожаробезопасности.

Требования к пожарной безопасности [22]:

1) в целях обеспечения экологической безопасности при техническом обслуживании и ремонте электросетевых объектов должны быть предусмотрены мероприятия по предотвращению взрывов и пожаров;

2) эксплуатация оборудования, зданий и сооружений должна соответствовать требованиям Правил пожарной безопасности;

3) каждый работник должен четко знать и выполнять требования Правил пожарной безопасности и установленный на электросетевом объекте противопожарный режим, не допускать лично и останавливать действия других лиц, которые могут привести к пожару или загоранию;

4) пожарная безопасность устройств и их элементов должна обеспечиваться как в нормальном, так и в аварийном режимах работы.

Основными методами повышения пожарной безопасности электроустановок является их выполнение в соответствии с ПУЭ [23], правильный выбор защиты от коротких замыканий и перегрузок, соблюдение требований правил технической эксплуатации электроустановок по режиму нагрузки, ремонтным работам и т. п.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе была достигнута поставленная цель – разработан и обоснован вариант развития электрической сети Приморского края путем строительства воздушной линии 220 кВ «Лесозаводск – Спасск – Дальневосточная». В ходе работы были проанализированы перспективные электрические режимы, доказан эффект от ввода рассматриваемого объекта, а именно определена разница между объемами накладываемых ограничений на систему.

Произведена реконструкция ПС 220 кВ «Лесозаводск», заменено исчерпавшее срок службы оборудование на более современное, произведён расчёт грозоупорности воздушной линии и защиты ПС от прямых ударов молнии, а также выбраны устройства релейной защиты воздушной линии. Определены технико-экономические показатели проекта развития: капиталовложения, издержки и среднегодовые затраты.

В разделе безопасности и экологичности проекта была произведена проверка на соответствие шума ПС нормативным требованиям, рассмотрены мероприятия по защите от негативного воздействия ЛЭП.

Таким образом, доказана необходимость развития сети, основанная на строительстве воздушной линии и реконструкции подстанций. Данный проект позволит увеличить пропускную способность электрической сети при передаче мощности на направлении север-юг энергосистемы Приморского края, а также обеспечить высокую надежность электроснабжения потребителей центральных районов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии : Учеб. пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – Ростов н/Д : Феникс, 2008. – 715 с.
2. Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник. Том 3. / В.Г. Герасимов, А.Ф. Дьяков, Н.Ф. Ильинский и др. – 9-е изд., стер. – М. : Издательство МЭИ, 2004. – 964 с.
3. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций : Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - М. : Энергоатомиздат, 2013. – 608 с.
4. Приказ Министерства энергетики РФ от 23.06.2015г. № 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии».
5. ГОСТ Р 32144-2013 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения; введ.01.07.2014. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2014. – 20 с.
6. Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http : // www.rastrwin.ru](http://www.rastrwin.ru) – 30.04.2016 г.
7. Идельчик, В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. – М. : Энергоатомиздат, 2011.-288 с. : ил.
8. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: Учеб. пособие / Л. Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М. : Энергоатомиздат, 2009. - 648 с.
9. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. СТО 56947007- 29.240.30.010-2012.

10. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанции 35-750 кВ». – М. : ОАО «ФСК ЕЭС», 2010. – 128 с.

11. Коровин, Ю.В. Расчет токов короткого замыкания в электрических системах: учебное пособие / Коровин, Ю.В., Пахомов, Е. И., Горшков, К.Е. - Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2011. - 114 с.

12. Мясоедов, Ю.В. Проектирование электрической части электростанции и подстанции: Учеб. пособие / Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачёва. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2007. – 141 с.

13. Щитовые цифровые приборы действующего значения серии 3021: [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.znp.ru/prod/seria_3021.htm – 18.05.2018

14. Стальные многогранные опоры ЛЭП [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://elektropostavka.ru/stal-mnogogran-opor/> - 22.05.2018

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

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

17. СТО 5694700729.240.124-2012 - Стоимостные показатели линий и подстанций 35-1150кВ. Утверждены приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 13.04.2012 № 136

18. Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности : Метод. указ. к практ. занят. / А.Б. Булгаков. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.

19. ГОСТ 12.2.024-87 Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля. – Введ. 01.01.89. – М : Стандартиформ, 2007. – 15 с.

20. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» / Минздрав РФ. – М., 1997. – 20 с.

21. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» – М., 2007. – 15 с.

22. СТО 56947007-29.240.039-2010 «Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при техническом обслуживании и ремонте». Стандарт организации. Дата введения: 15.03.2010 – 34 с.

23. Правила устройства электроустановок / Минэнерго РФ. – 7-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 385 с.

24. Рыжов Ю.П. «Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения» МЭИ 2007 г. - 488 с.

25. ГОСТ 27514-87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – М. : Изд-во стандартов, 1988. – 40 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет вероятностных характеристик ГЭН в ПВК MathCad 15

Подстанция Лесозаводск (зима)

$P_{\max} := 27.4$ МВт	$Q_{\max} := 8.3$ Мвар	$T_H := 24$ часа	$t := 1$ час		
$P_1 := 23.1$ МВт	$P_7 := 26.1$ МВт	$P_{13} := 24.8$ МВт	$P_{19} := 27.4$ МВт		
$P_2 := 22$ МВт	$P_8 := 26.3$ МВт	$P_{14} := 24.7$ МВт	$P_{20} := 27.1$ МВт		
$P_3 := 22.1$ МВт	$P_9 := 27.4$ МВт	$P_{15} := 23.9$ МВт	$P_{21} := 26.2$ МВт		
$P_4 := 22.5$ МВт	$P_{10} := 27$ МВт	$P_{16} := 25$ МВт	$P_{22} := 25.2$ МВт		
$P_5 := 22.7$ МВт	$P_{11} := 27.1$ МВт	$P_{17} := 25.2$ МВт	$P_{23} := 24.7$ МВт		
$P_6 := 22.9$ МВт	$P_{12} := 25.5$ МВт	$P_{18} := 27.3$ МВт	$P_{24} := 23.9$ МВт		
$Q_1 := 6.9$ Мвар	$Q_7 := 6.8$ Мвар	$Q_{13} := 8$ Мвар	$Q_{19} := 8.3$ Мвар		
$Q_2 := 6.3$ Мвар	$Q_8 := 7.5$ Мвар	$Q_{14} := 8.2$ Мвар	$Q_{20} := 7.9$ Мвар		
$Q_3 := 6.2$ Мвар	$Q_9 := 7.9$ Мвар	$Q_{15} := 8.2$ Мвар	$Q_{21} := 8.1$ Мвар		
$Q_4 := 6.7$ Мвар	$Q_{10} := 7.8$ Мвар	$Q_{16} := 8.3$ Мвар	$Q_{22} := 7$ Мвар		
$Q_5 := 7.7$ Мвар	$Q_{11} := 7.7$ Мвар	$Q_{17} := 7.6$ Мвар	$Q_{23} := 7.5$ Мвар		
$Q_6 := 6$ Мвар	$Q_{12} := 7.6$ Мвар	$Q_{18} := 7.8$ Мвар	$Q_{24} := 7.3$ Мвар		

Средняя активная мощность:

$$P_{\text{ср}} := \frac{1}{T_H} \cdot \left(P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6 + P_7 + P_8 + P_9 + P_{10} + P_{11} + P_{12} + P_{13} \dots \right) = 25.004$$

МВт

Эффективная (среднеквадратичная) активная мощность:

$$P_{\text{эф}} := \sqrt{\frac{1}{T_H} \cdot \left(P_1^2 + P_2^2 + P_3^2 + P_4^2 + P_5^2 + P_6^2 + P_7^2 + P_8^2 + P_9^2 + P_{10}^2 + P_{11}^2 \dots \right)} = 25.066$$

МВт

Средняя реактивная мощность:

$$Q_{\text{ср}} := \frac{1}{T_H} \cdot \left(Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 + Q_7 + Q_8 + Q_9 + Q_{10} + Q_{11} + Q_{12} + Q_{13} \dots \right) = 7.471$$

Мвар

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет вероятностных характеристик ГЭН в ПВК MathCad 15

Эффективная (среднеквадратичная) реактивная мощность:

$$Q_{эф} := \sqrt{\frac{1}{T_H} \cdot \left(\begin{array}{l} Q_1^2 + Q_2^2 + Q_3^2 + Q_4^2 + Q_5^2 + Q_6^2 + Q_7^2 + Q_8^2 + Q_9^2 + Q_{10}^2 + Q_{11}^2 \dots \\ + Q_{12}^2 + Q_{13}^2 + Q_{14}^2 + Q_{15}^2 + Q_{16}^2 + Q_{17}^2 + Q_{18}^2 + Q_{19}^2 + Q_{20}^2 + Q_{21}^2 \dots \\ + Q_{22}^2 + Q_{23}^2 + Q_{24}^2 \end{array} \right)} = 7.5$$

Подстанция Спасск РУ 220 кВ (зима)

$P_{max} := 131.1$ МВт	$Q_{max} := 46.9$ Мвар	$T_H := 24$ часа	
$P_1 := 109.2$ МВт	$P_7 := 120.5$ МВт	$P_{13} := 122.5$ МВт	$P_{19} := 130.1$ МВт
$P_2 := 108.7$ МВт	$P_8 := 125.4$ МВт	$P_{14} := 122.8$ МВт	$P_{20} := 131.1$ МВт
$P_3 := 107.4$ МВт	$P_9 := 125.5$ МВт	$P_{15} := 118.4$ МВт	$P_{21} := 129.3$ МВт
$P_4 := 103.1$ МВт	$P_{10} := 126.1$ МВт	$P_{16} := 119.7$ МВт	$P_{22} := 129.6$ МВт
$P_5 := 105.4$ МВт	$P_{11} := 128.7$ МВт	$P_{17} := 119.4$ МВт	$P_{23} := 122.2$ МВт
$P_6 := 115.8$ МВт	$P_{12} := 125.4$ МВт	$P_{18} := 126.7$ МВт	$P_{24} := 116.9$ МВт
$Q_1 := 36.5$ Мвар	$Q_7 := 36.9$ Мвар	$Q_{13} := 40.2$ Мвар	$Q_{19} := 38.3$ Мвар
$Q_2 := 37$ Мвар	$Q_8 := 36.5$ Мвар	$Q_{14} := 41.8$ Мвар	$Q_{20} := 46.9$ Мвар
$Q_3 := 37.2$ Мвар	$Q_9 := 36.5$ Мвар	$Q_{15} := 40.9$ Мвар	$Q_{21} := 39.4$ Мвар
$Q_4 := 31.4$ Мвар	$Q_{10} := 35.4$ Мвар	$Q_{16} := 41.5$ Мвар	$Q_{22} := 41.4$ Мвар
$Q_5 := 34.8$ Мвар	$Q_{11} := 39.8$ Мвар	$Q_{17} := 38$ Мвар	$Q_{23} := 39$ Мвар
$Q_6 := 40$ Мвар	$Q_{12} := 40.3$ Мвар	$Q_{18} := 38.7$ Мвар	$Q_{24} := 36.3$ Мвар

Средняя активная мощность:

$$P_{ср} := \frac{1}{T_H} \cdot \left(\begin{array}{l} P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6 + P_7 + P_8 + P_9 + P_{10} + P_{11} + P_{12} + P_{13} \dots \\ + P_{14} + P_{15} + P_{16} + P_{17} + P_{18} + P_{19} + P_{20} + P_{21} + P_{22} + P_{23} + P_{24} \end{array} \right) = 120.412$$

МВт

Эффективная (среднеквадратичная) активная мощность:

$$P_{эф} := \sqrt{\frac{1}{T_H} \cdot \left(\begin{array}{l} P_1^2 + P_2^2 + P_3^2 + P_4^2 + P_5^2 + P_6^2 + P_7^2 + P_8^2 + P_9^2 + P_{10}^2 + P_{11}^2 \dots \\ + P_{12}^2 + P_{13}^2 + P_{14}^2 + P_{15}^2 + P_{16}^2 + P_{17}^2 + P_{18}^2 + P_{19}^2 + P_{20}^2 + P_{21}^2 \dots \\ + P_{22}^2 + P_{23}^2 + P_{24}^2 \end{array} \right)} = 120.689$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет вероятностных характеристик ГЭН в ПВК MathCad 15

Средняя реактивная мощность:

$$Q_{\text{ср}} := \frac{1}{T_{\text{н}}} \cdot \left(Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 + Q_7 + Q_8 + Q_9 + Q_{10} + Q_{11} + Q_{12} + Q_{13} \dots \right) = 38.529$$

$$+ Q_{14} + Q_{15} + Q_{16} + Q_{17} + Q_{18} + Q_{19} + Q_{20} + Q_{21} + Q_{22} + Q_{23} + Q_{24}$$

Мвар

Эффективная (среднеквадратичная) реактивная мощность:

$$Q_{\text{эф}} := \sqrt{\frac{1}{T_{\text{н}}} \cdot \left(Q_1^2 + Q_2^2 + Q_3^2 + Q_4^2 + Q_5^2 + Q_6^2 + Q_7^2 + Q_8^2 + Q_9^2 + Q_{10}^2 + Q_{11}^2 \dots \right) = 38.644}$$

$$+ Q_{12}^2 + Q_{13}^2 + Q_{14}^2 + Q_{15}^2 + Q_{16}^2 + Q_{17}^2 + Q_{18}^2 + Q_{19}^2 + Q_{20}^2 + Q_{21}^2 \dots$$

$$+ Q_{22}^2 + Q_{23}^2 + Q_{24}^2$$

Мвар

Подстанция Спасск РУ 110 кВ (зима)

$P_{\text{max}} := 47.3$ МВт	$Q_{\text{max}} := 20.9$ Мвар	$T_{\text{н}} := 24$ часа	
$P_1 := 41.3$ МВт	$P_7 := 45.3$ МВт	$P_{13} := 42.9$ МВт	$P_{19} := 47.3$ МВт
$P_2 := 40.4$ МВт	$P_8 := 46.4$ МВт	$P_{14} := 41.2$ МВт	$P_{20} := 46.3$ МВт
$P_3 := 40.5$ МВт	$P_9 := 46.1$ МВт	$P_{15} := 40.9$ МВт	$P_{21} := 46.1$ МВт
$P_4 := 40$ МВт	$P_{10} := 46.1$ МВт	$P_{16} := 42.5$ МВт	$P_{22} := 44.5$ МВт
$P_5 := 40.9$ МВт	$P_{11} := 45$ МВт	$P_{17} := 43.3$ МВт	$P_{23} := 44.2$ МВт
$P_6 := 41.5$ МВт	$P_{12} := 44.2$ МВт	$P_{18} := 46.2$ МВт	$P_{24} := 43$ МВт
$Q_1 := 18.2$ Мвар	$Q_7 := 19.1$ Мвар	$Q_{13} := 18.6$ Мвар	$Q_{19} := 20.9$ Мвар
$Q_2 := 19$ Мвар	$Q_8 := 19.6$ Мвар	$Q_{14} := 19.2$ Мвар	$Q_{20} := 19.5$ Мвар
$Q_3 := 18.9$ Мвар	$Q_9 := 19.1$ Мвар	$Q_{15} := 19.4$ Мвар	$Q_{21} := 19.2$ Мвар
$Q_4 := 18.9$ Мвар	$Q_{10} := 20$ Мвар	$Q_{16} := 20.2$ Мвар	$Q_{22} := 19.2$ Мвар
$Q_5 := 18.5$ Мвар	$Q_{11} := 19.9$ Мвар	$Q_{17} := 20.2$ Мвар	$Q_{23} := 19.3$ Мвар
$Q_6 := 18.3$ Мвар	$Q_{12} := 19.8$ Мвар	$Q_{18} := 19.7$ Мвар	$Q_{24} := 19.3$ Мвар

Средняя активная мощность:

$$P_{\text{ср}} := \frac{1}{T_{\text{н}}} \cdot \left(P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6 + P_7 + P_8 + P_9 + P_{10} + P_{11} + P_{12} + P_{13} \dots \right) = 43.587$$

$$+ P_{14} + P_{15} + P_{16} + P_{17} + P_{18} + P_{19} + P_{20} + P_{21} + P_{22} + P_{23} + P_{24}$$

МВт

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет вероятностных характеристик ГЭН в ПВК MathCad 15

Эффективная (среднеквадратичная) активная мощность:

$$P_{эфв} := \sqrt{\frac{1}{T_H} \cdot \left(\begin{array}{l} P_1^2 + P_2^2 + P_3^2 + P_4^2 + P_5^2 + P_6^2 + P_7^2 + P_8^2 + P_9^2 + P_{10}^2 + P_{11}^2 \dots \\ + P_{12}^2 + P_{13}^2 + P_{14}^2 + P_{15}^2 + P_{16}^2 + P_{17}^2 + P_{18}^2 + P_{19}^2 + P_{20}^2 + P_{21}^2 \dots \\ + P_{22}^2 + P_{23}^2 + P_{24}^2 \end{array} \right)} = 43.648$$

МВт

Средняя реактивная мощность:

$$Q_{ср} := \frac{1}{T_H} \cdot \left(\begin{array}{l} Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 + Q_7 + Q_8 + Q_9 + Q_{10} + Q_{11} + Q_{12} + Q_{13} \dots \\ + Q_{14} + Q_{15} + Q_{16} + Q_{17} + Q_{18} + Q_{19} + Q_{20} + Q_{21} + Q_{22} + Q_{23} + Q_{24} \end{array} \right) = 19.333$$

Мвар

Эффективная (среднеквадратичная) реактивная мощность:

$$Q_{эфв} := \sqrt{\frac{1}{T_H} \cdot \left(\begin{array}{l} Q_1^2 + Q_2^2 + Q_3^2 + Q_4^2 + Q_5^2 + Q_6^2 + Q_7^2 + Q_8^2 + Q_9^2 + Q_{10}^2 + Q_{11}^2 \dots \\ + Q_{12}^2 + Q_{13}^2 + Q_{14}^2 + Q_{15}^2 + Q_{16}^2 + Q_{17}^2 + Q_{18}^2 + Q_{19}^2 + Q_{20}^2 + Q_{21}^2 \dots \\ + Q_{22}^2 + Q_{23}^2 + Q_{24}^2 \end{array} \right)} = 19.343$$

Мвар

Подстанция Дальневосточная (зима)

$P_{max} := 321.1$ МВт	$T_H := 24$ часа	$t := 1$ час	$tg\varphi := 0.4$
$P_1 := 263$ МВт	$P_7 := 286.1$ МВт	$P_{13} := 297.2$ МВт	$P_{19} := 321.1$ МВт
$P_2 := 251.7$ МВт	$P_8 := 302.6$ МВт	$P_{14} := 292.5$ МВт	$P_{20} := 307.1$ МВт
$P_3 := 246.6$ МВт	$P_9 := 307$ МВт	$P_{15} := 280.4$ МВт	$P_{21} := 311.4$ МВт
$P_4 := 244.6$ МВт	$P_{10} := 316.2$ МВт	$P_{16} := 280.6$ МВт	$P_{22} := 299.3$ МВт
$P_5 := 249$ МВт	$P_{11} := 315.9$ МВт	$P_{17} := 286.4$ МВт	$P_{23} := 284.8$ МВт
$P_6 := 267.9$ МВт	$P_{12} := 298.4$ МВт	$P_{18} := 308.6$ МВт	$P_{24} := 270.8$ МВт

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет вероятностных характеристик ГЭН в ПВК MathCad 15

$Q_1 := 18.2$ Мвар	$Q_7 := 19.1$ Мвар	$Q_{13} := 18.6$ Мвар	$Q_{19} := 20.9$ Мвар
$Q_2 := 19$ Мвар	$Q_8 := 19.6$ Мвар	$Q_{14} := 19.2$ Мвар	$Q_{20} := 19.5$ Мвар
$Q_3 := 18.9$ Мвар	$Q_9 := 19.1$ Мвар	$Q_{15} := 19.4$ Мвар	$Q_{21} := 19.2$ Мвар
$Q_4 := 18.9$ Мвар	$Q_{10} := 20$ Мвар	$Q_{16} := 20.2$ Мвар	$Q_{22} := 19.2$ Мвар
$Q_5 := 18.5$ Мвар	$Q_{11} := 19.9$ Мвар	$Q_{17} := 20.2$ Мвар	$Q_{23} := 19.3$ Мвар
$Q_6 := 18.3$ Мвар	$Q_{12} := 19.8$ Мвар	$Q_{18} := 19.7$ Мвар	$Q_{24} := 19.3$ Мвар

Средняя активная мощность:

$$P_{\text{ср}} := \frac{1}{T_H} \cdot \left(P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6 + P_7 + P_8 + P_9 + P_{10} + P_{11} + P_{12} + P_{13} \dots \right) = 287.05$$

МВт

Эффективная (среднеквадратичная) активная мощность:

$$P_{\text{эф}} := \sqrt{\frac{1}{T_H} \cdot \left(P_1^2 + P_2^2 + P_3^2 + P_4^2 + P_5^2 + P_6^2 + P_7^2 + P_8^2 + P_9^2 + P_{10}^2 + P_{11}^2 \dots \right)} = 287.977$$

МВт

Средняя реактивная мощность:

$$Q_{\text{ср}} := \frac{1}{T_H} \cdot \left(Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 + Q_7 + Q_8 + Q_9 + Q_{10} + Q_{11} + Q_{12} + Q_{13} \dots \right) = 19.333$$

Мвар

Эффективная (среднеквадратичная) реактивная мощность:

$$Q_{\text{эф}} := \sqrt{\frac{1}{T_H} \cdot \left(Q_1^2 + Q_2^2 + Q_3^2 + Q_4^2 + Q_5^2 + Q_6^2 + Q_7^2 + Q_8^2 + Q_9^2 + Q_{10}^2 + Q_{11}^2 \dots \right)} = 19.343$$

Мвар

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет вероятностных характеристик ГЭН в ПВК MathCad 15

Прогнозирование электрических нагрузок

Подстанция Лесозаводск (зима)

$$P_{\max} := 27.4 \text{ МВт} \quad P_{\text{ср}} := 25 \text{ МВт} \quad P_{\text{эф}} := 25.06 \text{ МВт}$$

$$Q_{\max} := 8.3 \text{ Мвар} \quad Q_{\text{ср}} := 7.47 \text{ Мвар} \quad Q_{\text{эф}} := 7.5 \text{ Мвар}$$

Прогнозируемые максимальные мощности:

$$P_{\text{прогн.макс}} := P_{\max} \cdot (1 + 0.038)^5 = 27.4 \cdot (1 + 0.038)^5 = 33.02 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{прогн.макс}} := Q_{\max} \cdot (1 + 0.038)^5 = 8.3 \cdot (1 + 0.038)^5 = 10.0 \text{ Мвар}$$

Прогнозируемые средние мощности:

$$P_{\text{прогн.ср}} := P_{\text{ср}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 25 \cdot (1 + 0.038)^5 = 30.12 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{прогн.ср}} := Q_{\text{ср}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 7.47 \cdot (1 + 0.038)^5 = 9.001 \text{ Мвар}$$

Прогнозируемые эффективные мощности:

$$P_{\text{прогн.эф}} := P_{\text{эф}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 25.06 \cdot (1 + 0.038)^5 = 30.2 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{прогн.эф}} := Q_{\text{эф}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 7.5 \cdot (1 + 0.038)^5 = 9.037 \text{ Мвар}$$

Подстанция Лесозаводск (лето)

$$P_{\max.\text{Л}} := 13.9 \text{ МВт} \quad P_{\text{ср.Л}} := 11.58 \text{ МВт} \quad P_{\text{эф.Л}} := 13.32 \text{ МВт}$$

$$Q_{\max.\text{Л}} := 5.3 \text{ Мвар} \quad Q_{\text{ср.Л}} := 4.42 \text{ Мвар} \quad Q_{\text{эф.Л}} := 5.08 \text{ Мвар}$$

Прогнозируемые максимальные мощности:

$$P_{\text{прогн.макс.Л}} := P_{\max.\text{Л}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 13.9 \cdot (1 + 0.038)^5 = 16.75 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{прогн.макс.Л}} := Q_{\max.\text{Л}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 5.3 \cdot (1 + 0.038)^5 = 6.386 \text{ Мвар}$$

Прогнозируемые средние мощности:

$$P_{\text{прогн.ср.Л}} := P_{\text{ср.Л}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 11.58 \cdot (1 + 0.038)^5 = 13.95 \text{ МВт}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет вероятностных характеристик ГЭН в ПВК MathCad 15

$$Q_{\text{прогн.ср.Л}} := Q_{\text{ср.Л}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 4.42 \cdot (1 + 0.038)^5 = 5.326 \text{ Мвар}$$

Прогнозируемые эффективные мощности:

$$P_{\text{прогн.эф.Л}} := P_{\text{эф.Л}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 13.32 \cdot (1 + 0.038)^5 = 16.05 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{прогн.эф.Л}} := Q_{\text{эф.Л}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 5.08 \cdot (1 + 0.038)^5 = 6.121 \text{ Мвар}$$

Подстанция Спасск РУ 220 кВ (зима)

$$P_{\text{max}} := 131.1 \text{ МВт} \quad P_{\text{ср}} := 120.41 \text{ МВт} \quad P_{\text{эф}} := 120.69 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{max}} := 46.9 \text{ Мвар} \quad Q_{\text{ср}} := 38.53 \text{ Мвар} \quad Q_{\text{эф}} := 38.64 \text{ Мвар}$$

Прогнозируемые максимальные мощности:

$$P_{\text{прогн.max}} := P_{\text{max}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 131.1 \cdot (1 + 0.038)^5 = 158.0 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{прогн.max}} := Q_{\text{max}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 46.9 \cdot (1 + 0.038)^5 = 56.51 \text{ Мвар}$$

Прогнозируемые средние мощности:

$$P_{\text{прогн.ср}} := P_{\text{ср}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 120.41 \cdot (1 + 0.038)^5 = 145.1 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{прогн.ср}} := Q_{\text{ср}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 38.53 \cdot (1 + 0.038)^5 = 46.43 \text{ Мвар}$$

Прогнозируемые эффективные мощности:

$$P_{\text{прогн.эф}} := P_{\text{эф}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 120.69 \cdot (1 + 0.038)^5 = 145.4 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{прогн.эф}} := Q_{\text{эф}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 38.64 \cdot (1 + 0.038)^5 = 46.56 \text{ Мвар}$$

Подстанция Спасск РУ 220 кВ (лето)

$$P_{\text{max.Л}} := 111.43 \text{ МВт} \quad P_{\text{ср.Л}} := 102.35 \text{ МВт} \quad P_{\text{эф.Л}} := 102.58 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{max.Л}} := 39.86 \text{ Мвар} \quad Q_{\text{ср.Л}} := 32.75 \text{ Мвар} \quad Q_{\text{эф.Л}} := 32.84 \text{ Мвар}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет вероятностных характеристик ГЭН в ПВК MathCad 15

Прогнозируемые максимальные мощности:

$$\underline{P_{\text{прогн.мах.Л}}} := P_{\text{мах.Л}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 111.43 \cdot (1 + 0.038)^5 = 134.3 \text{ МВт}$$

$$\underline{Q_{\text{прогн.мах.Л}}} := Q_{\text{мах.Л}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 39.86 \cdot (1 + 0.038)^5 = 48.03 \text{ Мвар}$$

Прогнозируемые средние мощности:

$$\underline{P_{\text{прогн.ср.Л}}} := P_{\text{ср.Л}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 102.35 \cdot (1 + 0.038)^5 = 123.3 \text{ МВт}$$

$$\underline{Q_{\text{прогн.ср.Л}}} := Q_{\text{ср.Л}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 32.75 \cdot (1 + 0.038)^5 = 39.46 \text{ Мвар}$$

Прогнозируемые эффективные мощности:

$$\underline{P_{\text{прогн.эф.Л}}} := P_{\text{эф.Л}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 102.58 \cdot (1 + 0.038)^5 = 123.6 \text{ МВт}$$

$$\underline{Q_{\text{прогн.эф.Л}}} := Q_{\text{эф.Л}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 32.84 \cdot (1 + 0.038)^5 = 39.57 \text{ Мвар}$$

Подстанция Спасск РУ 110 кВ (зима)

$$\underline{P_{\text{мах}}} := 47.3 \text{ МВт} \quad \underline{P_{\text{ср}}} := 43.58 \text{ МВт} \quad \underline{P_{\text{эф}}} := 43.65 \text{ МВт}$$

$$\underline{Q_{\text{мах}}} := 20.9 \text{ Мвар} \quad \underline{Q_{\text{ср}}} := 19.33 \text{ Мвар} \quad \underline{Q_{\text{эф}}} := 19.34 \text{ Мвар}$$

Прогнозируемые максимальные мощности:

$$\underline{P_{\text{прогн.мах}}} := P_{\text{мах}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 47.3 \cdot (1 + 0.038)^5 = 57.0 \text{ МВт}$$

$$\underline{Q_{\text{прогн.мах}}} := Q_{\text{мах}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 20.9 \cdot (1 + 0.038)^5 = 25.18 \text{ Мвар}$$

Прогнозируемые средние мощности:

$$\underline{P_{\text{прогн.ср}}} := P_{\text{ср}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 43.58 \cdot (1 + 0.038)^5 = 52.51 \text{ МВт}$$

$$\underline{Q_{\text{прогн.ср}}} := Q_{\text{ср}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 19.33 \cdot (1 + 0.038)^5 = 23.29 \text{ Мвар}$$

Прогнозируемые эффективные мощности:

$$\underline{P_{\text{прогн.эф}}} := P_{\text{эф}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 43.65 \cdot (1 + 0.038)^5 = 52.6 \text{ МВт}$$

$$\underline{Q_{\text{прогн.эф}}} := Q_{\text{эф}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 19.34 \cdot (1 + 0.038)^5 = 23.3 \text{ Мвар}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет вероятностных характеристик ГЭН в ПВК MathCad 15

Подстанция Спасск РУ 110 кВ (лето)

$$P_{\max.Л} := 40.2 \text{ МВт} \quad P_{\text{ср.Л}} := 37.04 \text{ МВт} \quad P_{\text{эф.Л}} := 37.1 \text{ МВт}$$

$$Q_{\max.Л} := 17.76 \text{ Мвар} \quad Q_{\text{ср.Л}} := 16.43 \text{ Мвар} \quad Q_{\text{эф.Л}} := 16.44 \text{ Мвар}$$

Прогнозируемые максимальные мощности:

$$P_{\text{прогн.макс.Л}} := P_{\max.Л} \cdot (1 + 0.038)^5 = 40.2 \cdot (1 + 0.038)^5 = 48.44 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{прогн.макс.Л}} := Q_{\max.Л} \cdot (1 + 0.038)^5 = 17.76 \cdot (1 + 0.038)^5 = 21.4 \text{ Мвар}$$

Прогнозируемые средние мощности:

$$P_{\text{прогн.ср.Л}} := P_{\text{ср.Л}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 37.04 \cdot (1 + 0.038)^5 = 44.63 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{прогн.ср.Л}} := Q_{\text{ср.Л}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 16.43 \cdot (1 + 0.038)^5 = 19.8 \text{ Мвар}$$

Прогнозируемые эффективные мощности:

$$P_{\text{прогн.эф.Л}} := P_{\text{эф.Л}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 37.1 \cdot (1 + 0.038)^5 = 44.71 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{прогн.эф.Л}} := Q_{\text{эф.Л}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 16.44 \cdot (1 + 0.038)^5 = 19.81 \text{ Мвар}$$

Подстанция Дальневосточная (зима)

$$P_{\max} := 321.1 \text{ МВт} \quad P_{\text{ср}} := 287.05 \text{ МВт} \quad P_{\text{эф}} := 287.97 \text{ МВт}$$

$$Q_{\max} := 142.4 \text{ Мвар} \quad Q_{\text{ср}} := 123.9 \text{ Мвар} \quad Q_{\text{эф}} := 125.15 \text{ Мвар}$$

Прогнозируемые максимальные мощности:

$$P_{\text{прогн.макс}} := P_{\max} \cdot (1 + 0.038)^5 = 321.1 \cdot (1 + 0.038)^5 = 386.9 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{прогн.макс}} := Q_{\max} \cdot (1 + 0.038)^5 = 142.4 \cdot (1 + 0.038)^5 = 171.6 \text{ Мвар}$$

Прогнозируемые средние мощности:

$$P_{\text{прогн.ср}} := P_{\text{ср}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 287.05 \cdot (1 + 0.038)^5 = 345.9 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{прогн.ср}} := Q_{\text{ср}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 123.9 \cdot (1 + 0.038)^5 = 149.3 \text{ Мвар}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет вероятностных характеристик ГЭН в ПВК MathCad 15

Прогнозируемые эффективные мощности:

$$P_{\text{прогн.эф.}} := P_{\text{эф.}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 287.97 \cdot (1 + 0.038)^5 = 347.0 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{прогн.эф.}} := Q_{\text{эф.}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 125.15 \cdot (1 + 0.038)^5 = 150.8 \quad \text{Мвар}$$

Подстанция Дальневосточная (лето)

$$P_{\text{max.л.}} := 272.935 \quad \text{МВт} \quad P_{\text{ср.л.}} := 243.993 \quad \text{МВт} \quad P_{\text{эф.л.}} := 244.78 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{max.л.}} := 121.04 \quad \text{Мвар} \quad Q_{\text{ср.л.}} := 105.33 \quad \text{Мвар} \quad Q_{\text{эф.л.}} := 106.38 \quad \text{Мвар}$$

Прогнозируемые максимальные мощности:

$$P_{\text{прогн.max.л.}} := P_{\text{max.л.}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 272.935 \cdot (1 + 0.038)^5 = 328.9 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{прогн.max.л.}} := Q_{\text{max.л.}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 121.04 \cdot (1 + 0.038)^5 = 145.9 \quad \text{Мвар}$$

Прогнозируемые средние мощности:

$$P_{\text{прогн.ср.л.}} := P_{\text{ср.л.}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 243.993 \cdot (1 + 0.038)^5 = 294.0 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{прогн.ср.л.}} := Q_{\text{ср.л.}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 105.33 \cdot (1 + 0.038)^5 = 126.9 \quad \text{Мвар}$$

Прогнозируемые эффективные мощности:

$$P_{\text{прогн.эф.л.}} := P_{\text{эф.л.}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 244.78 \cdot (1 + 0.038)^5 = 295.0 \quad \text{МВт}$$

$$Q_{\text{прогн.эф.л.}} := Q_{\text{эф.л.}} \cdot (1 + 0.038)^5 = 106.38 \cdot (1 + 0.038)^5 = 128.2 \quad \text{Мвар}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет параметров электрической сети в ПВК MathCad 15

Линии 220 кВ

Марка провода: АС-300

Удельные сопротивления: $r_0 := 0.098$ Ом/км $x_0 := 0.429$ Ом/км

Удельные проводимости: $g_0 := 0.0516$ мкСм/км $b_0 := 2.64$ мкСм/км

ВЛ Лесозаводск-Спасск

Длина ВЛ: $L_{Л_С} := 158.83$ км

Активное и реактивное сопротивления:

$R_{Л_С} := L_{Л_С} \cdot r_0 = 15.565$ Ом

$X_{Л_С} := L_{Л_С} \cdot x_0 = 68.138$ Ом

Активная и емкостная проводимости:

$G_{Л_С} := L_{Л_С} \cdot g_0 = 8.196$ мкСм

$B_{Л_С} := L_{Л_С} \cdot b_0 = 419.311$ мкСм

ВЛ Спасск-Дальневосточная

Длина ВЛ: $L_{С_Д} := 86.75$ км

Активное и реактивное сопротивления:

$R_{С_Д} := L_{С_Д} \cdot r_0 = 8.502$ Ом

$X_{С_Д} := L_{С_Д} \cdot x_0 = 37.216$ Ом

Активная и емкостная проводимости:

$G_{С_Д} := L_{С_Д} \cdot g_0 = 4.476$ мкСм

$B_{С_Д} := L_{С_Д} \cdot b_0 = 229.02$ мкСм

ВЛ Приморская ГРЭС - Лесозаводск

Длина ВЛ: $L_1 := 149.315$ км

Активное и реактивное сопротивления:

$R_1 := L_1 \cdot r_0 = 14.633$ Ом

$X_1 := L_1 \cdot x_0 = 64.056$ Ом

Активная и емкостная проводимости:

$G_1 := L_1 \cdot g_0 = 7.705$ мкСм

$B_1 := L_1 \cdot b_0 = 394.192$ мкСм

ВЛ Спасск - Дальневосточная

Длина ВЛ: $L_2 := 61.8$ км

Активное и реактивное сопротивления:

$R_2 := L_2 \cdot r_0 = 6.056$ Ом

$X_2 := L_2 \cdot x_0 = 26.512$ Ом

Активная и емкостная проводимости:

$G_2 := L_2 \cdot g_0 = 3.189$ мкСм

$B_2 := L_2 \cdot b_0 = 163.152$ мкСм

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет параметров электрической сети в ПВК MathCad 15

ВЛ Свягино.т - Спасск

Длина ВЛ: $L_3 := 38.332$ км

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_3 := L_3 \cdot r_0 = 3.757 \quad \text{Ом}$$

$$X_3 := L_3 \cdot x_0 = 16.444 \quad \text{Ом}$$

Активная и емкостная проводимости:

$$G_3 := L_3 \cdot g_0 = 1.978 \quad \text{мкСм}$$

$$B_3 := L_3 \cdot b_0 = 101.196 \quad \text{мкСм}$$

ВЛ Высокогорск - Горелое

Длина ВЛ: $L_5 := 23.27$ км

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_5 := L_5 \cdot r_0 = 2.28 \quad \text{Ом}$$

$$X_5 := L_5 \cdot x_0 = 9.983 \quad \text{Ом}$$

Активная и емкостная проводимости:

$$G_5 := L_5 \cdot g_0 = 1.201 \quad \text{мкСм}$$

$$B_5 := L_5 \cdot b_0 = 61.433 \quad \text{мкСм}$$

ВЛ Иман - Лесозаводск

Длина ВЛ: $L_7 := 70.029$ км

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_7 := L_7 \cdot r_0 = 6.863 \quad \text{Ом}$$

$$X_7 := L_7 \cdot x_0 = 30.042 \quad \text{Ом}$$

ВЛ Кировка - Свягино.т

Длина ВЛ: $L_4 := 44.516$ км

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_4 := L_4 \cdot r_0 = 4.363 \quad \text{Ом}$$

$$X_4 := L_4 \cdot x_0 = 19.097 \quad \text{Ом}$$

Активная и емкостная проводимости:

$$G_4 := L_4 \cdot g_0 = 2.297 \quad \text{мкСм}$$

$$B_4 := L_4 \cdot b_0 = 117.522 \quad \text{мкСм}$$

ВЛ К - Высокогорск

Длина ВЛ: $L_6 := 32.312$ км

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_6 := L_6 \cdot r_0 = 3.167 \quad \text{Ом}$$

$$X_6 := L_6 \cdot x_0 = 13.862 \quad \text{Ом}$$

Активная и емкостная проводимости:

$$G_6 := L_6 \cdot g_0 = 1.667 \quad \text{мкСм}$$

$$B_6 := L_6 \cdot b_0 = 85.304 \quad \text{мкСм}$$

ВЛ Лесозаводск - Кировка

Длина ВЛ: $L_8 := 56.508$ км

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_8 := L_8 \cdot r_0 = 5.538 \quad \text{Ом}$$

$$X_8 := L_8 \cdot x_0 = 24.242 \quad \text{Ом}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет параметров электрической сети в ПВК MathCad 15

Активная и емкостная проводимости:

$$G_7 := L_7 \cdot g_0 = 3.613 \quad \text{мкСм}$$

$$B_7 := L_7 \cdot b_0 = 184.877 \quad \text{мкСм}$$

ВЛ Лесозаводск - Ружино/т

Длина ВЛ: $L_9 := 2.534 \quad \text{км}$

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_9 := (L_9 \cdot r_0) \cdot 0.5 = 0.124 \quad \text{Ом}$$

$$X_9 := (L_9 \cdot x_0) \cdot 0.5 = 0.544 \quad \text{Ом}$$

Активная и емкостная проводимости:

$$G_9 := (L_9 \cdot g_0) \cdot 0.5 = 0.065 \quad \text{мкСм}$$

$$B_9 := (L_9 \cdot b_0) \cdot 0.5 = 3.345 \quad \text{мкСм}$$

ВЛ К - Чугуевка-2

Длина ВЛ: $L_{11} := 121.75 \quad \text{км}$

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_{11} := L_{11} \cdot r_0 = 11.931 \quad \text{Ом}$$

$$X_{11} := L_{11} \cdot x_0 = 52.231 \quad \text{Ом}$$

Активная и емкостная проводимости:

$$G_{11} := L_{11} \cdot g_0 = 6.282 \quad \text{мкСм}$$

$$B_{11} := L_{11} \cdot b_0 = 321.42 \quad \text{мкСм}$$

ВЛ Чугуевка-2 - Партизанская ГРЭС

Длина ВЛ: $L_{13} := 165.951 \quad \text{км}$

Активная и емкостная проводимости:

$$G_8 := L_8 \cdot g_0 = 2.916 \quad \text{мкСм}$$

$$B_8 := L_8 \cdot b_0 = 149.181 \quad \text{мкСм}$$

ВЛ Партизанская ГРЭС - Лозовая

Длина ВЛ: $L_{10} := 22 \quad \text{км}$

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_{10} := L_{10} \cdot r_0 = 2.156 \quad \text{Ом}$$

$$X_{10} := L_{10} \cdot x_0 = 9.438 \quad \text{Ом}$$

Активная и емкостная проводимости:

$$G_{10} := L_{10} \cdot g_0 = 1.135 \quad \text{мкСм}$$

$$B_{10} := L_{10} \cdot b_0 = 58.08 \quad \text{мкСм}$$

ВЛ Владивосток - Уссурийск-2

Длина ВЛ: $L_{12} := 51.846 \quad \text{км}$

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_{12} := L_{12} \cdot r_0 = 5.081 \quad \text{Ом}$$

$$X_{12} := L_{12} \cdot x_0 = 22.242 \quad \text{Ом}$$

Активная и емкостная проводимости:

$$G_{12} := L_{12} \cdot g_0 = 2.675 \quad \text{мкСм}$$

$$B_{12} := L_{12} \cdot b_0 = 136.873 \quad \text{мкСм}$$

ВЛ Приморская ГРЭС - НПС-38

Длина ВЛ: $L_{14} := 110.8 \quad \text{км}$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет параметров электрической сети в ПВК MathCad 15

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_{13} := L_{13} \cdot r_0 = 16.263 \quad \text{Ом}$$

$$X_{13} := L_{13} \cdot x_0 = 71.193 \quad \text{Ом}$$

Активная и емкостная проводимости:

$$G_{13} := L_{13} \cdot g_0 = 8.563 \quad \text{мкСм}$$

$$B_{13} := L_{13} \cdot b_0 = 438.111 \quad \text{мкСм}$$

ВЛ Приморская ГРЭС - Иман

Длина ВЛ: $L_{15} := 102.799 \quad \text{км}$

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_{15} := L_{15} \cdot r_0 = 10.074 \quad \text{Ом}$$

$$X_{15} := L_{15} \cdot x_0 = 44.101 \quad \text{Ом}$$

Активная и емкостная проводимости:

$$G_{15} := L_{15} \cdot g_0 = 5.304 \quad \text{мкСм}$$

$$B_{15} := L_{15} \cdot b_0 = 271.389 \quad \text{мкСм}$$

ВЛ Приморская ГРЭС - Губеров/т

Длина ВЛ: $L_{17} := 38.267 \quad \text{км}$

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_{17} := L_{17} \cdot r_0 = 3.75 \quad \text{Ом}$$

$$X_{17} := L_{17} \cdot x_0 = 16.417 \quad \text{Ом}$$

Активная и емкостная проводимости:

$$G_{17} := L_{17} \cdot g_0 = 1.975 \quad \text{мкСм}$$

$$B_{17} := L_{17} \cdot b_0 = 101.025 \quad \text{мкСм}$$

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_{14} := L_{14} \cdot r_0 = 10.858 \quad \text{Ом}$$

$$X_{14} := L_{14} \cdot x_0 = 47.533 \quad \text{Ом}$$

Активная и емкостная проводимости:

$$G_{14} := L_{14} \cdot g_0 = 5.717 \quad \text{мкСм}$$

$$B_{14} := L_{14} \cdot b_0 = 292.512 \quad \text{мкСм}$$

ВЛ НПС-38 - Лесозаводск

Длина ВЛ: $L_{16} := 62 \quad \text{км}$

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_{16} := L_{16} \cdot r_0 = 6.076 \quad \text{Ом}$$

$$X_{16} := L_{16} \cdot x_0 = 26.598 \quad \text{Ом}$$

Активная и емкостная проводимости:

$$G_{16} := L_{16} \cdot g_0 = 3.199 \quad \text{мкСм}$$

$$B_{16} := L_{16} \cdot b_0 = 163.68 \quad \text{мкСм}$$

ВЛ Губеров/т - Отпайка 1

Длина ВЛ: $L_{18} := 39.905 \quad \text{км}$

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_{18} := L_{18} \cdot r_0 = 3.911 \quad \text{Ом}$$

$$X_{18} := L_{18} \cdot x_0 = 17.119 \quad \text{Ом}$$

Активная и емкостная проводимости:

$$G_{18} := L_{18} \cdot g_0 = 2.059 \quad \text{мкСм}$$

$$B_{18} := L_{18} \cdot b_0 = 105.349 \quad \text{мкСм}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет параметров электрической сети в ПВК MathCad 15

ВЛ ПримГРЭС - Отпайка 2

$$\text{Длина ВЛ: } L_{19} := 102.164 \text{ км}$$

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_{19} := L_{19} \cdot r_0 = 10.012 \text{ Ом}$$

$$X_{19} := L_{19} \cdot x_0 = 43.828 \text{ Ом}$$

Активная и емкостная проводимости:

$$G_{19} := L_{19} \cdot g_0 = 5.272 \text{ мкСм}$$

$$B_{19} := L_{19} \cdot b_0 = 269.713 \text{ мкСм}$$

ВЛ Отпайка 2 - Иман

$$\text{Длина ВЛ: } L_{21} := 0.635 \text{ км}$$

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_{21} := L_{21} \cdot r_0 = 0.062 \text{ Ом}$$

$$X_{21} := L_{21} \cdot x_0 = 0.272 \text{ Ом}$$

Активная и емкостная проводимости:

$$G_{21} := L_{21} \cdot g_0 = 0.033 \text{ мкСм}$$

$$B_{21} := L_{21} \cdot b_0 = 1.676 \text{ мкСм}$$

ВЛ Отпайка 2 - Лесозаводск

$$\text{Длина ВЛ: } L_{23} := 47.151 \text{ км}$$

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_{23} := L_{23} \cdot r_0 = 4.621 \text{ Ом}$$

$$X_{23} := L_{23} \cdot x_0 = 20.228 \text{ Ом}$$

Активная и емкостная проводимости:

$$G_{23} := L_{23} \cdot g_0 = 2.433 \text{ мкСм}$$

ВЛ Отпайка 1 - Иман

$$\text{Длина ВЛ: } L_{20} := 0.528 \text{ км}$$

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_{20} := L_{20} \cdot r_0 = 0.052 \text{ Ом}$$

$$X_{20} := L_{20} \cdot x_0 = 0.227 \text{ Ом}$$

Активная и емкостная проводимости:

$$G_{20} := L_{20} \cdot g_0 = 0.027 \text{ мкСм}$$

$$B_{20} := L_{20} \cdot b_0 = 1.394 \text{ мкСм}$$

ВЛ Отпайка 1 - Лесозаводск

$$\text{Длина ВЛ: } L_{22} := 69.501 \text{ км}$$

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_{22} := L_{22} \cdot r_0 = 6.811 \text{ Ом}$$

$$X_{22} := L_{22} \cdot x_0 = 29.816 \text{ Ом}$$

Активная и емкостная проводимости:

$$G_{22} := L_{22} \cdot g_0 = 3.586 \text{ мкСм}$$

$$B_{22} := L_{22} \cdot b_0 = 183.483 \text{ мкСм}$$

ВЛ К - Горелое

$$\text{Длина ВЛ: } L_{24} := 55.546 \text{ км}$$

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_{24} := L_{24} \cdot r_0 = 5.444 \text{ Ом}$$

$$X_{24} := L_{24} \cdot x_0 = 23.829 \text{ Ом}$$

Активная и емкостная проводимости:

$$G_{24} := L_{24} \cdot g_0 = 2.866 \text{ мкСм}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет параметров электрической сети в ПВК MathCad 15

$$B_{23} := L_{23} \cdot b_0 = 124.479 \quad \text{мкСм}$$

ВЛ Дальневосточная - Уссурийск-2

$$\text{Длина ВЛ: } L_{25} := 67.8 \quad \text{км}$$

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_{25} := L_{25} \cdot r_0 = 6.644 \quad \text{Ом}$$

$$X_{25} := L_{25} \cdot x_0 = 29.086 \quad \text{Ом}$$

Активная и емкостная проводимости:

$$G_{25} := L_{25} \cdot g_0 = 3.498 \quad \text{мкСм}$$

$$B_{25} := L_{25} \cdot b_0 = 178.992 \quad \text{мкСм}$$

ВЛ Лесозаводск - К

$$\text{Длина ВЛ: } L_{27.1} := 135.818 \quad \text{км}$$

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_{27.1} := L_{27.1} \cdot r_0 = 13.31 \quad \text{Ом}$$

$$X_{27.1} := L_{27.1} \cdot x_0 = 58.266 \quad \text{Ом}$$

Марка провода: АС-240

$$\text{Удельные сопротивления: } r_0 := 0.121 \quad \text{Ом/км}$$

$$\text{Удельные проводимости: } g_0 := 0.0558 \quad \text{мкСм/км}$$

ВЛ Лесозаводск - К

$$\text{Длина ВЛ: } L_{27.2} := 102.577 \quad \text{км}$$

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_{27.2} := L_{27.2} \cdot r_0 = 12.412 \quad \text{Ом}$$

$$X_{27.2} := L_{27.2} \cdot x_0 = 44.621 \quad \text{Ом}$$

$$B_{24} := L_{24} \cdot b_0 = 146.641 \quad \text{мкСм}$$

ВЛ Дальневосточная - Уссурийск-2

$$\text{Длина ВЛ: } L_{26} := 47.7 \quad \text{км}$$

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_{26} := L_{26} \cdot r_0 = 4.675 \quad \text{Ом}$$

$$X_{26} := L_{26} \cdot x_0 = 20.463 \quad \text{Ом}$$

Активная и емкостная проводимости:

$$G_{26} := L_{26} \cdot g_0 = 2.461 \quad \text{мкСм}$$

$$B_{26} := L_{26} \cdot b_0 = 125.928 \quad \text{мкСм}$$

Активная и емкостная проводимости:

$$G_{27.1} := L_{27.1} \cdot g_0 = 7.008 \quad \text{мкСм}$$

$$B_{27.1} := L_{27.1} \cdot b_0 = 358.56 \quad \text{мкСм}$$

$$x_0 := 0.435 \quad \text{Ом/км}$$

$$b_0 := 2.6 \quad \text{мкСм/км}$$

ВЛ Дальневосточная - Арсеньев-2

$$\text{Длина ВЛ: } L_{28} := 75.71 \quad \text{км}$$

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_{28} := L_{28} \cdot r_0 = 9.161 \quad \text{Ом}$$

$$X_{28} := L_{28} \cdot x_0 = 32.934 \quad \text{Ом}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет параметров электрической сети в ПВК MathCad 15

Активная и емкостная проводимости:

$$G_{27.2} := L_{27.2} \cdot g_0 = 5.724 \quad \text{мкСм}$$

$$B_{27.2} := L_{27.2} \cdot b_0 = 266.7 \quad \text{мкСм}$$

Активная и емкостная проводимости:

$$G_{28} := L_{28} \cdot g_0 = 4.225 \quad \text{мкСм}$$

$$B_{28} := L_{28} \cdot b_0 = 196.846 \quad \text{мкСм}$$

Итог:

$$R_{27} := R_{27.1} + R_{27.2} = 25.722 \quad \text{Ом}$$

$$X_{27} := X_{27.1} + X_{27.2} = 102.887 \quad \text{Ом}$$

$$B_{27} := B_{27.1} + B_{27.2} = 625.26 \quad \text{мкСм}$$

$$G_{27} := G_{27.1} + G_{27.2} = 12.732 \quad \text{мкСм}$$

ВЛ Чугуевка-2 - Арсеньев-2

Длина ВЛ: $L_{29} := 60.098 \quad \text{км}$

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_{29} := L_{29} \cdot r_0 = 7.272 \quad \text{Ом}$$

$$X_{29} := L_{29} \cdot x_0 = 26.143 \quad \text{Ом}$$

Активная и емкостная проводимости:

$$G_{29} := L_{29} \cdot g_0 = 3.353 \quad \text{мкСм}$$

$$B_{29} := L_{29} \cdot b_0 = 156.255 \quad \text{мкСм}$$

Марка провода: АС-120

Удельные сопротивления: $r_0 := 0.249 \quad \text{Ом/км}$ $x_0 := 0.427 \quad \text{Ом/км}$

Удельная проводимость: $b_0 := 2.66 \quad \text{мкСм/км}$

ВЛ Спасск - Мучная

Длина ВЛ: $L_{30} := 26.51 \quad \text{км}$

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_{30} := L_{30} \cdot r_0 = 6.601 \quad \text{Ом}$$

ВЛ Мучная - Вадимовка

Длина ВЛ: $L_{31} := 16.5 \quad \text{км}$

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_{31} := L_{31} \cdot r_0 = 4.109 \quad \text{Ом}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет параметров электрической сети в ПВК MathCad 15

$$X_{30} := L_{30} \cdot x_0 = 11.32 \quad \text{Ом}$$

Емкостная проводимость:

$$B_{30} := L_{30} \cdot b_0 = 70.517 \quad \text{мкСм}$$

ВЛ Спасск - Дмитриевка

$$\text{Длина ВЛ: } L_{32.1} := 6.9 \quad \text{км}$$

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_{32.1} := L_{32.1} \cdot r_0 = 1.718 \quad \text{Ом}$$

$$X_{32.1} := L_{32.1} \cdot x_0 = 2.946 \quad \text{Ом}$$

Емкостная проводимость:

$$B_{32.1} := L_{32.1} \cdot b_0 = 18.354 \quad \text{мкСм}$$

Дмитриевка - Черниговка

$$\text{Длина ВЛ: } L_{34} := 15.78 \quad \text{км}$$

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_{34} := L_{34} \cdot r_0 = 3.929 \quad \text{Ом}$$

$$X_{34} := L_{34} \cdot x_0 = 6.738 \quad \text{Ом}$$

Емкостная проводимость:

$$B_{34} := L_{34} \cdot b_0 = 41.975 \quad \text{мкСм}$$

ВЛ Черниговка - Ярославка

$$\text{Длина ВЛ: } L_{36.1} := 30.58 \quad \text{км}$$

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_{36.1} := L_{36.1} \cdot r_0 = 7.614 \quad \text{Ом}$$

$$X_{36.1} := L_{36.1} \cdot x_0 = 13.058 \quad \text{Ом}$$

Емкостная проводимость:

$$B_{36.1} := L_{36.1} \cdot b_0 = 81.343 \quad \text{мкСм}$$

$$X_{31} := L_{31} \cdot x_0 = 7.045 \quad \text{Ом}$$

Емкостная проводимость:

$$B_{31} := L_{31} \cdot b_0 = 43.89 \quad \text{мкСм}$$

ВЛ Спасск - Дмитриевка

$$\text{Длина ВЛ: } L_{33.1} := 7.2 \quad \text{км}$$

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_{33.1} := L_{33.1} \cdot r_0 = 1.793 \quad \text{Ом}$$

$$X_{33.1} := L_{33.1} \cdot x_0 = 3.074 \quad \text{Ом}$$

Емкостная проводимость:

$$B_{33.1} := L_{33.1} \cdot b_0 = 19.152 \quad \text{мкСм}$$

Дмитриевка - Ярославка

$$\text{Длина ВЛ: } L_{35.1} := 30.58 \quad \text{км}$$

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_{35.1} := L_{35.1} \cdot r_0 = 7.614 \quad \text{Ом}$$

$$X_{35.1} := L_{35.1} \cdot x_0 = 13.058 \quad \text{Ом}$$

Емкостная проводимость:

$$B_{35.1} := L_{35.1} \cdot b_0 = 81.343 \quad \text{мкСм}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет параметров электрической сети в ПВК MathCad 15

Марка провода: АС-185

Удельные сопротивления: $r_0 := 0.162$ Ом/км $x_0 := 0.413$ Ом/км

Удельная проводимость: $b_0 := 2.75$ мкСм/км

ВЛ Дмитриевка - Ярославка

Длина ВЛ: $L_{35.2} := 17.6$ км

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_{35.2} := L_{35.2} \cdot r_0 = 2.851 \text{ Ом}$$

$$X_{35.2} := L_{35.2} \cdot x_0 = 7.269 \text{ Ом}$$

Емкостная проводимость:

$$B_{35.2} := L_{35.2} \cdot b_0 = 48.4 \text{ мкСм}$$

итог

$$R_{35} := R_{35.1} + R_{35.2} = 10.466 \text{ Ом}$$

$$X_{35} := X_{35.1} + X_{35.2} = 20.326 \text{ Ом}$$

$$B_{35} := B_{35.1} + B_{35.2} = 129.743 \text{ мкСм}$$

ВЛ Спасск - Дмитриевка

Длина ВЛ: $L_{32.2} := 15.6$ км

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_{32.2} := L_{32.2} \cdot r_0 = 2.527 \text{ Ом}$$

$$X_{32.2} := L_{32.2} \cdot x_0 = 6.443 \text{ Ом}$$

Емкостная проводимость:

$$B_{32.2} := L_{32.2} \cdot b_0 = 42.9 \text{ мкСм}$$

итог

$$R_{32} := R_{32.1} + R_{32.2} = 4.245 \text{ Ом}$$

ВЛ Спасск - Дмитриевка

Длина ВЛ: $L_{32.2} := 15.6$ км

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_{32.2} := L_{32.2} \cdot r_0 = 2.527 \text{ Ом}$$

$$X_{32.2} := L_{32.2} \cdot x_0 = 6.443 \text{ Ом}$$

Емкостная проводимость:

$$B_{32.2} := L_{32.2} \cdot b_0 = 42.9 \text{ мкСм}$$

итог

$$R_{32} := R_{32.1} + R_{32.2} = 4.245 \text{ Ом}$$

$$X_{32} := X_{32.1} + X_{32.2} = 9.389 \text{ Ом}$$

$$B_{32} := B_{32.1} + B_{32.2} = 61.254 \text{ мкСм}$$

ВЛ Черниговка - Ярославка

Длина ВЛ: $L_{33.2} := 17.6$ км

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_{33.2} := L_{33.2} \cdot r_0 = 2.851 \text{ Ом}$$

$$X_{33.2} := L_{33.2} \cdot x_0 = 7.269 \text{ Ом}$$

Емкостная проводимость:

$$B_{33.2} := L_{33.2} \cdot b_0 = 48.4 \text{ мкСм}$$

итог

$$R_{33} := R_{33.1} + R_{33.2} = 4.644 \text{ Ом}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет параметров электрической сети в ПВК MathCad 15

$$X_{33} := X_{33.1} + X_{33.2} = 10.343 \text{ Ом}$$

$$X_{36} := X_{36.1} + X_{36.2} = 20.326 \text{ Ом}$$

$$B_{33} := B_{33.1} + B_{33.2} = 67.552 \text{ мкСм}$$

$$B_{36} := B_{36.1} + B_{36.2} = 129.743 \text{ мкСм}$$

Трансформаторы:

Параметры трансформатора марки ТДЦ - 250000/220:

$$S_{T250} := 250 \text{ МВА}$$

$$U_{\text{вн.250}} := 242 \text{ кВ}$$

$$\Delta P_{X250} := 220 \text{ кВт}$$

$$R_{T250} := 0.6 \text{ Ом}$$

$$U_{\text{нн.250}} := 15.75 \text{ кВ}$$

$$\Delta Q_{X250} := 1125 \text{ кВар}$$

$$X_{T250} := 25.7 \text{ Ом}$$

Реактивная проводимость:

$$B_{T250} := \frac{\Delta Q_{X250} \cdot 10^3}{U_{\text{вн.250}}^2} = 19.21 \text{ мкСм}$$

Активная проводимость:

$$G_{T250} := \frac{\Delta P_{X250} \cdot 10^3}{U_{\text{вн.250}}^2} = 3.757 \text{ мкСм}$$

Коэффициент трансформации:

$$K_{T250} := \frac{U_{\text{нн.250}}}{U_{\text{вн.250}}} = 0.065$$

Параметры трансформатора марки ТДЦ - 125000/110:

$$S_{T125} := 125 \text{ МВА}$$

$$U_{\text{вн.125}} := 121 \text{ кВ}$$

$$\Delta P_{X125} := 120 \text{ кВт}$$

$$R_{T125} := 0.37 \text{ Ом}$$

$$U_{\text{нн.125}} := 10.5 \text{ кВ}$$

$$\Delta Q_{X125} := 687.5 \text{ кВар}$$

$$X_{T125} := 12.3 \text{ Ом}$$

Реактивная проводимость:

$$B_{T125} := \frac{\Delta Q_{X125} \cdot 10^3}{U_{\text{вн.125}}^2} = 46.957 \text{ мкСм}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет параметров электрической сети в ПМК MathCad 15

Активная проводимость:

$$G_{T125} := \frac{\Delta P_{X125} \cdot 10^3}{U_{ВН.125}^2} = 8.196 \text{ мкСм}$$

Коэффициент трансформации:

$$K_{T125} := \frac{U_{НН.125}}{U_{ВН.125}} = 0.087$$

Параметры автотрансформатора марки АОДЦТН - 167000/500/220:

$S_{ат167} := 167 \text{ МВА}$	$U_{сн.167} := 230 \text{ кВ}$	$\Delta P_{X167} := 125 \text{ кВт}$
$U_{ВН.167} := 500 \text{ кВ}$	$U_{НН.167} := 15.75 \text{ кВ}$	$\Delta Q_{X167} := 2004 \text{ кВар}$
$X_{ат167ВН} := 61.1 \text{ Ом}$	$R_{ат167ВН} := 0.58 \text{ Ом}$	
$X_{ат167сн} := 0 \text{ Ом}$	$R_{ат167сн} := 0.39 \text{ Ом}$	
$X_{ат167НН} := 113.5 \text{ Ом}$	$R_{ат167НН} := 2.9 \text{ Ом}$	

Реактивная проводимость:

$$B_{ат167} := \frac{\Delta Q_{X167} \cdot 10^3}{U_{ВН.167}^2} = 8.016 \text{ мкСм}$$

Коэффициенты трансформации:

$$K_{ат167сн} := \frac{U_{сн.167}}{U_{ВН.167}} = 0.46$$

Активная проводимость:

$$G_{ат167} := \frac{\Delta P_{X167} \cdot 10^3}{U_{ВН.167}^2} = 0.5 \text{ мкСм}$$

$$K_{ат167НН} := \frac{U_{НН.167}}{U_{ВН.167}} = 0.032$$

Параметры автотрансформатора марки АТДЦТН - 250000/500/110:

$S_{ат250} := 250 \text{ МВА}$	$U_{сн.250} := 121 \text{ кВ}$	$\Delta P_{X250} := 250 \text{ кВт}$
$U_{ВН.250} := 500 \text{ кВ}$	$U_{НН.250} := 11 \text{ кВ}$	$\Delta Q_{X250} := 1125 \text{ кВар}$
$X_{ат250ВН} := 137.5 \text{ Ом}$	$R_{ат250ВН} := 2.28 \text{ Ом}$	
$X_{ат250сн} := 0 \text{ Ом}$	$R_{ат250сн} := 0.28 \text{ Ом}$	
$X_{ат250НН} := 192.5 \text{ Ом}$	$R_{ат250НН} := 5.22 \text{ Ом}$	

Реактивная проводимость:

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет параметров электрической сети в ПВК MathCad 15

$$B_{ат250} := \frac{\Delta Q_{х250} \cdot 10^3}{U_{вн.250}^2} = 4.5 \quad \text{мкСм}$$

Активная проводимость:

$$G_{ат250} := \frac{\Delta P_{х250} \cdot 10^3}{U_{вн.250}^2} = 1 \quad \text{мкСм}$$

Коэффициенты трансформации:

$$K_{ат250сн} := \frac{U_{сн.250}}{U_{вн.250}} = 0.242$$

$$K_{ат250нн} := \frac{U_{нн.250}}{U_{вн.250}} = 0.022$$

Параметры автотрансформатора марки АТДЦТН- 25000/220/110:

$$S_{ат250} := 250 \quad \text{МВА}$$

$$U_{сн.250} := 121 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_{х250} := 145 \quad \text{кВт}$$

$$U_{вн.250} := 230 \quad \text{кВ}$$

$$U_{нн.250} := 10.5 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta Q_{х250} := 1250 \quad \text{кВар}$$

$$X_{ат250вн} := 25.5 \quad \text{Ом}$$

$$R_{ат250вн} := 0.2 \quad \text{Ом}$$

$$X_{ат250сн} := 0 \quad \text{Ом}$$

$$R_{ат250сн} := 0.2 \quad \text{Ом}$$

$$X_{ат250нн} := 45.1 \quad \text{Ом}$$

$$R_{ат250нн} := 0.4 \quad \text{Ом}$$

Реактивная проводимость:

$$B_{ат250} := \frac{\Delta Q_{х250} \cdot 10^3}{U_{вн.250}^2} = 23.629 \quad \text{мкСм}$$

Активная проводимость:

$$G_{ат250} := \frac{\Delta P_{х250} \cdot 10^3}{U_{вн.250}^2} = 2.741 \quad \text{мкСм}$$

Коэффициенты трансформации:

$$K_{ат250сн} := \frac{U_{сн.250}}{U_{вн.250}} = 0.526$$

$$K_{ат250нн} := \frac{U_{нн.250}}{U_{вн.250}} = 0.046$$

Параметры автотрансформатора марки АТДЦТН- 63000/220/110:

$$S_{ат63} := 63 \quad \text{МВА}$$

$$U_{сн.63} := 121 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_{х63} := 45 \quad \text{кВт}$$

$$U_{вн.63} := 230 \quad \text{кВ}$$

$$U_{нн.63} := 38.5 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta Q_{х63} := 315 \quad \text{кВар}$$

$$X_{ат63вн} := 104 \quad \text{Ом}$$

$$R_{ат63вн} := 1.4 \quad \text{Ом}$$

$$X_{ат63сн} := 0 \quad \text{Ом}$$

$$R_{ат63сн} := 1.4 \quad \text{Ом}$$

$$X_{ат63нн} := 195.6 \quad \text{Ом}$$

$$R_{ат63нн} := 2.8 \quad \text{Ом}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет параметров электрической сети в ПВК MathCad 15

Реактивная проводимость:

$$B_{\text{ат63}} := \frac{\Delta Q_{\text{х63}} \cdot 10^3}{U_{\text{вн.63}}^2} = 5.955 \quad \text{мкСм}$$

Коэффициенты трансформации:

$$K_{\text{ат63сн}} := \frac{U_{\text{сн.63}}}{U_{\text{вн.63}}} = 0.526$$

Активная проводимость:

$$G_{\text{ат63}} := \frac{\Delta P_{\text{х63}} \cdot 10^3}{U_{\text{вн.63}}^2} = 0.851 \quad \text{мкСм}$$

$$K_{\text{ат63нн}} := \frac{U_{\text{нн.63}}}{U_{\text{вн.63}}} = 0.167$$

Параметры автотрансформатора марки АТДЦТН- 12500/220/110:

$$S_{\text{ат125}} := 125 \quad \text{МВА}$$

$$U_{\text{сн.125}} := 121 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_{\text{х125}} := 65 \quad \text{кВт}$$

$$U_{\text{вн.125}} := 230 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{нн.125}} := 11 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta Q_{\text{х125}} := 625 \quad \text{кВар}$$

$$X_{\text{ат125вн}} := 59.2 \quad \text{Ом}$$

$$R_{\text{ат125вн}} := 0.55 \quad \text{Ом}$$

$$X_{\text{ат125сн}} := 0 \quad \text{Ом}$$

$$R_{\text{ат125сн}} := 0.48 \quad \text{Ом}$$

$$X_{\text{ат125вс}} := \frac{11 \cdot U_{\text{вн.125}}^2}{100 \cdot S_{\text{ат125}}} = 46.552$$

$$X_{\text{ат125нн}} := 131 \quad \text{Ом}$$

$$R_{\text{ат125нн}} := 3.2 \quad \text{Ом}$$

Реактивная проводимость:

$$B_{\text{ат125}} := \frac{\Delta Q_{\text{х125}} \cdot 10^3}{U_{\text{вн.125}}^2} = 11.815 \quad \text{мкСм}$$

$$R_{\text{ат125вс}} := \frac{350 \cdot U_{\text{вн.125}}^2}{S_{\text{ат125}}^2} \cdot 10^{-3} = 1.185$$

Активная проводимость:

$$G_{\text{ат63}} := \frac{\Delta P_{\text{х125}} \cdot 10^3}{U_{\text{вн.125}}^2} = 1.229 \quad \text{мкСм}$$

Коэффициенты трансформации:

$$K_{\text{ат63сн}} := \frac{U_{\text{сн.125}}}{U_{\text{вн.125}}} = 0.526$$

$$K_{\text{ат63нн}} := \frac{U_{\text{нн.125}}}{U_{\text{вн.125}}} = 0.048$$

Параметры трансформатора марки ТДТНГУ - 20000/220:

$$S_{\text{т20}} := 20000 \quad \text{кВА}$$

$$R_{\text{т20вн}} := 5.7 \quad \text{Ом}$$

$$X_{\text{т20вн}} := 275 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta P_{\text{х20}} := 50 \quad \text{кВт}$$

$$U_{\text{вн.20}} := 230 \quad \text{кВ}$$

$$R_{\text{т20сн}} := 5.7 \quad \text{Ом}$$

$$X_{\text{т20сн}} := 0 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta Q_{\text{х20}} := 300 \quad \text{кВар}$$

$$U_{\text{сн.20}} := 38.5 \quad \text{кВ}$$

$$R_{\text{т20нн}} := 5.7 \quad \text{Ом}$$

$$X_{\text{т20нн}} := 148 \quad \text{Ом}$$

$$U_{\text{нн.20}} := 11 \quad \text{кВ}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет параметров электрической сети в ПВК MathCad 15

Реактивная проводимость:

$$B_{T20} := \frac{\Delta Q_{x20} \cdot 10^3}{U_{ВН.20}^2} = 5.671 \text{ мкСм}$$

Активная проводимость:

$$G_{T20} := \frac{\Delta P_{x20} \cdot 10^3}{U_{ВН.20}^2} = 0.945 \text{ мкСм}$$

Коэффициент трансформации:

$$K_{T20CH} := \frac{U_{CH.20}}{U_{ВН.20}} = 0.167$$

$$K_{T20НН} := \frac{U_{НН.20}}{U_{ВН.20}} = 0.048$$

Параметры трансформатора марки ТДГН - 25000/220:

$$S_{T25} := 25 \text{ МВА}$$

$$U_{ВН.25} := 230 \text{ кВ}$$

$$U_{CH.25} := 38.5 \text{ кВ}$$

$$U_{НН.25} := 11 \text{ кВ}$$

$$R_{T25ВН} := 5.7 \text{ Ом}$$

$$R_{T25CH} := 5.7 \text{ Ом}$$

$$R_{T25НН} := 5.7 \text{ Ом}$$

$$X_{T25ВН} := 275 \text{ Ом}$$

$$X_{T25CH} := 0 \text{ Ом}$$

$$X_{T25НН} := 148 \text{ Ом}$$

$$\Delta P_{x25} := 50 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{x25} := 300 \text{ кВар}$$

Реактивная проводимость:

$$B_{T25} := \frac{\Delta Q_{x25} \cdot 10^3}{U_{ВН.25}^2} = 5.671 \text{ мкСм}$$

Активная проводимость:

$$G_{T25} := \frac{\Delta P_{x25} \cdot 10^3}{U_{ВН.25}^2} = 0.945 \text{ мкСм}$$

Коэффициент трансформации:

$$K_{T25CH} := \frac{U_{CH.25}}{U_{ВН.25}} = 0.167$$

$$K_{T25НН} := \frac{U_{НН.25}}{U_{ВН.25}} = 0.048$$

Сравнительный расчет параметров ВЛ 500 кВ Приморского края

ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС - Дальневосточная

1 Вариант расчета:

Марка провода: ЗАС – 330

Удельные сопротивления: $r_0 := 0.029 \text{ Ом/км}$

$x_0 := 0.308 \text{ Ом/км}$

Удельные проводимости: $g_0 := 0.032 \text{ мкСм/км}$

$b_0 := 3.6 \text{ мкСм/км}$

Длина ВЛ: $L_1 := 345.255 \text{ км}$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет параметров электрической сети в ПВК MathCad 15

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_1 := L_1 \cdot r_0 = 10.012 \text{ Ом}$$

$$X_1 := L_1 \cdot x_0 = 106.335 \text{ Ом}$$

Активная и емкостная проводимости:

$$G_1 := L_1 \cdot g_0 = 11.048 \text{ мкСм}$$

$$B_1 := L_1 \cdot b_0 = 1.243 \times 10^3 \text{ мкСм}$$

2 Вариант расчета:

$$j := \sqrt{-1}$$

$$\text{Удельные проводимости: } g_{01} := 0.032 \times 10^{-6} \text{ См/км} \quad b_{01} := 3.6 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$$

Волновое сопротивление линии:

$$Z_{B.1} := \sqrt{\frac{r_0 + j \cdot x_0}{g_{01} + j \cdot b_{01}}} = 292.875 - 12.453i$$

Коэффициент распространения электромагнитной волны:

$$\gamma_1 := \sqrt{(r_0 + j \cdot x_0) \cdot (g_{01} + j \cdot b_{01})} = 5.42 \times 10^{-5} + 1.054i \times 10^{-3}$$

Сопротивления и проводимости П-образной схемы замещения:

$$Z_{П.1} := Z_{B.1} \cdot \sinh(\gamma_1 \cdot L_1) = 9.555 + 104.03i \text{ Ом}$$

$$Y_{П.1} := \frac{\tanh\left(\frac{\gamma_1 \cdot L_1}{2}\right)}{Z_{B.1}} \cdot 10^6 = 6.31 + 628.38i \text{ См}$$

ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС - Чугуевка-2

1 Вариант расчета:

Марка провода: ЗАС – 330

$$\text{Удельные сопротивления: } r_0 := 0.029 \text{ Ом/км} \quad x_0 := 0.308 \text{ Ом/км}$$

$$\text{Удельные проводимости: } g_0 := 0.032 \text{ мкСм/км} \quad b_0 := 3.6 \text{ мкСм/км}$$

$$\text{Длина ВЛ: } L_2 := 291.9 \text{ км}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет параметров электрической сети в ПВК MathCad 15

Активное и реактивное сопротивления:

$$\underline{R}_2 := L_2 \cdot r_0 = 8.465 \text{ Ом}$$

$$\underline{X}_2 := L_2 \cdot x_0 = 89.90 \text{ Ом}$$

Активная и емкостная проводимости:

$$\underline{G}_2 := L_2 \cdot g_0 = 9.341 \text{ мкСм}$$

$$\underline{B}_2 := L_2 \cdot b_0 = 1.051 \times 10^3 \text{ мкСм}$$

2 Вариант расчета:

$$j := \sqrt{-1}$$

Удельные проводимости: $\underline{g}_{01} := 0.032 \times 10^{-6} \text{ См/км}$ $\underline{b}_{01} := 3.6 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$

Волновое сопротивление линии:

$$Z_{B.2} := \sqrt{\frac{r_0 + j \cdot x_0}{g_{01} + j \cdot b_{01}}} = 292.875 - 12.453i$$

Коэффициент распространения электромагнитной волны:

$$\gamma_2 := \sqrt{(r_0 + j \cdot x_0) \cdot (g_{01} + j \cdot b_{01})} = 5.42 \times 10^{-5} + 1.054i \times 10^{-3}$$

Сопротивления и проводимости П-образной схемы замещения:

$$Z_{\Pi.2} := Z_{B.2} \cdot \sinh(\gamma_2 \cdot L_2) = 8.188 + 88.511i \text{ Ом}$$

$$Y_{\Pi.2} := \frac{\tanh\left(\frac{\gamma_2 \cdot L_2}{2}\right)}{Z_{B.2}} \cdot 10^6 = 5.142 + 529.588i \text{ См}$$

ВЛ 500 кВ Дальневосточная - Владивосток

1 Вариант расчета:

Марка провода: ЗАС – 300

Удельные сопротивления: $\underline{r}_0 := 0.034 \text{ Ом/км}$ $\underline{x}_0 := 0.31 \text{ Ом/км}$

Удельные проводимости: $\underline{g}_0 := 0.032 \text{ мкСм/км}$ $\underline{b}_0 := 3.97 \text{ мкСм/км}$

Длина ВЛ: $\underline{L}_3 := 95.392 \text{ км}$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет параметров электрической сети в ПВК MathCad 15

Активное и реактивное сопротивления:

$$\underline{R}_3 := L_3 \cdot r_0 = 3.243 \text{ Ом}$$

$$\underline{X}_3 := L_3 \cdot x_0 = 29.572 \text{ Ом}$$

Активная и емкостная проводимости:

$$\underline{G}_3 := L_3 \cdot g_0 = 3.053 \text{ мкСм}$$

$$\underline{B}_3 := L_3 \cdot b_0 = 378.706 \text{ мкСм}$$

2 Вариант расчета:

$$j := \sqrt{-1}$$

Удельные проводимости: $\underline{g}_{01} := 0.032 \times 10^{-6} \text{ См/км}$ $\underline{b}_{01} := 3.97 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$

Волновое сопротивление линии:

$$Z_{B.3} := \sqrt{\frac{r_0 + j \cdot x_0}{g_{01} + j \cdot b_{01}}} = 279.912 - 14.173i$$

Коэффициент распространения электромагнитной волны:

$$\gamma_3 := \sqrt{(r_0 + j \cdot x_0) \cdot (g_{01} + j \cdot b_{01})} = 6.522 \times 10^{-5} + 1.111i \times 10^{-3}$$

Сопротивления и проводимости П-образной схемы замещения:

$$Z_{П.3} := Z_{B.3} \cdot \sinh(\gamma_3 \cdot L_3) = 3.231 + 29.517i \text{ Ом}$$

$$Y_{П.3} := \frac{\tanh\left(\frac{\gamma_3 \cdot L_3}{2}\right)}{Z_{B.3}} \cdot 10^6 = 1.549 + 189.5i \text{ См}$$

ВЛ 500 кВ Чугуевка-2 - Лозовая

1 Вариант расчета:

Марка провода: АС – 300

Удельные сопротивления: $\underline{r}_0 := 0.034 \text{ Ом/км}$ $\underline{x}_0 := 0.31 \text{ Ом/км}$

Удельные проводимости: $\underline{g}_0 := 0.032 \text{ мкСм/км}$ $\underline{b}_0 := 3.97 \text{ мкСм/км}$

Длина ВЛ: $\underline{L}_4 := 189.5 \text{ км}$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет параметров электрической сети в ПВК MathCad 15

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_4 := L_4 \cdot r_0 = 6.443 \text{ Ом}$$

$$X_4 := L_4 \cdot x_0 = 58.745 \text{ Ом}$$

Активная и емкостная проводимости:

$$G_4 := L_4 \cdot g_0 = 6.064 \text{ мкСм}$$

$$B_4 := L_4 \cdot b_0 = 752.315 \text{ мкСм}$$

2 Вариант расчета:

$$j := \sqrt{-1}$$

Удельные проводимости: $g_{01} := 0.032 \times 10^{-6} \text{ См/км}$ $b_{01} := 3.97 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$

Волновое сопротивление линии:

$$Z_{B.4} := \sqrt{\frac{r_0 + j \cdot x_0}{g_{01} + j \cdot b_{01}}} = 279.912 - 14.173i$$

Коэффициент распространения электромагнитной волны:

$$\gamma_4 := \sqrt{(r_0 + j \cdot x_0) \cdot (g_{01} + j \cdot b_{01})} = 6.522 \times 10^{-5} + 1.111i \times 10^{-3}$$

Сопротивления и проводимости П-образной схемы замещения:

$$Z_{П.4} := Z_{B.4} \cdot \sinh(\gamma_4 \cdot L_4) = 6.345 + 58.319i \text{ Ом}$$

$$Y_{П.4} := \frac{\tanh\left(\frac{\gamma_4 \cdot L_4}{2}\right)}{Z_{B.4}} \cdot 10^6 = 3.208 + 377.546i \text{ См}$$

ВЛ 500 кВ Лозовая - Владивосток

1 Вариант расчета:

Марка провода: АС – 300

Удельные сопротивления: $r_0 := 0.034 \text{ Ом/км}$ $x_0 := 0.31 \text{ Ом/км}$

Удельные проводимости: $g_0 := 0.032 \text{ мкСм/км}$ $b_0 := 3.97 \text{ мкСм/км}$

Длина ВЛ: $L_5 := 117.3 \text{ км}$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет параметров электрической сети в ПМК MathCad 15

Активное и реактивное сопротивления:

$$R_5 := L_5 \cdot r_0 = 3.988 \text{ Ом}$$

$$X_5 := L_5 \cdot x_0 = 36.363 \text{ Ом}$$

Активная и емкостная проводимости:

$$G_5 := L_5 \cdot g_0 = 3.754 \text{ мкСм}$$

$$B_5 := L_5 \cdot b_0 = 465.681 \text{ мкСм}$$

2 Вариант расчета:

$$j := \sqrt{-1}$$

$$\text{Удельные проводимости: } g_{01} := 0.032 \times 10^{-6} \text{ См/км} \quad b_{01} := 3.97 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$$

Волновое сопротивление линии:

$$Z_{B.5} := \sqrt{\frac{r_0 + j \cdot x_0}{g_{01} + j \cdot b_{01}}} = 279.912 - 14.173i$$

Коэффициент распространения электромагнитной волны:

$$\gamma_5 := \sqrt{(r_0 + j \cdot x_0) \cdot (g_{01} + j \cdot b_{01})} = 6.522 \times 10^{-5} + 1.111i \times 10^{-3}$$

Сопротивления и проводимости П-образной схемы замещения:

$$Z_{П.5} := Z_{B.5} \cdot \sinh(\gamma_5 \cdot L_5) = 3.965 + 36.262i \text{ Ом}$$

$$Y_{П.5} := \frac{\tanh\left(\frac{\gamma_5 \cdot L_5}{2}\right)}{Z_{B.5}} \cdot 10^6 = 1.918 + 233.165 \text{ См}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет параметров электрической сети в ПВК MathCad 15

Результаты расчета:

ВЛ 500 кВ	Первый способ				Второй способ (через волновое сопротивление)			
	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	G, мкСм	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	G, мкСм
Приморская ГРЭС – Дальневосточ ная	10,01	106,34	1243	11,05	9,55	104,04	628,38	6,31
Приморская ГРЭС – Чугуевка-2	8,46	89,9	1051	9,34	8,18	88,51	529,58	5,14
Дальневосточ ная – Владивосток	3,24	29,57	378,7	3,053	3,23	29,52	189,53	1,55
Чугуевка-2 – Лозовая	6,44	58,74	752,31	6,06	6,34	58,32	377,55	3,2
Лозовая – Владивосток	3,98	36,36	465,68	3,75	3,96	36,26	233,17	1,92

Вывод: к расчету принимаем параметры, полученные по второму способу.

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Максимальный спрогнозированный режим без учета ввода воздушной линии:

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q_min	Q_max	V	dV
База	1	ПримГРЭС ОРУ 500	500			868	-297.4	508.5	-277.5	555	508.5	1.7
Ген	2	НН Т1 ПримГРЭС ОРУ 500 кВ	16	19.9	14.6	157	102.1	17	-78.5	157	16.98	6.13
Нагр	3	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС 500 кВ	500								518.65	3.73
Нагр	4	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС 500 кВ	500								518.75	3.75
Нагр	5	НН АТ1 ПримГРЭС 500 кВ	16	1.6	1.3						16.59	3.67
Ген	6	НН АТ2 ПримГРЭС 500 кВ	16	18.6	15.3	160	78.7	17	-80	160	17.03	6.44
Ген+	7	ПримГРЭС ОРУ 220	220			139	139	242.1	-69.5	139	238.62	8.46
Ген	8	НН Т1 ПримГРЭС ОРУ 220	16	42.7	33.5	361	283.1	16.3	-180.5	361	16.33	2.06
Нагр	9	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС ОРУ 220	220								225.92	2.69
Нагр	10	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС ОРУ 220	220								230.43	4.74
Ген	11	НН АТ1 ПримГРЭС ОРУ 220	10	10.4	8.6	81	33.2	10.6	-40.5	81	10.6	6
Нагр	12	НН АТ2 ПримГРЭС ОРУ 220	10	1.3	1.1						10.59	5.9
Ген	13	ПримГРЭС ОРУ 110	110	67.8	8.8		-213.9	118.8	-1,000.00	1,000.00	118.82	8.02
Ген	14	НН Т1 ПримГРЭС ОРУ110	10	11.7	8.8	83	31.7	10.5	-41.5	83	10.54	5.4
Нагр	15	ПС Дальневосточная ОРУ 500	500								497.01	-0.6
Нагр	16	Нейтраль АТ1 ПС Дальневосточная ОРУ 500	500								492.89	-1.42
Нагр	17	НН АТ1 ПС Дальневосточная	10								10.84	8.44
Нагр	18	Нейтраль АТ2 ПС Дальневосточная ОРУ 500	500								492.89	-1.42
Нагр	19	НН АТ2 ПС Дальневосточная	10	0.6	0.2						10.84	8.42
Нагр	20	ПС Дальневосточная ОРУ 220	220	11.8	-25.7						231.42	5.19
Нагр	21	ПС Владивосток ОРУ 500	500								499.3	-0.14
Ген	22	ПС Владивосток ОРУ 220	220	355.1	41.4		125.5	230.5	-1,000.00	1,000.00	230.5	4.77
Нагр	23	ПС Чугуевка-2 ОРУ 500	500								508.81	1.76

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q_min	Q_max	V	dV
Нагр	24	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220	220	0.5	0.1						233.82	6.28
Нагр	25	ПС Лозовая ОРУ 500	500								501.28	0.26
Ген	26	ПС Лозовая ОРУ 220	220	188.3	41		-89.1	224.2	-1,000.00	1,000.00	224.2	1.91
Ген	27	ПС Иман 220	220								231.51	5.23
Нагр	28	Нейтраль АТ1 ПС Иман 220	220								226.84	3.11
Нагр	29	НН АТ1 ПС Иман 220	35	14.3	4.6						37.12	6.06
Нагр	30	Нейтраль АТ2 ПС Иман 220	220								226.82	3.1
Нагр	31	НН АТ2 ПС Иман 220	35	18.6	6.5						36.77	5.07
Нагр	32	СН АТ ПС Иман 220	110	21	4.7						114.53	4.11
Нагр	33	ПС Лесозаводск ОРУ 220	220								229.4	4.27
Нагр	34	Нейтраль Т1	220								219.37	-0.28
Нагр	35	Нейтраль Т2	220								219.37	-0.28
Нагр	36	ПС Лесозаводск КРУН 35	35	10.8	5.1						36.61	4.61
Нагр	37	ПС Лесозаводск ЗРУ 10	10	22.2	4.9						10.4	4.02
Нагр	38	НПС-38	220	6.6	1.6						232.75	5.8
Нагр	39	ПС Ружино/т	220	31.2	29.4						229.31	4.23
Нагр	40	ПС Кировка 220	220	15.9	3.9						226.76	3.07
Нагр	41	ПС Свягино/т 220	220	14.9	7						225.86	2.66
Ген	42	ПС Спасск ОРУ 220	220	29.4	18		62.2	226.1	-1,000.00	1,000.00	226.1	2.77
Нагр	43	ПС Спасск ОРУ 110	110	58.2	29.9						115.99	5.44
Ген	44	ПС К ОРУ 220	220				19	231.9	-1,000.00	1,000.00	231.9	5.41
Нагр	45	ПС К ОРУ 110	110	33.3	9.4						120.69	9.72
Нагр	46	ПС Высокогорск 220	220	0.1	1.2						231.2	5.09

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q_min	Q_max	V	dV
Ген	47	ПС Горелое ОРУ 220	220				11.7	230.6	-1,000.00	1,000.00	230.6	4.82
Нагр	48	ПС Горелое ОРУ 110	110	80.5	19.6						119.73	8.85
Ген	49	ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	220	129.8	37.7		27.4	230.2	-1,000.00	1,000.00	230.19	4.63
Ген	50	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	220				83.5	225.5	-1,000.00	1,000.00	225.5	2.5
Нагр	51	ПС Уссурийск-2 ОРУ 110	110	301.5	128.1						111.15	1.04
Ген	52	Партизанская ГРЭС ОРУ 220	220	128.8	2.3		11.5	224.9	-1,000.00	1,000.00	224.9	2.23
Нагр	53	ПС Губерово/т 220	220	27.4	18.9						234.15	6.43
Нагр	54	ПС Дмитриевка 110	110	1.4	0.2						114.78	4.35
Нагр	55	ПС Черниговка 110	110	3.7	1.8						113.82	3.48
Нагр	56	ПС Ярославка 110	110	52.9	0.6						111.81	1.65
Нагр	57	ПС Мучная 110	110	4.7	1.2						114.03	3.66
Нагр	58	ПС Вадимовка 110	110	26.4	0.5						113.05	2.77
Нагр	59	Отпайка 1 ПС Иман 220	220								231.53	5.24
Нагр	60	Отпайка 2 ПС Иман 220	220								231.52	5.24

Тип	Nнач	Nкон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
Тр-р	1	2	ПримГРЭС ОРУ 500 - НН Т1 ПримГРЭС ОРУ 500 кВ	2.56	137.5	4.5	1	0.032			137	73	176
Тр-р	1	3	ПримГРЭС ОРУ 500 - Нейтраль АТ1 ПримГРЭС 500 кВ	0.58	61.1	8	0.5	1			117	80	161
Тр-р	3	7	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС 500 кВ – ПримГРЭС ОРУ 220	0.39				0.46			119	88	165

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	Ннач	Нкон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
Тр-р	3	5	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС 500 кВ – НН АТ1 ПримГРЭС 500 кВ	2.9	113.5			0.032			-2	-1	2
Тр-р	1	4	ПримГРЭС ОРУ 500 - Нейтраль АТ2 ПримГРЭС 500 кВ	0.58	61.1	8	0.5	1			117	81	161
Тр-р	4	7	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС 500 кВ – ПримГРЭС ОРУ 220	0.39				0.46			-24	34	46
Тр-р	4	6	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС 500 кВ - НН АТ2 ПримГРЭС 500 кВ	2.9	113.5			0.032			141	54	168
Тр-р	7	8	ПримГРЭС ОРУ 220 - НН Т1 ПримГРЭС ОРУ 220	0.3	12.85	38.4	7.5	0.065			317	214	926
Тр-р	7	9	ПримГРЭС ОРУ 220 - Нейтраль АТ1 ПримГРЭС ОРУ 220	0.2	25.5	23.6	2.7	1			35	-121	304
Тр-р	9	13	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС ОРУ 220 – ПримГРЭС ОРУ 110	0.2				0.526			-35	-132	350
Тр-р	9	11	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС ОРУ 220 – НН АТ1 ПримГРЭС ОРУ 220	0.4	45.1			0.046			71	20	187
Тр-р	7	10	ПримГРЭС ОРУ 220 - Нейтраль АТ2 ПримГРЭС ОРУ 220	0.2	25.5	23.6	2.7	1			37	-79	210
Тр-р	10	13	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС ОРУ 220 – ПримГРЭС ОРУ 110	0.2				0.516	7	1	38	-73	206
Тр-р	10	12	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС ОРУ 220 - НН АТ2 ПримГРЭС ОРУ 220	0.4	45.1			0.046			-1	-1	4
Тр-р	13	14	ПримГРЭС ОРУ 110 - НН Т1 ПримГРЭС ОРУ110	0.37	12.3	46.6	8.2	0.087			71	18	356
Тр-р	15	16	ПС Дальневосточная ОРУ 500 - Нейтраль АТ1 ПС Дальневосточная ОРУ 500	0.58	61.1	8	0.5	1			-184	-38	219

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	Nнач	Nкон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
Тр-р	16	20	Нейтраль АТ1 ПС Дальневосточная ОРУ 500 - ПС Дальневосточная ОРУ 220	0.39				0.47	5	2	-184	-27	218
Тр-р	16	17	Нейтраль АТ1 ПС Дальневосточная ОРУ 500 - НН АТ1 ПС Дальневосточная	2.9	113.5			0.022			0	0	0
Тр-р	15	18	ПС Дальневосточная ОРУ 500 - Нейтраль АТ2 ПС Дальневосточная ОРУ 500	0.58	61.1	8	0.5	1			-184	-38	219
Тр-р	18	20	Нейтраль АТ2 ПС Дальневосточная ОРУ 500 - ПС Дальневосточная ОРУ 220	0.39				0.47	5	2	-184	-27	217
Тр-р	18	19	Нейтраль АТ2 ПС Дальневосточная ОРУ 500 - НН АТ2 ПС Дальневосточная	2.9	113.5			0.022			-1	0	1
Тр-р	21	22	ПС Владивосток ОРУ 500 – ПС Владивосток ОРУ 220	0.97	61.6	8	0.5	0.46			-355	3	411
Тр-р	50	51	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220 – ПС Уссурийск-2 ОРУ 110	1.03	59.2	11.8		0.526			-101	-59	299
Тр-р	50	51	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220 – ПС Уссурийск-2 ОРУ 110	1.03	59.2	11.8		0.526			-101	-59	299
Тр-р	50	51	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220 – ПС Уссурийск-2 ОРУ 110	1.03	59.2	11.8		0.526			-101	-59	299
Тр-р	23	24	ПС Чугуевка-2 ОРУ 500 – ПС Чугуевка-2 ОРУ 220	0.97	61.1	8	0.5	0.46			-233	-9	265
Тр-р	25	26	ПС Лозовая ОРУ 500 - ПС Лозовая ОРУ 220	0.97	61.1	8	0.5	0.46			-245	-119	314
Тр-р	27	28	ПС Иман 220 Нейтраль АТ1 ПС Иман 220	1.4	104	6	0.9	1			-27	-11	73
Тр-р	28	32	Нейтраль АТ1 ПС Иман 220 - СН АТ ПС Иман 220	1.4				0.505	8	1	-13	-4	33
Тр-р	28	29	Нейтраль АТ1 ПС Иман 220 - НН АТ1 ПС Иман 220	2.8	195.6			0.167			-14	-5	39
Тр-р	27	30	ПС Иман 220 - Нейтраль АТ2 ПС Иман 220	1.4	104	6	0.9	1			-27	-11	73

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	Nнач	Nкон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
Тр-р	30	32	Нейтраль АТ2 ПС Иман 220 - СН АТ ПС Иман 220	1.4				0.505	8	1	-8	-1	21
Тр-р	30	31	Нейтраль АТ2 ПС Иман 220 - НН АТ2 ПС Иман 220	2.8	195.6			0.167			-19	-8	52
Тр-р	44	45	ПС К ОРУ 220 - ПС К ОРУ 110	1.4	52	11.9	1.7	0.526			-33	-11	88
Тр-р	42	43	ПС Спасск ОРУ 220 - ПС Спасск ОРУ 110	1.03	59.2	11.8	1.2	0.526			-75	-24	202
Тр-р	42	43	ПС Спасск ОРУ 220 - ПС Спасск ОРУ 110	1.03	59.2	11.8	1.2	0.526			-75	-24	202
Тр-р	47	48	ПС Горелое ОРУ 220 - ПС Горелое ОРУ 110	1.03	59.2	11.8	1.2	0.526			-40	-12	106
Тр-р	47	48	ПС Горелое ОРУ 220 - ПС Горелое ОРУ 110	1.03	59.2	11.8	1.2	0.526			-40	-12	106
ЛЭП	1	23	ПримГРЭС ОРУ 500 - ПС Чугуевка-2 ОРУ 500	8.18	88.51	-529.6	5.1				-593	64	678
ЛЭП	1	15	ПримГРЭС ОРУ 500 – ПС Дальневосточная ОРУ 500	9.55	104.04	-628.4	6.3				-645	-1	733
ЛЭП	15	21	ПС Дальневосточная ОРУ 500 – ПС Владивосток ОРУ 500	3.23	29.52	-189.5	1.6				-259	86	317
ЛЭП	25	21	ПС Лозовая ОРУ 500 – ПС Владивосток ОРУ 500	3.96	36.26	-233.2	1.9				-98	12	124
ЛЭП	23	25	ПС Чугуевка-2 ОРУ 500 – ПС Лозовая ОРУ 500	6.44	58.74	-752.3	6.1				-348	57	414
ЛЭП	50	22	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220 – ПС Владивосток ОРУ 220	5.08	22.24	-136.9	2.7				-1	54	139
ЛЭП	20	50	ПС Дальневосточная ОРУ 220 – ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	4.68	20.46	-125.9	2.5				-181	-28	459
ЛЭП	20	50	ПС Дальневосточная ОРУ 220 – ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	6.64	29.09	-179	3.5				-127	-17	324

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	Nнач	Nкон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
ЛЭП	20	42	ПС Дальневосточная ОРУ 220 – ПС Спасск ОРУ 220	6.06	26.51	-163.2	3.2				-36	-34	139
ЛЭП	20	49	ПС Дальневосточная ОРУ 220 – ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	9.16	32.93	-196.8	4.2				-12	0	39
ЛЭП	7	38	ПримГРЭС ОРУ 220 - НПС-38	10.86	47.53	-292.5	5.7				-118	0	286
ЛЭП	7	53	ПримГРЭС ОРУ 220 - ПС Губерова/т 220	3.75	16.42	-101	2				-184	-25	452
ЛЭП	53	59	ПС Губерова/т 220 - Отпайка 1 ПС Иман 220	3.91	17.12	-105.3	2.1				-155	-1	381
ЛЭП	7	60	ПримГРЭС ОРУ 220 - Отпайка 2 ПС Иман 220	10.01	43.83	-269.7	5.3				-131	-8	319
ЛЭП	59	27	Отпайка 1 ПС Иман 220 - ПС Иман 220	0.05	0.23	-1.4	0				-61	-7	153
ЛЭП	60	27	Отпайка 2 ПС Иман 220 - ПС Иман 220	0.06	0.27	-1.7	0				7	-15	42
ЛЭП	59	33	Отпайка 1 ПС Иман 220 – ПС Лесозаводск ОРУ 220	6.81	29.82	-183.5	3.6				-92	7	230
ЛЭП	60	33	Отпайка 2 ПС Иман 220 – ПС Лесозаводск ОРУ 220	4.62	20.23	-124.5	2.4				-135	6	336
ЛЭП	38	33	НПС-38 - ПС Лесозаводск ОРУ 220	6.08	26.6	-163.7	3.2				-108	-3	270
Тр-р	33	34	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - Нейтраль Т1	7.3	327.98	11.7	1.6	1			-17	-8	47
Тр-р	34	36	Нейтраль Т1 - ПС Лесозаводск КРУН 35	5.59				0.167			-5	-3	16
Тр-р	34	37	Нейтраль Т1 - ПС Лесозаводск ЗРУ 10	12.55	165.3			0.048			-11	-3	30
Тр-р	33	35	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - Нейтраль Т2	7.3	327.98	11.7	1.6	1			-17	-8	47
Тр-р	35	36	Нейтраль Т2 - ПС Лесозаводск КРУН 35	5.59				0.167			-5	-3	16
Тр-р	35	37	Нейтраль Т2 - ПС Лесозаводск ЗРУ 10	12.55	165.3			0.048			-11	-3	30
ЛЭП	33	39	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС Ружино/т	0.12	0.54	-3.3	0.1				-31	-29	108
ЛЭП	33	40	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС Кировка 220	5.54	24.24	-149.2	2.9				-183	13	463

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	Nнач	Nкон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
ЛЭП	40	41	ПС Кировка 220 - ПС Свягино/т 220	4.36	19.1	-117.5	2.3				-164	24	422
ЛЭП	41	42	ПС Свягино/т 220 - ПС Спасск ОРУ 220	3.76	16.44	-101.2	2				-146	35	385
ЛЭП	33	44	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС К ОРУ 220	25.72	102.89	-625.3	12.7				-82	35	226
ЛЭП	44	46	ПС К ОРУ 220 - ПС Высокогорск 220	3.17	13.86	-85.3	1.7				-41	0	102
ЛЭП	46	47	ПС Высокогорск 220 - ПС Горелое ОРУ 220	2.28	9.98	-61.4	1.2				-40	-3	102
ЛЭП	44	47	ПС К ОРУ 220 - ПС Горелое ОРУ 220	5.44	23.83	-146.6	2.9				-41	0	103
ЛЭП	24	44	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 - ПС К ОРУ 220	11.93	52.23	-321.4	6.3				-37	8	94
ЛЭП	24	49	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 – ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	7.27	26.14	-156.3	3.4				-120	2	297
ЛЭП	43	57	ПС Спасск ОРУ 110 - ПС Мучная 110	6.6	11.32	-70.5					-32	-1	159
ЛЭП	57	58	ПС Мучная 110 - ПС Вадимовка 110	4.11	7.04	-43.9					-27	0	135
ЛЭП	43	54	ПС Спасск ОРУ 110 - ПС Дмитриевка 110	4.24	9.39	-61.3					-31	-1	157
ЛЭП	43	54	ПС Спасск ОРУ 110 - ПС Дмитриевка 110	4.64	10.34	-67.6					-29	-1	143
ЛЭП	54	55	ПС Дмитриевка 110 - ПС Черниговка 110	3.93	6.74	-42					-26	-1	133
ЛЭП	54	56	ПС Дмитриевка 110 - ПС Ярославка 110	10.47	20.33	-129.7					-32	0	159
ЛЭП	55	56	ПС Черниговка 110 - ПС Ярославка 110	10.47	20.33	-129.7					-22	1	114
ЛЭП	24	52	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 – Партизанская ГРЭС ОРУ 220	16.26	71.19	-438.1	8.6				-75	-4	193
ЛЭП	26	52	ПС Лозовая ОРУ 220 – Партизанская ГРЭС ОРУ 220	2.16	9.44	-58.1	1.1				-56	31	165

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

N_bd	Названия	ЕИ	+/-	Тип	Место	V_нр	V_рег	N_анц	Шаг	N_анц	Шаг
1	РПН 220	%	+	РПН	СН	230	121	6	-2	6	2
2	РПН 500	%	+	РПН	СН	500	230	6	-2.1	6	2.1
3	РПН Лесозаводск	%	+	РПН	Нейт.	230	230	12	-1	12	1

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Iдоп_25	Iдоп_расч	I/I_dop
1	23	ПримГРЭС ОРУ 500 - ПС Чугуевка-2 ОРУ 500	678	661	ВН	2,040.00	2,539.80	26.7
1	15	ПримГРЭС ОРУ 500 - ПС Дальневосточная ОРУ 500	733	730	ВН	2,190.00	2,726.50	26.9
15	21	ПС Дальневосточная ОРУ 500 - ПС Владивосток ОРУ 500	317	303	ВН	2,040.00	2,539.80	12.5
25	21	ПС Лозовая ОРУ 500 - ПС Владивосток ОРУ 500	114	124	ВН	2,040.00	2,539.80	4.9
23	25	ПС Чугуевка-2 ОРУ 500 - ПС Лозовая ОРУ 500	400	414	ВН	2,040.00	2,539.80	16.3
50	22	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220 - ПС Владивосток ОРУ 220	139	121	ВН	710	884	15.7
20	50	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	457	459	ВН	710	884	51.9
20	50	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	321	324	ВН	710	884	36.6
20	42	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Спасск ОРУ 220	123	139	ВН	710	884	15.7
20	49	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	29	39	ВН	605	753.2	5.2
7	38	ПримГРЭС ОРУ 220 - НПС-38	286	286	ВН	710	884	32.3
7	53	ПримГРЭС ОРУ 220 - ПС Губерова/т 220	450	452	ВН	710	884	51.1
53	59	ПС Губерова/т 220 - Отпайка 1 ПС Иман 220	381	381	ВН	710	884	43.1
7	60	ПримГРЭС ОРУ 220 - Отпайка 2 ПС Иман 220	317	319	ВН	710	884	36.1
59	27	Отпайка 1 ПС Иман 220 - ПС Иман 220	153	153	ВН	710	884	17.3
60	27	Отпайка 2 ПС Иман 220 - ПС Иман 220	42	42	ВН	710	884	4.8
59	33	Отпайка 1 ПС Иман 220 - ПС Лесозаводск ОРУ 220	230	228	ВН	710	884	26
60	33	Отпайка 2 ПС Иман 220 - ПС Лесозаводск ОРУ 220	336	335	ВН	710	884	38

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Место	Идоп 25	Идоп расч	I/I_dop
38	33	НПС-38 - ПС Лесозаводск ОРУ 220	269	270	ВН	710	884	30.5
33	39	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС Ружино/т	108	108	ВН	710	884	12.2
33	40	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС Кировка 220	463	460	ВН	710	884	52.3
40	41	ПС Кировка 220 - ПС Свягино/т 220	422	419	ВН	710	884	47.7
41	42	ПС Свягино/т 220 - ПС Спасск ОРУ 220	385	382	ВН	710	884	43.6
33	44	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС К ОРУ 220	226	199	ВН	710	884	25.5
44	46	ПС К ОРУ 220 - ПС Высокогорск 220	101	102	ВН	710	884	11.5
46	47	ПС Высокогорск 220 - ПС Горелое ОРУ 220	101	102	ВН	710	884	11.5
44	47	ПС К ОРУ 220 - ПС Горелое ОРУ 220	101	103	ВН	710	884	11.6
24	44	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 - ПС К ОРУ 220	94	93	ВН	710	884	10.6
24	49	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 - ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	297	297	ВН	605	753.2	39.5
43	57	ПС Спасск ОРУ 110 - ПС Мучная 110	158	159	ВН	390	485.6	32.7
57	58	ПС Мучная 110 - ПС Вадимовка 110	135	135	ВН	390	485.6	27.8
43	54	ПС Спасск ОРУ 110 - ПС Дмитриевка 110	157	157	ВН	520	647.4	24.2
43	54	ПС Спасск ОРУ 110 - ПС Дмитриевка 110	142	143	ВН	520	647.4	22
54	55	ПС Дмитриевка 110 - ПС Черниговка 110	133	133	ВН	390	485.6	27.4
54	56	ПС Дмитриевка 110 - ПС Ярославка 110	159	159	ВН	520	647.4	24.6
55	56	ПС Черниговка 110 - ПС Ярославка 110	114	114	ВН	520	647.4	17.6
24	52	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 - Партизанская ГРЭС ОРУ 220	185	193	ВН	710	884	21.8
26	52	ПС Лозовая ОРУ 220 - Партизанская ГРЭС ОРУ 220	165	161	ВН	710	884	18.7

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Минимальный спрогнозированный режим без учета ввода воздушной линии:

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q_min	Q_max	V	dV
База	1	ПримГРЭС ОРУ 500	500			439.5	-75.7	510.5	-277.5	555	510.52	2.1
Ген	2	НН Т1 ПримГРЭС ОРУ 500 кВ	16	18.9	13.4	170	23.9	16.4	-85	170	16.4	2.5
Нагр	3	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС 500 кВ	500								507.61	1.52
Нагр	4	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС 500 кВ	500								507.61	1.52
Нагр	5	НН АТ1 ПримГРЭС 500 кВ	16	15.9	12.3	166	26.9	16.3	-83	166	16.34	2.12
Ген	6	НН АТ2 ПримГРЭС 500 кВ	16	17.6	11.9	169	25.2	16.3	-84.5	169	16.33	2.06
Ген+	7	ПримГРЭС ОРУ 220	220	5.9	3.4	43	43	240.1	-21.5	43	233.47	6.12
Ген	8	НН Т1 ПримГРЭС ОРУ 220	16									
Нагр	9	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС ОРУ 220	220								225.73	2.6
Нагр	10	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС ОРУ 220	220								225.73	2.6
Ген	11	НН АТ1 ПримГРЭС ОРУ 220	10	0.7	1						10.37	3.75
Нагр	12	НН АТ2 ПримГРЭС ОРУ 220	10	0.6	0.6						10.38	3.78
Ген	13	ПримГРЭС ОРУ 110	110	38.7	-6.1		-155.6	118.7	-1,000.00	1,000.00	118.74	7.95
Ген	14	НН Т1 ПримГРЭС ОРУ110	10	11.3	8.9	83.2	28.1	10.5	-41.6	83	10.5	5
Нагр	15	ПС Дальневосточная ОРУ 500	500								495.01	-1
Нагр	16	Нейтраль АТ1 ПС Дальневосточная ОРУ 500	500								480.62	-3.88

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q_min	Q_max	V	dV
Нагр	17	НН АТ1 ПС Дальневосточная	10								10.57	5.74
Нагр	18	Нейтраль АТ2 ПС Дальневосточная ОРУ 500	500								480.62	-3.88
Нагр	19	НН АТ2 ПС Дальневосточная	10	0.4	0.2						10.57	5.72
Нагр	20	ПС Дальневосточная ОРУ 220	220	16.5	-26.1						239.61	8.91
Нагр	21	ПС Владивосток ОРУ 500	500								501.75	0.35
Ген	22	ПС Владивосток ОРУ 220	220	223.1	-3.4		9.2	230.7	-1,000.00	1,000.00	230.73	4.88
Нагр	23	ПС Чугуевка-2 ОРУ 500	500								517.5	3.5
Нагр	24	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220	220	0.7	0.2						237.21	7.82
Нагр	25	ПС Лозовая ОРУ 500	500								508.33	1.67
Ген	26	ПС Лозовая ОРУ 220	220	91.9	25.5		-89.3	228.5	-1,000.00	1,000.00	228.5	3.86
Ген	27	ПС Иман 220	220								232.32	5.6
Нагр	28	Нейтраль АТ1 ПС Иман 220	220								230.54	4.79
Нагр	29	НН АТ1 ПС Иман 220	35	7.6	3						38.04	8.68
Нагр	30	Нейтраль АТ2 ПС Иман 220	220								230.54	4.79
Нагр	31	НН АТ2 ПС Иман 220	35	8.4	3.1						38.01	8.61
Нагр	32	СН АТ ПС Иман 220	110	13.5	0.4						109.14	-0.79
Нагр	33	ПС Лесозаводск ОРУ 220	220								231.94	5.43
Нагр	34	Нейтраль Т1	220								216.68	-1.51
Нагр	35	Нейтраль Т2	220								216.68	-1.51
Нагр	36	ПС Лесозаводск КРУН 35	35	5.2	3.9						36.17	3.36
Нагр	37	ПС Лесозаводск ЗРУ 10	10	11.6	2.5						10.35	3.5
Нагр	38	НПС-38	220	7.2	1.7						232.9	5.87
Нагр	39	ПС Ружино/т	220	22.2	20.8						231.88	5.4

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q_min	Q_max	V	dV
Нагр	40	ПС Кировка 220	220	10	4.1						230.74	4.88
Нагр	41	ПС Свягино/т 220	220	17.1	10						230.14	4.61
Ген	42	ПС Спасск ОРУ 220	220	45.1	15.7		-7.6	230.4	-1,000.00	1,000.00	230.44	4.75
Нагр	43	ПС Спасск ОРУ 110	110	38.8	19.2						119.5	8.64
Ген	44	ПС К ОРУ 220	220				8.3	235.2	-1,000.00	1,000.00	235.22	6.92
Нагр	45	ПС К ОРУ 110	110	19.8	1.9						116.03	5.48
Нагр	46	ПС Высокогорск 220	220	0.1	1.2						234.34	6.52
Ген	47	ПС Горелое ОРУ 220	220				-11.5	233.6	-1,000.00	1,000.00	233.6	6.18
Нагр	48	ПС Горелое ОРУ 110	110	53.1	12.2						117.08	6.43
Ген	49	ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	220	68.2	13.5		-51.8	233.6	-1,000.00	1,000.00	233.55	6.16
Ген	50	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	220				-69.9	230.2	-1,000.00	1,000.00	230.21	4.64
Нагр	51	ПС Уссурийск-2 ОРУ 110	110	152.5	76.8						117.19	6.53
Ген	52	Партизанская ГРЭС ОРУ 220	220	48.8	10.1		2.3	229.3	-1,000.00	1,000.00	229.28	4.22
Нагр	53	ПС Губерово/т 220	220	11.1	7						232.65	5.75
Нагр	54	ПС Дмитриевка 110	110	0.6	0.2						118.9	8.09
Нагр	55	ПС Черниговка 110	110	2	0.7						118.4	7.64
Нагр	56	ПС Ярославка 110	110	29.4	3.1						117.2	6.54
Нагр	57	ПС Мучная 110	110	2.4	1						118.25	7.5
Нагр	58	ПС Вадимовка 110	110	14.5	3.1						117.58	6.89
Нагр	59	Отпайка 1 ПС Иман 220	220								232.32	5.6
Нагр	60	Отпайка 2 ПС Иман 220	220								232.33	5.6

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	Nнач	Nкон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
Тр-р	1	2	ПримГРЭС ОРУ 500 - НН Т1 ПримГРЭС ОРУ 500 кВ	2.56	137.5	4.5	1	0.032			151	-3	170
Тр-р	1	3	ПримГРЭС ОРУ 500 – Нейтраль АТ1 ПримГРЭС 500 кВ	0.58	61.1	8	0.5	1			59	-27	73
Тр-р	3	7	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС 500 кВ – ПримГРЭС ОРУ 220	0.39				0.46			-91	-29	109
Тр-р	3	5	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС 500 кВ – НН АТ1 ПримГРЭС 500 кВ	2.9	113.5			0.032			150	5	171
Тр-р	1	4	ПримГРЭС ОРУ 500 – Нейтраль АТ2 ПримГРЭС 500 кВ	0.58	61.1	8	0.5	1			59	-27	73
Тр-р	4	7	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС 500 кВ – ПримГРЭС ОРУ 220	0.39				0.46			-92	-28	109
Тр-р	4	6	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС 500 кВ - НН АТ2 ПримГРЭС 500 кВ	2.9	113.5			0.032			151	3	172
Тр-р	7	8	ПримГРЭС ОРУ 220 – НН Т1 ПримГРЭС ОРУ 220	0.3	12.85	38.4	7.5	0.065					
Тр-р	7	9	ПримГРЭС ОРУ 220 – Нейтраль АТ1 ПримГРЭС ОРУ 220	0.2	25.5	23.6	2.7	1			16	-72	183
Тр-р	9	13	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС ОРУ 220 – ПримГРЭС ОРУ 110	0.2				0.526			17	-68	178
Тр-р	9	11	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС ОРУ 220 – НН АТ1 ПримГРЭС ОРУ 220	0.4	45.1			0.046			-1	-1	3
Тр-р	7	10	ПримГРЭС ОРУ 220 – Нейтраль АТ2 ПримГРЭС ОРУ 220	0.2	25.5	23.6	2.7	1			16	-72	183
Тр-р	10	13	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС ОРУ 220 – ПримГРЭС ОРУ 110	0.2				0.526			16	-68	179

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	Nнач	Nкон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
Тр-р	10	12	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС ОРУ 220 - НН АТ2 ПримГРЭС ОРУ 220	0.4	45.1			0.046			-1	-1	2
Тр-р	13	14	ПримГРЭС ОРУ 110 - НН Т1 ПримГРЭС ОРУ110	0.37	12.3	46.6	8.2	0.087			72	14	355
Тр-р	15	16	ПС Дальневосточная ОРУ 500 - Нейтраль АТ1 ПС Дальневосточная ОРУ 500	0.58	61.1	8	0.5	1			-121	-119	198
Тр-р	16	20	Нейтраль АТ1 ПС Дальневосточная ОРУ 500 - ПС Дальневосточная ОРУ 220	0.39				0.499	2	2	-121	-110	196
Тр-р	16	17	Нейтраль АТ1 ПС Дальневосточная ОРУ 500 - НН АТ1 ПС Дальневосточная	2.9	113.5			0.022			0	0	0
Тр-р	15	18	ПС Дальневосточная ОРУ 500 - Нейтраль АТ2 ПС Дальневосточная ОРУ 500	0.58	61.1	8	0.5	1			-121	-119	198
Тр-р	18	20	Нейтраль АТ2 ПС Дальневосточная ОРУ 500 - ПС Дальневосточная ОРУ 220	0.39				0.499	2	2	-120	-110	196
Тр-р	18	19	Нейтраль АТ2 ПС Дальневосточная ОРУ 500 - НН АТ2 ПС Дальневосточная	2.9	113.5			0.022			0	0	1
Тр-р	21	22	ПС Владивосток ОРУ 500 – ПС Владивосток ОРУ 220	0.97	61.6	8	0.5	0.46			-209	-5	240
Тр-р	50	51	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220 – ПС Уссурийск-2 ОРУ 110	1.03	59.2	11.8	1.2	0.526			-51	-30	148
Тр-р	50	51	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220 – ПС Уссурийск-2 ОРУ 110	1.03	59.2	11.8	1.2	0.526			-51	-30	148
Тр-р	50	51	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220 – ПС Уссурийск-2 ОРУ 110	1.03	59.2	11.8	1.2	0.526			-51	-30	148
Тр-р	23	24	ПС Чугуевка-2 ОРУ 500 – ПС Чугуевка-2 ОРУ 220	0.97	61.1	8	0.5	0.46			-135	-18	152

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	Nнач	Nкон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
Тр-р	25	26	ПС Лозовая ОРУ 500 - ПС Лозовая ОРУ 220	0.97	61.1	8	0.5	0.46			-107	-98	165
Тр-р	27	28	ПС Иман 220 - Нейтраль АТ1 ПС Иман 220	1.4	104	6	0.9	1			-15	-4	38
Тр-р	28	32	Нейтраль АТ1 ПС Иман 220 - СН АТ ПС Иман 220	1.4				0.473	11	1	-7	0	18
Тр-р	28	29	Нейтраль АТ1 ПС Иман 220 - НН АТ1 ПС Иман 220	2.8	195.6			0.167			-8	-3	21
Тр-р	27	30	ПС Иман 220 - Нейтраль АТ2 ПС Иман 220	1.4	104	6	0.9	1			-15	-4	38
Тр-р	30	32	Нейтраль АТ2 ПС Иман 220 - СН АТ ПС Иман 220	1.4				0.473	11	1	-6	0	16
Тр-р	30	31	Нейтраль АТ2 ПС Иман 220 - НН АТ2 ПС Иман 220	2.8	195.6			0.167			-8	-3	23
Тр-р	44	45	ПС К ОРУ 220 - ПС К ОРУ 110	1.4	52	11.9	1.7	0.495	9	1	-20	-3	49
Тр-р	42	43	ПС Спасск ОРУ 220 - ПС Спасск ОРУ 110	1.03	59.2	11.8	1.2	0.526			-44	-14	116
Тр-р	42	43	ПС Спасск ОРУ 220 - ПС Спасск ОРУ 110	1.03	59.2	11.8	1.2	0.526			-44	-14	116
Тр-р	47	48	ПС Горелое ОРУ 220 - ПС Горелое ОРУ 110	1.3	59.2	11.8	1.2	0.505	8	1	-27	-7	68
Тр-р	47	48	ПС Горелое ОРУ 220 - ПС Горелое ОРУ 110	1.03	59.2	11.8	1.2	0.505	8	1	-27	-8	68
ЛЭП	1	23	ПримГРЭС ОРУ 500 - ПС Чугуевка-2 ОРУ 500	8.18	88.51	-529.6	5.1				-336	121	403
ЛЭП	1	15	ПримГРЭС ОРУ 500 – ПС Дальневосточная ОРУ 500	9.55	104.04	-628.4	6.3				-372	12	439
ЛЭП	15	21	ПС Дальневосточная ОРУ 500 – ПС Владивосток ОРУ 500	3.23	29.52	-189.5	1.6				-124	149	225
ЛЭП	25	21	ПС Лозовая ОРУ 500 – ПС Владивосток ОРУ 500	3.96	36.26	-233.2	1.9				-86	-53	161
ЛЭП	23	25	ПС Чугуевка-2 ОРУ 500 – ПС Лозовая ОРУ 500	6.44	58.74	-752.3	6.1				-196	37	279

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	Nнач	Nкон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
ЛЭП	50	22	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220 – ПС Владивосток ОРУ 220	5.08	22.24	-136.9	2.7				-15	12	49
ЛЭП	20	50	ПС Дальневосточная ОРУ 220 – ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	4.68	20.46	-125.9	2.5				-100	-85	327
ЛЭП	20	50	ПС Дальневосточная ОРУ 220 – ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	6.64	29.09	-179	3.5				-71	-57	234
ЛЭП	20	42	ПС Дальневосточная ОРУ 220 – ПС Спасск ОРУ 220	6.06	26.51	-163.2	3.2				-52	-67	221
ЛЭП	20	49	ПС Дальневосточная ОРУ 220 – ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	9.16	32.93	-196.8	4.2				-2	-38	119
ЛЭП	7	38	ПримГРЭС ОРУ 220 - НПС-38	10.86	47.53	-292.5	5.7				-71	19	181
ЛЭП	7	53	ПримГРЭС ОРУ 220 - ПС Губерова/т 220	3.75	16.42	-101	2				-105	13	261
ЛЭП	53	59	ПС Губерова/т 220 - Отпайка 1 ПС Иман 220	3.91	17.12	-105.3	2.1				-93	18	235
ЛЭП	7	60	ПримГРЭС ОРУ 220 - Отпайка 2 ПС Иман 220	10.01	43.83	-269.7	5.3				-76	16	193
ЛЭП	59	27	Отпайка 1 ПС Иман 220 - ПС Иман 220	0.05	0.23	-1.4	0				-36	1	90
ЛЭП	60	27	Отпайка 2 ПС Иман 220 - ПС Иман 220	0.06	0.27	-1.7	0				7	-10	30
ЛЭП	59	33	Отпайка 1 ПС Иман 220 – ПС Лесозаводск ОРУ 220	6.81	29.82	-183.5	3.6				-56	14	143
ЛЭП	60	33	Отпайка 2 ПС Иман 220 – ПС Лесозаводск ОРУ 220	4.62	20.23	-124.5	2.4				-82	16	207
ЛЭП	38	33	НПС-38 - ПС Лесозаводск ОРУ 220	6.08	26.6	-163.7	3.2				-62	9	155
Тр-р	33	34	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - Нейтраль Т1	5.7	275	5.7	0.9	0.952	7	3	-8	-4	23
Тр-р	34	36	Нейтраль Т1 - ПС Лесозаводск КРУН 35	5.7				0.167			-3	-2	9
Тр-р	34	37	Нейтраль Т1 - ПС Лесозаводск ЗРУ 10	5.7	148			0.048			-6	-1	16

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	Nнач	Nкон	Название	R	X	B	G	Kт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
Тр-р	33	35	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - Нейтраль Т2	5.7	275	5.7	0.9	0.952	7	3	-8	-4	23
Тр-р	35	36	Нейтраль Т2 - ПС Лесозаводск КРУН 35	5.7				0.167			-3	-2	9
Тр-р	35	37	Нейтраль Т2 - ПС Лесозаводск ЗРУ 10	5.7	148			0.048			-6	-1	16
ЛЭП	33	39	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС Ружино/т	0.12	0.54	-3.3	0.1				-22	-21	76
ЛЭП	33	40	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС Кировка 220	5.54	24.24	-149.2	2.9				-113	15	284
ЛЭП	40	41	ПС Кировка 220 - ПС Свягино/т 220	4.36	19.1	-117.5	2.3				-102	17	258
ЛЭП	41	42	ПС Свягино/т 220 - ПС Спасск ОРУ 220	3.76	16.44	-101.2	2				-84	25	219
ЛЭП	33	44	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС К ОРУ 220	25.72	102.89	-625.3	12.7				-45	33	140
ЛЭП	44	46	ПС К ОРУ 220 - ПС Высокогорск 220	3.17	13.86	-85.3	1.7				-27	-6	71
ЛЭП	46	47	ПС Высокогорск 220 - ПС Горелое ОРУ 220	2.28	9.98	-61.4	1.2				-27	-10	73
ЛЭП	44	47	ПС К ОРУ 220 - ПС Горелое ОРУ 220	5.44	23.83	-146.6	2.9				-27	-6	74
ЛЭП	24	44	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 - ПС К ОРУ 220	11.93	52.23	-321.4	6.3				-31	7	79
ЛЭП	24	49	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 – ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	7.27	26.14	-156.3	3.4				-68	-11	171
ЛЭП	43	57	ПС Спасск ОРУ 110 - ПС Мучная 110	6.6	11.32	-70.5					-17	-3	85
ЛЭП	57	58	ПС Мучная 110 - ПС Вадимовка 110	4.11	7.04	-43.9					-15	-3	73
ЛЭП	43	54	ПС Спасск ОРУ 110 - ПС Дмитриевка 110	4.24	9.39	-61.3					-17	0	83
ЛЭП	43	54	ПС Спасск ОРУ 110 - ПС Дмитриевка 110	4.64	10.34	-67.6					-16	0	75
ЛЭП	54	55	ПС Дмитриевка 110 - ПС Черниговка 110	3.93	6.74	-42					-14	0	70
ЛЭП	54	56	ПС Дмитриевка 110 - ПС Ярославка 110	10.47	20.33	-129.7					-17	0	85
ЛЭП	55	56	ПС Черниговка 110 - ПС Ярославка 110	10.47	20.33	-129.7					-12	0	61
ЛЭП	24	52	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 – Партизанская ГРЭС ОРУ 220	16.26	71.19	-438.1	8.6				-35	-7	112

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
ЛЭП	26	52	ПС Лозовая ОРУ 220 – Партизанская ГРЭС ОРУ 220	2.16	9.44	-58.1	1.1				-15	24	70

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Место	Идоп 25	Идоп расч	I/I_dop
1	23	ПримГРЭС ОРУ 500 - ПС Чугуевка-2 ОРУ 500	403	370	ВН	2,040.00	2,539.80	15.9
1	15	ПримГРЭС ОРУ 500 - ПС Дальневосточная ОРУ 500	421	439	ВН	2,190.00	2,726.50	16.1
15	21	ПС Дальневосточная ОРУ 500 - ПС Владивосток ОРУ 500	225	186	ВН	2,040.00	884	25.5
25	21	ПС Лозовая ОРУ 500 - ПС Владивосток ОРУ 500	115	161	ВН	2,040.00	884	18.2
23	25	ПС Чугуевка-2 ОРУ 500 - ПС Лозовая ОРУ 500	222	279	ВН	2,040.00	884	31.5
50	22	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220 - ПС Владивосток ОРУ 220	49	40	ВН	710	884	5.5
20	50	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	316	327	ВН	710	884	37
20	50	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	219	234	ВН	710	884	26.5
20	42	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Спасск ОРУ 220	203	221	ВН	710	884	25
20	49	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	92	119	ВН	605	753.2	15.8
7	38	ПримГРЭС ОРУ 220 - ПС НПС-38	181	173	ВН	710	884	20.4
7	53	ПримГРЭС ОРУ 220 - Губерово/т 220	261	259	ВН	710	884	29.6
53	59	Губерово/т 220 - Отпайка 1 ПС Иман 220	235	232	ВН	710	884	26.6
7	60	ПримГРЭС ОРУ 220 - Отпайка 2 ПС Иман 220	193	187	ВН	710	884	21.8
59	27	Отпайка 1 ПС Иман 220 - ПС Иман 220	90	90	ВН	710	884	10.2
60	27	Отпайка 2 ПС Иман 220 - ПС Иман 220	30	30	ВН	710	884	3.4
59	33	Отпайка 1 ПС Иман 220 - ПС Лесозаводск ОРУ 220	143	138	ВН	710	884	16.1
60	33	Отпайка 2 ПС Иман 220 - ПС Лесозаводск ОРУ 220	207	203	ВН	710	884	23.4

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Место	Идоп 25	Идоп расч	I/I_dop
38	33	ПС НПС-38 - ПС Лесозаводск ОРУ 220	155	153	ВН	710	884	17.6
33	39	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС Ружино/т	75	76	ВН	710	884	8.6
33	40	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС Кировка 220	284	281	ВН	710	884	32.1
40	41	ПС Кировка 220 - ПС Свягино/т 220	258	255	ВН	710	884	29.2
41	42	ПС Свягино/т 220 - ПС Спасск ОРУ 220	219	215	ВН	710	884	24.7
33	44	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС К ОРУ 220	140	107	ВН	710	884	15.8
44	46	ПС К ОРУ 220 - ПС Высокогорск 220	68	71	ВН	710	884	8.1
46	47	ПС Высокогорск 220 - ПС Горелое ОРУ 220	70	73	ВН	710	884	8.3
44	47	ПС К ОРУ 220 - ПС Горелое ОРУ 220	68	74	ВН	710	884	8.4
24	44	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 - ПС К ОРУ 220	77	79	ВН	710	884	8.9
24	49	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 - ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	168	171	ВН	605	753.2	22.8
43	57	ПС Спасск ОРУ 110 - ПС Мучная 110	84	85	ВН	390	485.6	17.4
57	58	ПС Мучная 110 - ПС Вадимовка 110	72	73	ВН	390	485.6	15
43	54	ПС Спасск ОРУ 110 - ПС Дмитриевка 110	83	83	ВН	520	647.4	12.8
43	54	ПС Спасск ОРУ 110 - ПС Дмитриевка 110	75	75	ВН	520	647.4	11.6
54	55	ПС Дмитриевка 110 - ПС Черниговка 110	70	70	ВН	390	485.6	14.5
54	56	ПС Дмитриевка 110 - ПС Ярославка 110	84	85	ВН	520	647.4	13.1
55	56	ПС Черниговка 110 - ПС Ярославка 110	60	61	ВН	520	647.4	9.4
24	52	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 - Партизанская ГРЭС ОРУ 220	87	112	ВН	710	884	12.7
26	52	ПС Лозовая ОРУ 220 - Партизанская ГРЭС ОРУ 220	70	64	ВН	710	884	8

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Послеаварийный минимальный режим в схеме без учета ввода воздушной линии:

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q_min	Q_max	V	dV
База	1	ПримГРЭС ОРУ 500	500			54.8	87.1	510.5	-277.5	555	510.52	2.1
Ген	2	НН Т1 ПримГРЭС ОРУ 500 кВ	16	18.9	13.4	170	23.9	16.4	-85	170	16.4	2.5
Нагр	3	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС 500 кВ	500								505.75	1.15
Нагр	4	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС 500 кВ	500								505.75	1.15
Нагр	5	НН АТ1 ПримГРЭС 500 кВ	16	15.9	12.3	166	35.3	16.3	-83	166	16.34	2.12
Ген	6	НН АТ2 ПримГРЭС 500 кВ	16	17.6	11.9	169	33.6	16.3	-84.5	169	16.33	2.06
Ген+	7	ПримГРЭС ОРУ 220	220	5.9	3.4	43	43	240.1	-21.5	43	232.55	5.71
Ген	8	НН Т1 ПримГРЭС ОРУ 220	16									
Нагр	9	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС ОРУ 220	220								225.73	2.6
Нагр	10	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС ОРУ 220	220								225.73	2.6
Ген	11	НН АТ1 ПримГРЭС ОРУ 220	10	0.7	1						10.37	3.75
Нагр	12	НН АТ2 ПримГРЭС ОРУ 220	10	0.6	0.6						10.38	3.78
Ген	13	ПримГРЭС ОРУ 110	110	38.7	-6.1		-139.4	118.7	-1,000.00	1,000.00	118.74	7.95
Ген	14	НН Т1 ПримГРЭС ОРУ110	10	11.3	8.9	83.2	28.1	10.5	-41.6	83	10.5	5
Нагр	15	ПС Дальневосточная ОРУ 500	500								486.6	-2.68
Нагр	16	Нейтраль АТ1 ПС Дальневосточная ОРУ 500	500								474.76	-5.05

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q_min	Q_max	V	dV
Нагр	17	НН АТ1 ПС Дальневосточная	10								10.44	4.45
Нагр	18	Нейтраль АТ2 ПС Дальневосточная ОРУ 500	500								474.76	-5.05
Нагр	19	НН АТ2 ПС Дальневосточная	10	0.4	0.2						10.44	4.43
Нагр	20	ПС Дальневосточная ОРУ 220	220	16.5	-26.1						236.75	7.61
Нагр	21	ПС Владивосток ОРУ 500	500								496.58	-0.68
Ген	22	ПС Владивосток ОРУ 220	220	223.1	-3.4		63	230.7	-1,000.00	1,000.00		
Нагр	23	ПС Чугуевка-2 ОРУ 500	500								513.88	2.78
Нагр	24	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220	220	0.7	0.2						235.06	6.85
Нагр	25	ПС Лозовая ОРУ 500	500								505.09	1.02
Ген	26	ПС Лозовая ОРУ 220	220	91.9	25.5		-62.4	228.5	-1,000.00	1,000.00	228.5	3.86
Ген	27	ПС Иман 220	220								225.6	2.55
Нагр	28	Нейтраль АТ1 ПС Иман 220	220								223.76	1.71
Нагр	29	НН АТ1 ПС Иман 220	35	7.6	3						36.89	5.4
Нагр	30	Нейтраль АТ2 ПС Иман 220	220								223.76	1.71
Нагр	31	НН АТ2 ПС Иман 220	35	8.4	3.1						36.87	5.33
Нагр	32	СН АТ ПС Иман 220	110	13.5	0.4						105.93	-3.7
Нагр	33	ПС Лесозаводск ОРУ 220	220								223.54	1.61
Нагр	34	Нейтраль Т1	220								208.49	-5.23
Нагр	35	Нейтраль Т2	220								208.49	-5.23
Нагр	36	ПС Лесозаводск КРУН 35	35	5.2	3.9						34.81	-0.56
Нагр	37	ПС Лесозаводск ЗРУ 10	10	11.6	2.5						9.95	-0.46
Нагр	38	НПС-38	220	7.2	1.7						226	2.73
Нагр	39	ПС Ружино/т	220	22.2	20.8						223.47	1.58

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q_min	Q_max	V	dV
Нагр	40	ПС Кировка 220	220	10	4.1						222.5	1.13
Нагр	41	ПС Свягино/т 220	220	17.1	10						225.24	2.38
Ген	42	ПС Спасск ОРУ 220	220	45.1	15.7		102.2	230.4	-1,000.00	1,000.00	230.44	4.75
Нагр	43	ПС Спасск ОРУ 110	110	38.8	19.2						119.51	8.65
Ген	44	ПС К ОРУ 220	220				41.5	235.2	-1,000.00	1,000.00	235.22	6.92
Нагр	45	ПС К ОРУ 110	110	19.8	1.9						116.03	5.48
Нагр	46	ПС Высокогорск 220	220	0.1	1.2						235.29	6.95
Ген	47	ПС Горелое ОРУ 220	220				-11.5	233.6	-1,000.00	1,000.00		
Нагр	48	ПС Горелое ОРУ 110	110	53.1	12.2							
Ген	49	ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	220	68.2	13.5		-12.7	233.6	-1,000.00	1,000.00	233.55	6.16
Ген	50	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	220				-133.2	230.2	-1,000.00	1,000.00	230.21	4.64
Нагр	51	ПС Уссурийск-2 ОРУ 110	110	152.5	76.8							
Ген	52	Партизанская ГРЭС ОРУ 220	220	48.8	10.1		9.5	229.3	-1,000.00	1,000.00	229.28	4.22
Нагр	53	ПС Губерово/т 220	220	11.1	7						228.42	3.83
Нагр	54	ПС Дмитриевка 110	110	0.6	0.2						118.91	8.1
Нагр	55	ПС Черниговка 110	110	2	0.7						118.41	7.65
Нагр	56	ПС Ярославка 110	110	29.4	3.1						117.2	6.55
Нагр	57	ПС Мучная 110	110	2.4	1						118.26	7.51
Нагр	58	ПС Вадимовка 110	110	14.5	3.1						117.58	6.89
Нагр	59	Отпайка 1 ПС Иман 220	220								225.62	2.55
Нагр	60	Отпайка 2 ПС Иман 220	220								225.61	2.55

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	Nнач	Nкон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
Тр-р	1	2	ПримГРЭС ОРУ 500 - НН Т1 ПримГРЭС ОРУ 500 кВ	2.56	137.5	4.5	1	0.032			151	-3	170
Тр-р	1	3	ПримГРЭС ОРУ 500 – Нейтраль АТ1 ПримГРЭС 500 кВ	0.58	61.1	8	0.5	1			-103	-42	126
Тр-р	3	7	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС 500 кВ – ПримГРЭС ОРУ 220	0.39				0.46			-252	-50	294
Тр-р	3	5	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС 500 кВ – НН АТ1 ПримГРЭС 500 кВ	2.9	113.5			0.032			150	13	172
Тр-р	1	4	ПримГРЭС ОРУ 500 – Нейтраль АТ2 ПримГРЭС 500 кВ	0.58	61.1	8	0.5	1			-103	-42	126
Тр-р	4	7	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС 500 кВ – ПримГРЭС ОРУ 220	0.39				0.46			-254	-49	295
Тр-р	4	6	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС 500 кВ - НН АТ2 ПримГРЭС 500 кВ	2.9	113.5			0.032			151	11	173
Тр-р	7	8	ПримГРЭС ОРУ 220 – НН Т1 ПримГРЭС ОРУ 220	0.3	12.85	38.4	7.5	0.065					
Тр-р	7	9	ПримГРЭС ОРУ 220 – Нейтраль АТ1 ПримГРЭС ОРУ 220	0.2	25.5	23.6	2.7	1			16	-64	163
Тр-р	9	13	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС ОРУ 220 – ПримГРЭС ОРУ 110	0.2				0.526			17	-60	158
Тр-р	9	11	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС ОРУ 220 – НН АТ1 ПримГРЭС ОРУ 220	0.4	45.1			0.046			-1	-1	3
Тр-р	7	10	ПримГРЭС ОРУ 220 – Нейтраль АТ2 ПримГРЭС ОРУ 220	0.2	25.5	23.6	2.7	1			16	-64	163
Тр-р	10	13	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС ОРУ 220 – ПримГРЭС ОРУ 110	0.2				0.526			16	-60	159

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	Nнач	Nкон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
Тр-р	10	12	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС ОРУ 220 – НН АТ2 ПримГРЭС ОРУ 220	0.4	45.1			0.046			-1	-1	2
Тр-р	13	14	ПримГРЭС ОРУ 110 - НН Т1 ПримГРЭС ОРУ110	0.37	12.3	46.6	8.2	0.087			72	14	355
Тр-р	15	16	ПС Дальневосточная ОРУ 500 – Нейтраль АТ1 ПС Дальневосточная ОРУ 500	0.58	61.1	8	0.5	1			30	-97	120
Тр-р	16	20	Нейтраль АТ1 ПС Дальневосточная ОРУ 500 - ПС Дальневосточная ОРУ 220	0.39				0.499	2	2	30	-92	118
Тр-р	16	17	Нейтраль АТ1 ПС Дальневосточная ОРУ 500 - НН АТ1 ПС Дальневосточная	2.9	113.5			0.022			0	0	0
Тр-р	15	18	ПС Дальневосточная ОРУ 500 - Нейтраль АТ2 ПС Дальневосточная ОРУ 500	0.58	61.1	8	0.5	1			30	-97	120
Тр-р	18	20	Нейтраль АТ2 ПС Дальневосточная ОРУ 500 - ПС Дальневосточная ОРУ 220	0.39				0.499	2	2	30	-92	118
Тр-р	18	19	Нейтраль АТ2 ПС Дальневосточная ОРУ 500 - НН АТ2 ПС Дальневосточная	2.9	113.5			0.022			0	0	1
Тр-р	21	22	ПС Владивосток ОРУ 500 – ПС Владивосток ОРУ 220	0.97	61.6	8	0.5	0.46					
Тр-р	50	51	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220 – ПС Уссурийск-2 ОРУ 110	1.03	59.2	11.8	1.2	0.526					
Тр-р	50	51	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220 – ПС Уссурийск-2 ОРУ 110	1.03	59.2	11.8	1.2	0.526					
Тр-р	50	51	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220 – ПС Уссурийск-2 ОРУ 110	1.03	59.2	11.8	1.2	0.526					
Тр-р	23	24	ПС Чугуевка-2 ОРУ 500 – ПС Чугуевка-2 ОРУ 220	0.97	61.1	8	0.5	0.46			47	-27	61

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	Nнач	Nкон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
Тр-р	25	26	ПС Лозовая ОРУ 500 - ПС Лозовая ОРУ 220	0.97	61.1	8	0.5	0.46			-103	-71	143
Тр-р	27	28	ПС Иман 220 - Нейтраль АТ1 ПС Иман 220	1.4	104	6	0.9	1			-15	-4	39
Тр-р	28	32	Нейтраль АТ1 ПС Иман 220 - СН АТ ПС Иман 220	1.4				0.473	11	1	-7	0	19
Тр-р	28	29	Нейтраль АТ1 ПС Иман 220 - НН АТ1 ПС Иман 220	2.8	195.6			0.167			-8	-3	21
Тр-р	27	30	ПС Иман 220 - Нейтраль АТ2 ПС Иман 220	1.4	104	6	0.9	1			-15	-4	39
Тр-р	30	32	Нейтраль АТ2 ПС Иман 220 - СН АТ ПС Иман 220	1.4				0.473	11	1	-6	0	16
Тр-р	30	31	Нейтраль АТ2 ПС Иман 220 - НН АТ2 ПС Иман 220	2.8	195.6			0.167			-8	-3	24
Тр-р	44	45	ПС К ОРУ 220 - ПС К ОРУ 110	1.4	52	11.9	1.7	0.495	9	1	-20	-3	49
Тр-р	42	43	ПС Спасск ОРУ 220 - ПС Спасск ОРУ 110	1.03	59.2	11.8	1.2	0.526			-44	-14	116
Тр-р	42	43	ПС Спасск ОРУ 220 - ПС Спасск ОРУ 110	1.03	59.2	11.8	1.2	0.526			-44	-14	116
Тр-р	47	48	ПС Горелое ОРУ 220 - ПС Горелое ОРУ 110	1.3	59.2	11.8	1.2	0.505	8	1			
Тр-р	47	48	ПС Горелое ОРУ 220 - ПС Горелое ОРУ 110	1.03	59.2	11.8	1.2	0.505	8	1			
ЛЭП	1	23	ПримГРЭС ОРУ 500 - ПС Чугуевка-2 ОРУ 500	8.18	88.51	-529.6	5.1						
ЛЭП	1	15	ПримГРЭС ОРУ 500 – ПС Дальневосточная ОРУ 500	9.55	104.04	-628.4	6.3						
ЛЭП	15	21	ПС Дальневосточная ОРУ 500 – ПС Владивосток ОРУ 500	3.23	29.52	-189.5	1.6				-60	193	240
ЛЭП	25	21	ПС Лозовая ОРУ 500 – ПС Владивосток ОРУ 500	3.96	36.26	-233.2	1.9				58	-96	189
ЛЭП	23	25	ПС Чугуевка-2 ОРУ 500 – ПС Лозовая ОРУ 500	6.44	58.74	-752.3	6.1				-47	27	197

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	Nнач	Nкон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
ЛЭП	50	22	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220 – ПС Владивосток ОРУ 220	5.08	22.24	-136.9	2.7						
ЛЭП	20	50	ПС Дальневосточная ОРУ 220 – ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	4.68	20.46	-125.9	2.5				-1	-72	193
ЛЭП	20	50	ПС Дальневосточная ОРУ 220 – ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	6.64	29.09	-179	3.5				0	-48	142
ЛЭП	20	42	ПС Дальневосточная ОРУ 220 – ПС Спасск ОРУ 220	6.06	26.51	-163.2	3.2				118	-83	366
ЛЭП	20	49	ПС Дальневосточная ОРУ 220 – ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	9.16	32.93	-196.8	4.2				-40	-7	106
ЛЭП	7	38	ПримГРЭС ОРУ 220 - НПС-38	10.86	47.53	-292.5	5.7				-166	1	412
ЛЭП	7	53	ПримГРЭС ОРУ 220 - ПС Губерова/т 220	3.75	16.42	-101	2				-233	-11	580
ЛЭП	53	59	ПС Губерова/т 220 - Отпайка 1 ПС Иман 220	3.91	17.12	-105.3	2.1				-218	7	552
ЛЭП	7	60	ПримГРЭС ОРУ 220 - Отпайка 2 ПС Иман 220	10.01	43.83	-269.7	5.3				-175	-2	434
ЛЭП	59	27	Отпайка 1 ПС Иман 220 - ПС Иман 220	0.05	0.23	-1.4	0				-71	2	182
ЛЭП	60	27	Отпайка 2 ПС Иман 220 - ПС Иман 220	0.06	0.27	-1.7	0				41	-11	109
ЛЭП	59	33	Отпайка 1 ПС Иман 220 – ПС Лесозаводск ОРУ 220	6.81	29.82	-183.5	3.6				-144	15	370
ЛЭП	60	33	Отпайка 2 ПС Иман 220 – ПС Лесозаводск ОРУ 220	4.62	20.23	-124.5	2.4				-210	19	540
ЛЭП	38	33	НПС-38 - ПС Лесозаводск ОРУ 220	6.08	26.6	-163.7	3.2				-153	12	391
Тр-р	33	34	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - Нейтраль Т1	5.7	275	5.7	0.9	0.952	7	3	-8	-4	24
Тр-р	34	36	Нейтраль Т1 - ПС Лесозаводск КРУН 35	5.7				0.167			-3	-2	9
Тр-р	34	37	Нейтраль Т1 - ПС Лесозаводск ЗРУ 10	5.7	148			0.048			-6	-1	17

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	Ннач	Нкон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
Тр-р	33	35	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - Нейтраль Т2	5.7	275	5.7	0.9	0.952	7	3	-8	-4	24
Тр-р	35	36	Нейтраль Т2 - ПС Лесозаводск КРУН 35	5.7				0.167			-3	-2	9
Тр-р	35	37	Нейтраль Т2 - ПС Лесозаводск ЗРУ 10	5.7	148			0.048			-6	-1	17
ЛЭП	33	39	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС Ружино/т	0.12	0.54	-3.3	0.1				-22	-21	79
ЛЭП	33	40	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС Кировка 220	5.54	24.24	-149.2	2.9				-306	40	797
ЛЭП	40	41	ПС Кировка 220 - ПС Свягино/т 220	4.36	19.1	-117.5	2.3				-285	82	770
ЛЭП	41	42	ПС Свягино/т 220 - ПС Спасск ОРУ 220	3.76	16.44	-101.2	2				-260	120	735
ЛЭП	33	44	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС К ОРУ 220	25.72	102.89	-625.3	12.7				-152	53	415
ЛЭП	44	46	ПС К ОРУ 220 - ПС Высокогорск 220	3.17	13.86	-85.3	1.7				0	4	9
ЛЭП	46	47	ПС Высокогорск 220 - ПС Горелое ОРУ 220	2.28	9.98	-61.4	1.2						
ЛЭП	44	47	ПС К ОРУ 220 - ПС Горелое ОРУ 220	5.44	23.83	-146.6	2.9						
ЛЭП	24	44	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 - ПС К ОРУ 220	11.93	52.23	-321.4	6.3				115	-24	299
ЛЭП	24	49	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 – ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	7.27	26.14	-156.3	3.4				-29	-1	75
ЛЭП	43	57	ПС Спасск ОРУ 110 - ПС Мучная 110	6.6	11.32	-70.5					-17	-3	84
ЛЭП	57	58	ПС Мучная 110 - ПС Вадимовка 110	4.11	7.04	-43.9					-15	-3	73
ЛЭП	43	54	ПС Спасск ОРУ 110 - ПС Дмитриевка 110	4.24	9.39	-61.3					-17	0	82
ЛЭП	43	54	ПС Спасск ОРУ 110 - ПС Дмитриевка 110	4.64	10.34	-67.6					-16	0	75
ЛЭП	54	55	ПС Дмитриевка 110 - ПС Черниговка 110	3.93	6.74	-42					-14	0	70
ЛЭП	54	56	ПС Дмитриевка 110 - ПС Ярославка 110	10.47	20.33	-129.7					-17	0	85
ЛЭП	55	56	ПС Черниговка 110 - ПС Ярославка 110	10.47	20.33	-129.7					-12	0	61
ЛЭП	24	52	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 – Партизанская ГРЭС ОРУ 220	16.26	71.19	-438.1	8.6				-39	1	108

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
ЛЭП	26	52	ПС Лозовая ОРУ 220 – Партизанская ГРЭС ОРУ 220	2.16	9.44	-58.1	1.1				-11	23	64

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Место	Идоп 25	Идоп расч	I/I_dop
1	23	ПримГРЭС ОРУ 500 - ПС Чугуевка-2 ОРУ 500			ВН	2,040.00	2,539.80	
1	15	ПримГРЭС ОРУ 500 - ПС Дальневосточная ОРУ 500			ВН	2,190.00	2,726.50	
15	21	ПС Дальневосточная ОРУ 500 - ПС Владивосток ОРУ 500	240	189	ВН	2,040.00	884	27.1
25	21	ПС Лозовая ОРУ 500 - ПС Владивосток ОРУ 500	128	189	ВН	2,040.00	884	21.4
23	25	ПС Чугуевка-2 ОРУ 500 - ПС Лозовая ОРУ 500	61	197	ВН	2,040.00	884	22.3
50	22	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220 - ПС Владивосток ОРУ 220			ВН	710	884	
20	50	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	176	193	ВН	710	884	21.8
20	50	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	117	142	ВН	710	884	16
20	42	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Спасск ОРУ 220	353	366	ВН	710	884	41.4
20	49	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	99	106	ВН	605	753.2	14.1
7	38	ПримГРЭС ОРУ 220 - ПС НПС-38	412	410	ВН	710	884	46.6
7	53	ПримГРЭС ОРУ 220 - Губерово/т 220	580	580	ВН	710	884	65.6
53	59	Губерово/т 220 - Отпайка 1 ПС Иман 220	552	551	ВН	710	884	62.4
7	60	ПримГРЭС ОРУ 220 - Отпайка 2 ПС Иман 220	434	433	ВН	710	884	49.1
59	27	Отпайка 1 ПС Иман 220 - ПС Иман 220	182	182	ВН	710	884	20.6
60	27	Отпайка 2 ПС Иман 220 - ПС Иман 220	109	109	ВН	710	884	12.4
59	33	Отпайка 1 ПС Иман 220 - ПС Лесозаводск ОРУ 220	370	366	ВН	710	884	41.8

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Место	Идоп 25	Идоп расч	I/I_dop
60	33	Отпайка 2 ПС Иман 220 - ПС Лесозаводск ОРУ 220	540	538	ВН	710	884	61.1
38	33	ПС НПС-38 - ПС Лесозаводск ОРУ 220	391	389	ВН	710	884	44.3
33	39	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС Ружино/т	78	79	ВН	710	884	8.9
33	40	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС Кировка 220	797	792	ВН	710	884	90.1
40	41	ПС Кировка 220 - ПС Свягино/т 220	770	765	ВН	710	884	87.2
41	42	ПС Свягино/т 220 - ПС Спасск ОРУ 220	735	729	ВН	710	884	83.2
33	44	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС К ОРУ 220	415	381	ВН	710	884	47
44	46	ПС К ОРУ 220 - ПС Высокогорск 220	9	3	ВН	710	884	1
46	47	ПС Высокогорск 220 - ПС Горелое ОРУ 220			ВН	710	884	
44	47	ПС К ОРУ 220 - ПС Горелое ОРУ 220			ВН	710	884	
24	44	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 - ПС К ОРУ 220	289	299	ВН	710	884	33.9
24	49	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 - ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	71	75	ВН	605	753.2	9.9
43	57	ПС Спасск ОРУ 110 - ПС Мучная 110	83	84	ВН	390	485.6	17.4
57	58	ПС Мучная 110 - ПС Вадимовка 110	72	73	ВН	390	485.6	15
43	54	ПС Спасск ОРУ 110 - ПС Дмитриевка 110	82	82	ВН	520	647.4	12.7
43	54	ПС Спасск ОРУ 110 - ПС Дмитриевка 110	75	75	ВН	520	647.4	11.6
54	55	ПС Дмитриевка 110 - ПС Черниговка 110	70	70	ВН	390	485.6	14.5
54	56	ПС Дмитриевка 110 - ПС Ярославка 110	84	85	ВН	520	647.4	13.1
55	56	ПС Черниговка 110 - ПС Ярославка 110	60	61	ВН	520	647.4	9.4
24	52	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 - Партизанская ГРЭС ОРУ 220	95	108	ВН	710	884	12.2
26	52	ПС Лозовая ОРУ 220 - Партизанская ГРЭС ОРУ 220	64	58	ВН	710	884	7.3

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Максимальный спрогнозированный режим с учетом ввода воздушной линии:

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q_min	Q_max	V	dV
База	1	ПримГРЭС ОРУ 500	500			868.9	-282.2	508.5	-277.5	555	508.5	1.7
Ген	2	НН Т1 ПримГРЭС ОРУ 500 кВ	16	19.9	14.6	157	102.1	17	-78.5	157	16.98	6.13
Нагр	3	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС 500 кВ	500								518.68	3.74
Нагр	4	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС 500 кВ	500								518.79	3.76
Нагр	5	НН АТ1 ПримГРЭС 500 кВ	16	1.6	1.3						16.59	3.68
Ген	6	НН АТ2 ПримГРЭС 500 кВ	16	18.6	15.3	160	78.5	17	-80	160	17.03	6.44
Ген+	7	ПримГРЭС ОРУ 220	220			139	139	242.1	-69.5	139	238.63	8.47
Ген	8	НН Т1 ПримГРЭС ОРУ 220	16	42.7	33.5	361	283	16.3	-180.5	361	16.33	2.06
Нагр	9	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС ОРУ 220	220								225.92	2.69
Нагр	10	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС ОРУ 220	220								230.43	4.74
Ген	11	НН АТ1 ПримГРЭС ОРУ 220	10	10.4	8.6	81	33.2	10.6	-40.5	81	10.6	6
Нагр	12	НН АТ2 ПримГРЭС ОРУ 220	10	1.3	1.1						10.59	5.9
Ген	13	ПримГРЭС ОРУ 110	110	67.8	8.8		-214	118.8	-1,000.00	1,000.00	118.82	8.02
Ген	14	НН Т1 ПримГРЭС ОРУ110	10	11.7	8.8	83	31.7	10.5	-41.5	83	10.54	5.4
Нагр	15	ПС Дальневосточная ОРУ 500	500								492.61	-1.48

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q_min	Q_max	V	dV
Нагр	16	Нейтраль АТ1 ПС Дальневосточная 500	500								484.44	-3.11
Нагр	17	НН АТ1 ПС Дальневосточная	10								10.66	6.58
Нагр	18	Нейтраль АТ2 ПС Дальневосточная 500	500								484.44	-3.11
Нагр	19	НН АТ2 ПС Дальневосточная	10	0.6	0.2						10.66	6.56
Нагр	20	ПС Дальневосточная ОРУ 220	220	11.8	-25.7						232.14	5.52
Нагр	21	ПС Владивосток ОРУ 500	500								496.99	-0.6
Ген	22	ПС Владивосток ОРУ 220	220	355.1	41.4		145.2	230.5	-1,000.00	1,000.00	230.5	4.77
Нагр	23	ПС Чугуевка-2 ОРУ 500	500								508.46	1.69
Нагр	24	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220	220	0.5	0.1						233.73	6.24
Нагр	25	ПС Лозовая ОРУ 500	500								500.16	0.03
Ген	26	ПС Лозовая ОРУ 220	220	188.3	41		-80.3	224.2	-1,000.00	1,000.00	224.2	1.91
Ген	27	ПС Иман 220	220								231.24	5.11
Нагр	28	Нейтраль АТ1 ПС Иман 220	220								226.57	2.99
Нагр	29	НН АТ1 ПС Иман 220	35	14.3	4.6						37.07	5.93
Нагр	30	Нейтраль АТ2 ПС Иман 220	220								226.54	2.97
Нагр	31	НН АТ2 ПС Иман 220	35	18.6	6.5						36.73	4.93
Нагр	32	СН АТ ПС Иман 220	110	21	4.7						114.39	3.99
Нагр	33	ПС Лесозаводск ОРУ 220	220								229.22	4.19
Нагр	34	Нейтраль Т1	220								219.19	-0.37
Нагр	35	Нейтраль Т2	220								219.19	-0.37
Нагр	36	ПС Лесозаводск КРУН 35	35	10.8	5.1						36.58	4.52

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q_min	Q_max	V	dV
Нагр	37	ПС Лесозаводск ЗРУ 10	10	22.2	4.9						10.39	3.93
Нагр	38	НПС-38	220	6.6	1.6						232.48	5.67
Нагр	39	ПС Ружино/т	220	31.2	29.4						229.14	4.15
Нагр	40	ПС Кировка 220	220	15.9	3.9						227.24	3.29
Нагр	41	ПС Свягино/т 220	220	14.9	7						226.28	2.85
Ген	42	ПС Спасск ОРУ 220	220	29.4	18		-8.2	226.1	-1,000.00	1,000.00	226.1	2.77
Нагр	43	ПС Спасск ОРУ 110	110	58.2	29.9						115.99	5.44
Ген	44	ПС К ОРУ 220	220				18.4	231.9	-1,000.00	1,000.00	231.9	5.41
Нагр	45	ПС К ОРУ 110	110	33.3	9.4						115.88	5.35
Нагр	46	ПС Высокогорск 220	220	0.1	1.2						231.2	5.09
Ген	47	ПС Горелое ОРУ 220	220				11.7	230.6	-1,000.00	1,000.00	230.6	4.82
Нагр	48	ПС Горелое ОРУ 110	110	80.5	19.6						119.73	8.85
Ген	49	ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	220	129.8	37.7		22.8	230.2	-1,000.00	1,000.00	230.19	4.63
Ген	50	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	220				70.4	225.5	-1,000.00	1,000.00	225.5	2.5
Нагр	51	ПС Уссурийск-2 ОРУ 110	110	301.5	128.1						111.15	1.04
Ген	52	Партизанская ГРЭС ОРУ 220	220	128.8	2.3		11.7	224.9	-1,000.00	1,000.00	224.9	2.23
Нагр	53	ПС Губерово/т 220	220	27.4	18.9						233.95	6.34
Нагр	54	ПС Дмитриевка 110	110	1.4	0.2						114.78	4.35
Нагр	55	ПС Черниговка 110	110	3.7	1.8						113.82	3.48
Нагр	56	ПС Ярославка 110	110	52.9	0.6						111.81	1.65
Нагр	57	ПС Мучная 110	110	4.7	1.2						114.03	3.66
Нагр	58	ПС Вадимовка 110	110	26.4	0.5						113.05	2.77

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q_min	Q_max	V	dV
Нагр	59	Отпайка 1 ПС Иман 220	220								231.26	5.12
Нагр	60	Отпайка 2 ПС Иман 220	220								231.25	5.12

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
Тр-р	1	2	ПримГРЭС ОРУ 500 – НН Т1 ПримГРЭС 500 кВ	2.56	137.5	4.5	1	0.032			137	73	176
Тр-р	1	3	ПримГРЭС ОРУ 500 – Нейтраль АТ1 ПримГРЭС 500 кВ	0.58	61.1	8	0.5	1			95	81	142
Тр-р	3	7	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС 500 кВ – ПримГРЭС ОРУ 220	0.39				0.46			97	88	146
Тр-р	3	5	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС 500 кВ – НН АТ1 ПримГРЭС 500 кВ	2.9	113.5			0.032			-2	-1	2
Тр-р	1	4	ПримГРЭС ОРУ 500 – Нейтраль АТ2 ПримГРЭС 500 кВ	0.58	61.1	8	0.5	1			95	82	142
Тр-р	4	7	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС 500 кВ – ПримГРЭС ОРУ 220	0.39				0.46			-46	34	64
Тр-р	4	6	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС 500 кВ – НН АТ2 ПримГРЭС 500 кВ	2.9	113.5			0.032			141	54	168
Тр-р	7	8	ПримГРЭС ОРУ 220 – НН Т1 ПримГРЭС ОРУ 220	0.3	12.85	38.4	7.5	0.065			317	214	926
Тр-р	7	9	ПримГРЭС ОРУ 220 – Нейтраль АТ1 ПримГРЭС РУ 220	0.2	25.5	23.6	2.7	1			35	-121	304
Тр-р	9	13	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС ОРУ 220 – ПримГРЭС ОРУ 110	0.2				0.526			-35	-132	350

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
Тр-р	9	11	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС ОРУ 220 – НН АТ1 ПримГРЭС ОРУ 220	0.4	45.1			0.046			71	20	187
Тр-р	7	10	ПримГРЭС ОРУ 220 – Нейтраль АТ2 ПримГРЭС ОРУ 220	0.2	25.5	23.6	2.7	1			37	-79	210
Тр-р	10	13	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС ОРУ 220 – ПримГРЭС ОРУ 110	0.2				0.516	7	1	38	-73	206
Тр-р	10	12	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС ОРУ 220 – НН АТ2 ПримГРЭС ОРУ 220	0.4	45.1			0.046			-1	-1	4
Тр-р	13	14	ПримГРЭС ОРУ 110 – НН Т1 ПримГРЭС ОРУ110	0.37	12.3	46.6	8.2	0.087			71	18	356
Тр-р	15	16	ПС Дальневосточная ОРУ 500 – Нейтраль АТ1 ПС Дальневосточная ОРУ 500	0.58	61.1	8	0.5	1			-167	-70	212
Тр-р	16	20	Нейтраль АТ1 ПС Дальневосточная ОРУ 500 – ПС Дальневосточная ОРУ 220	0.39				0.479	4	2	-167	-60	211
Тр-р	16	17	Нейтраль АТ1 ПС Дальневосточная ОРУ 500 – НН АТ1 ПС Дальневосточная	2.9	113.5			0.022			0	0	0
Тр-р	15	18	ПС Дальневосточная ОРУ 500 – Нейтраль АТ2 ПС Дальневосточная ОРУ 500	0.58	61.1	8	0.5	1			-167	-70	212
Тр-р	18	20	Нейтраль АТ2 ПС Дальневосточная ОРУ 500 – ПС Дальневосточная ОРУ 220	0.39				0.479	4	2	-166	-59	210
Тр-р	18	19	Нейтраль АТ2 ПС Дальневосточная ОРУ 500 – НН АТ2 ПС Дальневосточная	2.9	113.5			0.022			-1	0	1
Тр-р	21	22	ПС Владивосток ОРУ 500 – ПС Владивосток ОРУ 220	0.97	61.6	8	0.5	0.46			-349	21	406
Тр-р	50	51	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220 – ПС Уссурийск-2 ОРУ 110	1.03	59.2	11.8		0.526			-101	-59	299

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
Тр-р	50	51	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220 – ПС Уссурийск-2 ОРУ 110	1.03	59.2	11.8		0.526			-101	-59	299
Тр-р	50	51	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220 – ПС Уссурийск-2 ОРУ 110	1.03	59.2	11.8		0.526			-101	-59	299
Тр-р	23	24	ПС Чугуевка-2 ОРУ 500 – ПС Чугуевка-2 ОРУ 220	0.97	61.1	8	0.5	0.46			-232	-8	264
Тр-р	25	26	ПС Лозовая ОРУ 500 - ПС Лозовая ОРУ 220	0.97	61.1	8	0.5	0.46			-246	-110	311
Тр-р	27	28	ПС Иман 220 – Нейтраль АТ1 ПС Иман 220	1.4	104	6	0.9	1			-27	-11	73
Тр-р	28	32	Нейтраль АТ1 ПС Иман220 – СН АТ ПС Иман 220	1.4				0.505	8	1	-13	-4	33
Тр-р	28	29	Нейтраль АТ1 ПС Иман220 – НН АТ1 ПСИман220	2.8	195.6			0.167			-14	-5	39
Тр-р	27	30	ПС Иман 220 - Нейтраль АТ2 ПС Иман 220	1.4	104	6	0.9	1			-27	-11	73
Тр-р	30	32	Нейтраль АТ2 ПС Иман220 – СН АТ ПС Иман 220	1.4				0.505	8	1	-8	-1	21
Тр-р	30	31	Нейтраль АТ2 ПС Иман 220 – НН АТ2 ПС Иман 220	2.8	195.6			0.167			-19	-8	52
Тр-р	44	45	ПС К ОРУ 220 - ПС К ОРУ 110	1.4	52	11.9	1.7	0.505	8	1	-33	-11	88
Тр-р	42	43	ПС Спасск ОРУ 220 - ПС Спасск ОРУ 110	1.03	59.2	11.8	1.2	0.526			-75	-24	202
Тр-р	42	43	ПС Спасск ОРУ 220 - ПС Спасск ОРУ 110	1.03	59.2	11.8	1.2	0.526			-75	-24	202
Тр-р	47	48	ПС Горелое ОРУ 220 - ПС Горелое ОРУ 110	1.03	59.2	11.8	1.2	0.526			-40	-12	106
Тр-р	47	48	ПС Горелое ОРУ 220 - ПС Горелое ОРУ 110	1.03	59.2	11.8	1.2	0.526			-40	-12	106
ЛЭП	1	23	ПримГРЭС ОРУ 500 - ПС Чугуевка-2 ОРУ 500	8.18	88.51	-529.6	5.1				-580	64	662
ЛЭП	1	15	ПримГРЭС ОРУ 500 – ПС Дальневосточная ОРУ 500	9.55	104.04	-628.4	6.3				-616	-17	703

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
ЛЭП	15	21	ПС Дальневосточная ОРУ 500 – ПС Владивосток ОРУ 500	3.23	29.52	-189.5	1.6				-265	121	342
ЛЭП	25	21	ПС Лозовая ОРУ500 - ПС Владивосток ОРУ 500	3.96	36.26	-233.2	1.9				-85	-6	122
ЛЭП	23	25	ПС Чугуевка-2 ОРУ 500 - ПС Лозовая ОРУ 500	6.44	58.74	-752.3	6.1				-336	50	405
ЛЭП	50	22	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220 – ПС Владивосток ОРУ 220	5.08	22.24	-136.9	2.7				-7	56	144
ЛЭП	20	50	ПС Дальневосточная ОРУ 220 – ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	4.68	20.46	-125.9	2.5				-185	-36	471
ЛЭП	20	50	ПС Дальневосточная ОРУ 220 – ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	6.64	29.09	-179	3.5				-130	-23	333
ЛЭП	20	42	ПС Дальневосточная ОРУ 220 – ПС Спасск ОРУ 220	6.06	26.51	-163.2	3.2				9	-51	149
ЛЭП	20	49	ПС Дальневосточная ОРУ 220 – ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	9.16	32.93	-196.8	4.2				-20	-3	60
ЛЭП	7	38	ПримГРЭС ОРУ 220 - НПС-38	10.86	47.53	-292.5	5.7				-131	0	317
ЛЭП	7	53	ПримГРЭС ОРУ 220 - ПС Губерова/т 220	3.75	16.42	-101	2				-202	-25	493
ЛЭП	53	59	ПС Губерова/т 220 - Отпайка 1 ПС Иман 220	3.91	17.12	-105.3	2.1				-172	1	424
ЛЭП	7	60	ПримГРЭС ОРУ 220 - Отпайка 2 ПС Иман 220	10.01	43.83	-269.7	5.3				-144	-7	351
ЛЭП	59	27	Отпайка 1 ПС Иман 220 - ПС Иман 220	0.05	0.23	-1.4	0				-66	-6	165
ЛЭП	60	27	Отпайка 2 ПС Иман 220 - ПС Иман 220	0.06	0.27	-1.7	0				12	-16	50
ЛЭП	59	33	Отпайка 1 ПС Иман220 – ПС Лесозаводск ОРУ220	6.81	29.82	-183.5	3.6				-104	10	260
ЛЭП	60	33	Отпайка 2 ПС Иман220 – ПС Лесозаводск ОРУ220	4.62	20.23	-124.5	2.4				-152	10	381
ЛЭП	38	33	НПС-38 - ПС Лесозаводск ОРУ 220	6.08	26.6	-163.7	3.2				-121	0	300
Тр-р	33	34	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - Нейтраль Т1	7.3	327.98	11.7	1.6	1			-17	-8	47

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
Тр-р	34	36	Нейтраль Т1 - ПС Лесозаводск КРУН 35	5.59				0.167			-5	-3	16
Тр-р	34	37	Нейтраль Т1 - ПС Лесозаводск ЗРУ 10	12.55	165.3			0.048			-11	-3	30
Тр-р	33	35	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - Нейтраль Т2	7.3	327.98	11.7	1.6	1			-17	-8	47
Тр-р	35	36	Нейтраль Т2 - ПС Лесозаводск КРУН 35	5.59				0.167			-5	-3	16
Тр-р	35	37	Нейтраль Т2 - ПС Лесозаводск ЗРУ 10	12.55	165.3			0.048			-11	-3	30
ЛЭП	33	39	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС Ружино/т	0.12	0.54	-3.3	0.1				-31	-29	108
ЛЭП	33	40	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС Кировка 220	5.54	24.24	-149.2	2.9				-131	11	331
ЛЭП	40	41	ПС Кировка 220 - ПС Свягино/т 220	4.36	19.1	-117.5	2.3				-113	15	290
ЛЭП	41	42	ПС Свягино/т 220 - ПС Спасск ОРУ 220	3.76	16.44	-101.2	2				-97	21	253
ЛЭП	33	44	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС К ОРУ 220	25.72	102.89	-625.3	12.7				-73	35	203
ЛЭП	44	46	ПС К ОРУ 220 - ПС Высокогорск 220	3.17	13.86	-85.3	1.7				-41	0	102
ЛЭП	46	47	ПС Высокогорск 220 - ПС Горелое ОРУ 220	2.28	9.98	-61.4	1.2				-40	-3	102
ЛЭП	44	47	ПС К ОРУ 220 - ПС Горелое ОРУ 220	5.44	23.83	-146.6	2.9				-41	0	103
ЛЭП	24	44	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 - ПС К ОРУ 220	11.93	52.23	-321.4	6.3				-46	10	117
ЛЭП	24	49	ПС Чугуевка-2 ОРУ220-ПС Арсеньев-2ОРУ220	7.27	26.14	-156.3	3.4				-111	1	275
ЛЭП	43	57	ПС Спасск ОРУ 110 - ПС Мучная 110	6.6	11.32	-70.5					-32	-1	159
ЛЭП	57	58	ПС Мучная 110 - ПС Вадимовка 110	4.11	7.04	-43.9					-27	0	135
ЛЭП	43	54	ПС Спасск ОРУ 110 - ПС Дмитриевка 110	4.24	9.39	-61.3					-31	-1	157
ЛЭП	43	54	ПС Спасск ОРУ 110 - ПС Дмитриевка 110	4.64	10.34	-67.6					-29	-1	143
ЛЭП	54	55	ПС Дмитриевка 110 - ПС Черниговка 110	3.93	6.74	-42					-26	-1	133
ЛЭП	54	56	ПС Дмитриевка 110 - ПС Ярославка 110	10.47	20.33	-129.7					-32	0	159
ЛЭП	55	56	ПС Черниговка 110 - ПС Ярославка 110	10.47	20.33	-129.7					-22	1	114
ЛЭП	24	52	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 – Партизанская ГРЭС ОРУ 220	16.26	71.19	-438.1	8.6				-74	-4	190

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
ЛЭП	26	52	ПС Лозовая ОРУ 220 – Партизанская ГРЭС ОРУ 220	2.16	9.44	-58.1	1.1				-58	31	168
ЛЭП	33	42	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС Спасск ОРУ 220	15.56	68.14	-419.3	8.2				-103	17	263
ЛЭП	20	42	ПС Дальневосточная ОРУ220 – ПС Спасск 220	8.5	37.22	-229	4.5				6	-33	113

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Место	Идоп 25	Идоп расч	I/I_dop
1	23	ПримГРЭС ОРУ 500 - ПС Чугуевка-2 ОРУ 500	662	647	ВН	2,040.00	2,539.80	26.1
1	15	ПримГРЭС ОРУ 500 - ПС Дальневосточная ОРУ 500	699	703	ВН	2,190.00	2,726.50	25.8
15	21	ПС Дальневосточная ОРУ 500 - ПС Владивосток ОРУ 500	342	322	ВН	2,040.00	2,539.80	13.5
25	21	ПС Лозовая ОРУ 500 - ПС Владивосток ОРУ 500	99	122	ВН	2,040.00	2,539.80	4.8
23	25	ПС Чугуевка-2 ОРУ 500 - ПС Лозовая ОРУ 500	386	405	ВН	2,040.00	2,539.80	16
50	22	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220 - ПС Владивосток ОРУ 220	144	126	ВН	710	884	16.3
20	50	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	469	471	ВН	710	884	53.3
20	50	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	329	333	ВН	710	884	37.6
20	42	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Спасск ОРУ 220	127	149	ВН	710	884	16.8
20	49	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	51	60	ВН	605	753.2	8
7	38	ПримГРЭС ОРУ 220 - НПС-38	317	317	ВН	710	884	35.9

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Место	Идоп 25	Идоп расч	I/I_dop
7	53	ПримГРЭС ОРУ 220 - ПС Губерово/т 220	492	493	ВН	710	884	55.8
53	59	ПС Губерово/т 220 - Отпайка 1 ПС Иман 220	424	423	ВН	710	884	47.9
7	60	ПримГРЭС ОРУ 220 - Отпайка 2 ПС Иман 220	350	351	ВН	710	884	39.7
59	27	Отпайка 1 ПС Иман 220 - ПС Иман 220	165	165	ВН	710	884	18.6
60	27	Отпайка 2 ПС Иман 220 - ПС Иман 220	50	50	ВН	710	884	5.7
59	33	Отпайка 1 ПС Иман 220 - ПС Лесозаводск ОРУ 220	260	258	ВН	710	884	29.5
60	33	Отпайка 2 ПС Иман 220 - ПС Лесозаводск ОРУ 220	381	379	ВН	710	884	43
38	33	НПС-38 - ПС Лесозаводск ОРУ 220	300	300	ВН	710	884	34
33	39	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС Ружино/т	108	108	ВН	710	884	12.2
33	40	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС Кировка 220	331	329	ВН	710	884	37.4
40	41	ПС Кировка 220 - ПС Свягино/т 220	290	288	ВН	710	884	32.8
41	42	ПС Свягино/т 220 - ПС Спасск ОРУ 220	253	250	ВН	710	884	28.6
33	44	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС К ОРУ 220	203	176	ВН	710	884	23
44	46	ПС К ОРУ 220 - ПС Высокогорск 220	101	102	ВН	710	884	11.5
46	47	ПС Высокогорск 220 - ПС Горелое ОРУ 220	101	102	ВН	710	884	11.5
44	47	ПС К ОРУ 220 - ПС Горелое ОРУ 220	101	103	ВН	710	884	11.6
24	44	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 - ПС К ОРУ 220	117	114	ВН	710	884	13.2
24	49	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 - ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	275	275	ВН	605	753.2	36.6
43	57	ПС Спасск ОРУ 110 - ПС Мучная 110	158	159	ВН	390	485.6	32.7
57	58	ПС Мучная 110 - ПС Вадимовка 110	135	135	ВН	390	485.6	27.8
43	54	ПС Спасск ОРУ 110 - ПС Дмитриевка 110	157	157	ВН	520	647.4	24.2
43	54	ПС Спасск ОРУ 110 - ПС Дмитриевка 110	142	143	ВН	520	647.4	22
54	55	ПС Дмитриевка 110 - ПС Черниговка 110	133	133	ВН	390	485.6	27.4

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
 Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Место	Идоп 25	Идоп расч	I/I_dop
54	56	ПС Дмитриевка 110 - ПС Ярославка 110	159	159	ВН	520	647.4	24.6
55	56	ПС Черниговка 110 - ПС Ярославка 110	114	114	ВН	520	647.4	17.6
24	52	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 - Партизанская ГРЭС ОРУ 220	182	190	ВН	710	884	21.5
26	52	ПС Лозовая ОРУ 220 - Партизанская ГРЭС ОРУ 220	168	165	ВН	710	884	19
33	42	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС Спасск ОРУ 220	263	255	ВН	710	884	29.7
20	42	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Спасск ОРУ 220	83	113	ВН	710	884	12.8

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Минимальный спрогнозированный режим с учетом ввода воздушной линии:

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q_min	Q_max	V	dV
База	1	ПримГРЭС ОРУ 500	500			439.5	-75.7	510.5	-277.5	555	510.52	2.1
Ген	2	НН Т1 ПримГРЭС ОРУ 500 кВ	16	18.9	13.4	170	23.9	16.4	-85	170	16.4	2.5
Нагр	3	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС 500 кВ	500								507.61	1.52
Нагр	4	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС 500 кВ	500								507.61	1.52
Нагр	5	НН АТ1 ПримГРЭС 500 кВ	16	15.9	12.3	166	26.9	16.3	-83	166	16.34	2.12
Ген	6	НН АТ2 ПримГРЭС 500 кВ	16	17.6	11.9	169	25.2	16.3	-84.5	169	16.33	2.06
Ген+	7	ПримГРЭС ОРУ 220	220	5.9	3.4	43	43	240.1	-21.5	43	233.47	6.12
Ген	8	НН Т1 ПримГРЭС ОРУ 220	16									
Нагр	9	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС ОРУ 220	220								225.73	2.6
Нагр	10	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС ОРУ 220	220								225.73	2.6
Ген	11	НН АТ1 ПримГРЭС ОРУ 220	10	0.7	1						10.37	3.75
Нагр	12	НН АТ2 ПримГРЭС ОРУ 220	10	0.6	0.6						10.38	3.78
Ген	13	ПримГРЭС ОРУ 110	110	38.7	-6.1		-155.6	118.7	-1,000.00	1,000.00	118.74	7.95
Ген	14	НН Т1 ПримГРЭС ОРУ110	10	11.3	8.9	83.2	28.1	10.5	-41.6	83	10.5	5
Нагр	15	ПС Дальневосточная ОРУ 500	500								495.01	-1
Нагр	16	Нейтраль АТ1 ПС Дальневосточная 500	500								480.62	-3.88
Нагр	17	НН АТ1 ПС Дальневосточная	10								10.57	5.74
Нагр	18	Нейтраль АТ2 ПС Дальневосточная 500	500								480.62	-3.88
Нагр	19	НН АТ2 ПС Дальневосточная	10	0.4	0.2						10.57	5.72
Нагр	20	ПС Дальневосточная ОРУ 220	220	16.5	-26.1						239.61	8.91
Нагр	21	ПС Владивосток ОРУ 500	500								501.75	0.35

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q_min	Q_max	V	dV
Ген	22	ПС Владивосток ОРУ 220	220	223.1	-3.4		9.2	230.7	-1,000.00	1,000.00	230.73	4.88
Нагр	23	ПС Чугуевка-2 ОРУ 500	500								517.5	3.5
Нагр	24	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220	220	0.7	0.2						237.21	7.82
Нагр	25	ПС Лозовая ОРУ 500	500								508.33	1.67
Ген	26	ПС Лозовая ОРУ 220	220	91.9	25.5		-89.3	228.5	-1,000.00	1,000.00	228.5	3.86
Ген	27	ПС Иман 220	220								232.32	5.6
Нагр	28	Нейтраль АТ1 ПС Иман 220	220								230.54	4.79
Нагр	29	НН АТ1 ПС Иман 220	35	7.6	3						38.04	8.68
Нагр	30	Нейтраль АТ2 ПС Иман 220	220								230.54	4.79
Нагр	31	НН АТ2 ПС Иман 220	35	8.4	3.1						38.01	8.61
Нагр	32	СН АТ ПС Иман 220	110	13.5	0.4						109.14	-0.79
Нагр	33	ПС Лесозаводск ОРУ 220	220								231.94	5.43
Нагр	34	Нейтраль Т1	220								216.68	-1.51
Нагр	35	Нейтраль Т2	220								216.68	-1.51
Нагр	36	ПС Лесозаводск КРУН 35	35	5.2	3.9						36.17	3.36
Нагр	37	ПС Лесозаводск ЗРУ 10	10	11.6	2.5						10.35	3.5
Нагр	38	НПС-38	220	7.2	1.7						232.9	5.87
Нагр	39	ПС Ружино/т	220	22.2	20.8						231.88	5.4
Нагр	40	ПС Кировка 220	220	10	4.1						230.74	4.88
Нагр	41	ПС Свягино/т 220	220	17.1	10						230.14	4.61
Ген	42	ПС Спасск ОРУ 220	220	45.1	15.7		-7.6	230.4	-1,000.00	1,000.00	230.44	4.75
Нагр	43	ПС Спасск ОРУ 110	110	38.8	19.2						119.5	8.64
Ген	44	ПС К ОРУ 220	220				8.3	235.2	-1,000.00	1,000.00	235.22	6.92

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q_min	Q_max	V	dV
Нагр	45	ПС К ОРУ 110	110	19.8	1.9						116.03	5.48
Нагр	46	ПС Высокогорск 220	220	0.1	1.2						234.34	6.52
Ген	47	ПС Горелое ОРУ 220	220				-11.5	233.6	-1,000.00	1,000.00	233.6	6.18
Нагр	48	ПС Горелое ОРУ 110	110	53.1	12.2						117.08	6.43
Ген	49	ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	220	68.2	13.5		-51.8	233.6	-1,000.00	1,000.00	233.55	6.16
Ген	50	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	220				-69.9	230.2	-1,000.00	1,000.00	230.21	4.64
Нагр	51	ПС Уссурийск-2 ОРУ 110	110	152.5	76.8						117.19	6.53
Ген	52	Партизанская ГРЭС ОРУ 220	220	48.8	10.1		2.3	229.3	-1,000.00	1,000.00	229.28	4.22
Нагр	53	ПС Губерова/т 220	220	11.1	7						232.65	5.75
Нагр	54	ПС Дмитриевка 110	110	0.6	0.2						118.9	8.09
Нагр	55	ПС Черниговка 110	110	2	0.7						118.4	7.64
Нагр	56	ПС Ярославка 110	110	29.4	3.1						117.2	6.54
Нагр	57	ПС Мучная 110	110	2.4	1						118.25	7.5
Нагр	58	ПС Вадимовка 110	110	14.5	3.1						117.58	6.89
Нагр	59	Отпайка 1 ПС Иман 220	220								232.32	5.6
Нагр	60	Отпайка 2 ПС Иман 220	220								232.33	5.6

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
Тр-р	1	2	ПримГРЭС ОРУ 500 – НН Т1 ПримГРЭС 500 кВ	2.56	137.5	4.5	1	0.032			151	-3	170
Тр-р	1	3	ПримГРЭС ОРУ 500 – Нейтраль АТ1 ПримГРЭС 500 кВ	0.58	61.1	8	0.5	1			59	-27	73
Тр-р	3	7	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС 500 кВ – ПримГРЭС ОРУ 220	0.39				0.46			-91	-29	109

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
Тр-р	3	5	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС 500 кВ – НН АТ1 ПримГРЭС 500 кВ	2.9	113.5			0.032			150	5	171
Тр-р	1	4	ПримГРЭС ОРУ 500 – Нейтраль АТ2 ПримГРЭС 500 кВ	0.58	61.1	8	0.5	1			59	-27	73
Тр-р	4	7	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС 500 кВ – ПримГРЭС ОРУ 220	0.39				0.46			-92	-28	109
Тр-р	4	6	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС 500 кВ – НН АТ2 ПримГРЭС 500 кВ	2.9	113.5			0.032			151	3	172
Тр-р	7	8	ПримГРЭС ОРУ 220 – НН Т1 ПримГРЭС ОРУ 220	0.3	12.85	38.4	7.5	0.065					
Тр-р	7	9	ПримГРЭС ОРУ 220 – Нейтраль АТ1 ПримГРЭС РУ 220	0.2	25.5	23.6	2.7	1			16	-72	183
Тр-р	9	13	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС ОРУ 220 – ПримГРЭС ОРУ 110	0.2				0.526			17	-68	178
Тр-р	9	11	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС ОРУ 220 – НН АТ1 ПримГРЭС ОРУ 220	0.4	45.1			0.046			-1	-1	3
Тр-р	7	10	ПримГРЭС ОРУ 220 – Нейтраль АТ2 ПримГРЭС ОРУ 220	0.2	25.5	23.6	2.7	1			16	-72	183
Тр-р	10	13	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС ОРУ 220 – ПримГРЭС ОРУ 110	0.2				0.526			16	-68	179
Тр-р	10	12	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС ОРУ 220 – НН АТ2 ПримГРЭС ОРУ 220	0.4	45.1			0.046			-1	-1	2
Тр-р	13	14	ПримГРЭС ОРУ 110 – НН Т1 ПримГРЭС ОРУ 110	0.37	12.3	46.6	8.2	0.087			72	14	355
Тр-р	15	16	ПС Дальневосточная ОРУ 500 – Нейтраль АТ1 ПС Дальневосточная ОРУ 500	0.58	61.1	8	0.5	1			-121	-119	198

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
Тр-р	16	20	Нейтраль АТ1 ПС Дальневосточная ОРУ 500 – ПС Дальневосточная ОРУ 220				0.499	2	2	-121	-110	196	
Тр-р	16	17	Нейтраль АТ1 ПС Дальневосточная ОРУ 500 – НН АТ1 ПС Дальневосточная	113.5			0.022			0	0	0	
Тр-р	15	18	ПС Дальневосточная ОРУ 500 – Нейтраль АТ2 ПС Дальневосточная 500	61.1	8	0.5	1			-121	-119	198	
Тр-р	18	20	Нейтраль АТ2 ПС Дальневосточная ОРУ 500 – ПС Дальневосточная ОРУ 220				0.499	2	2	-120	-110	196	
Тр-р	18	19	Нейтраль АТ2 ПС Дальневосточная ОРУ 500 – НН АТ2 ПС Дальневосточная	113.5			0.022			0	0	1	
Тр-р	21	22	ПС Владивосток ОРУ 500 – ПС Владивосток ОРУ 220	61.6	8	0.5	0.46			-209	-5	240	
Тр-р	50	51	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220 – ПС Уссурийск-2 ОРУ 110	59.2	11.8	1.2	0.526			-51	-30	148	
Тр-р	50	51	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220 – ПС Уссурийск-2 ОРУ 110	59.2	11.8	1.2	0.526			-51	-30	148	
Тр-р	50	51	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220 – ПС Уссурийск-2 ОРУ 110	59.2	11.8	1.2	0.526			-51	-30	148	
Тр-р	23	24	ПС Чугуевка-2 ОРУ 500 – ПС Чугуевка-2 ОРУ 220	61.1	8	0.5	0.46			-135	-18	152	
Тр-р	25	26	ПС Лозовая ОРУ 500 - ПС Лозовая 220	61.1	8	0.5	0.46			-107	-98	165	
Тр-р	27	28	ПС Иман220 – Нейтраль АТ1 ПС Иман220	104	6	0.9	1			-15	-4	38	
Тр-р	28	32	Нейтраль АТ1 ПС Иман220 – СН АТ ПС Иман 220				0.473	11	1	-7	0	18	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
Тр-р	28	29	Нейтраль АТ1 ПС Иман220 – НН АТ1 ПСИман220	2.8	195.6			0.167			-8	-3	21
Тр-р	27	30	ПС Иман220 - Нейтраль АТ2 ПС Иман220	1.4	104	6	0.9	1			-15	-4	38
Тр-р	30	32	Нейтраль АТ2 ПС Иман220 – СН АТ ПС Иман 220	1.4				0.473	11	1	-6	0	16
Тр-р	30	31	Нейтраль АТ2 ПС Иман 220 – НН АТ2 ПС Иман 220	2.8	195.6			0.167			-8	-3	23
Тр-р	44	45	ПС К ОРУ 220 - ПС К ОРУ 110	1.4	52	11.9	1.7	0.495	9	1	-20	-3	49
Тр-р	42	43	ПС Спасск ОРУ 220 - ПС Спасск ОРУ 110	1.03	59.2	11.8	1.2	0.526			-44	-14	116
Тр-р	42	43	ПС Спасск ОРУ 220 - ПС Спасск ОРУ 110	1.03	59.2	11.8	1.2	0.526			-44	-14	116
Тр-р	47	48	ПС Горелое ОРУ 220 – ПС Горелое ОРУ 110	1.3	59.2	11.8	1.2	0.505	8	1	-27	-7	68
Тр-р	47	48	ПС Горелое ОРУ 220 – ПС Горелое ОРУ 110	1.03	59.2	11.8	1.2	0.505	8	1	-27	-8	68
ЛЭП	1	23	ПримГРЭС ОРУ 500 – ПС Чугуевка-2 ОРУ 500	8.18	88.51	-529.6	5.1				-336	121	403
ЛЭП	1	15	ПримГРЭС ОРУ 500 – ПС Дальневосточная ОРУ 500	9.55	104.04	-628.4	6.3				-372	12	439
ЛЭП	15	21	ПС Дальневосточная ОРУ 500 – ПС Владивосток ОРУ 500	3.23	29.52	-189.5	1.6				-124	149	225
ЛЭП	25	21	ПС Лозовая ОРУ 500 – ПС Владивосток ОРУ 500	3.96	36.26	-233.2	1.9				-86	-53	161
ЛЭП	23	25	ПС Чугуевка-2 ОРУ 500 – ПС Лозовая ОРУ 500	6.44	58.74	-752.3	6.1				-196	37	279
ЛЭП	50	22	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220 – ПС Владивосток ОРУ 220	5.08	22.24	-136.9	2.7				-15	12	49

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
ЛЭП	20	50	ПС Дальневосточная ОРУ 220 – ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	4.68	20.46	-125.9	2.5				-100	-85	327
ЛЭП	20	50	ПС Дальневосточная ОРУ 220 – ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	6.64	29.09	-179	3.5				-71	-57	234
ЛЭП	20	42	ПС Дальневосточная ОРУ 220 – ПС Спасск ОРУ 220	6.06	26.51	-163.2	3.2				-52	-67	221
ЛЭП	20	49	ПС Дальневосточная ОРУ 220 – ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	9.16	32.93	-196.8	4.2				-2	-38	119
ЛЭП	7	38	ПримГРЭС ОРУ 220 - НПС-38	10.86	47.53	-292.5	5.7				-71	19	181
ЛЭП	7	53	ПримГРЭС ОРУ 220 - ПС Губерова/т 220	3.75	16.42	-101	2				-105	13	261
ЛЭП	53	59	ПС Губерова/т 220 – Отпайка 1 ПС Иман 220	3.91	17.12	-105.3	2.1				-93	18	235
ЛЭП	7	60	ПримГРЭС ОРУ 220 – Отпайка 2 ПС Иман 220	10.01	43.83	-269.7	5.3				-76	16	193
ЛЭП	59	27	Отпайка 1 ПС Иман 220 - ПС Иман 220	0.05	0.23	-1.4	0				-36	1	90
ЛЭП	60	27	Отпайка 2 ПС Иман 220 - ПС Иман 220	0.06	0.27	-1.7	0				7	-10	30
ЛЭП	59	33	Отпайка 1 ПС Иман220 – ПС Лесозаводск ОРУ220	6.81	29.82	-183.5	3.6				-56	14	143
ЛЭП	60	33	Отпайка 2 ПС Иман220 – ПС Лесозаводск ОРУ220	4.62	20.23	-124.5	2.4				-82	16	207
ЛЭП	38	33	НПС-38 - ПС Лесозаводск ОРУ 220	6.08	26.6	-163.7	3.2				-62	9	155
Тр-р	33	34	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - Нейтраль Т1	5.7	275	5.7	0.9	0.952	7	3	-8	-4	23
Тр-р	34	36	Нейтраль Т1 - ПС Лесозаводск КРУН 35	5.7				0.167			-3	-2	9
Тр-р	34	37	Нейтраль Т1 - ПС Лесозаводск ЗРУ 10	5.7	148			0.048			-6	-1	16
Тр-р	33	35	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - Нейтраль Т2	5.7	275	5.7	0.9	0.952	7	3	-8	-4	23

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
Тр-р	35	36	Нейтраль Т2 - ПС Лесозаводск КРУН 35	5.7				0.167			-3	-2	9
Тр-р	35	37	Нейтраль Т2 - ПС Лесозаводск ЗРУ 10	5.7	148			0.048			-6	-1	16
ЛЭП	33	39	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС Ружино/т	0.12	0.54	-3.3	0.1				-22	-21	76
ЛЭП	33	40	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС Кировка 220	5.54	24.24	-149.2	2.9				-113	15	284
ЛЭП	40	41	ПС Кировка 220 - ПС Свягино/т 220	4.36	19.1	-117.5	2.3				-102	17	258
ЛЭП	41	42	ПС Свягино/т 220 - ПС Спасск ОРУ 220	3.76	16.44	-101.2	2				-84	25	219
ЛЭП	33	44	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС К ОРУ 220	25.72	102.89	-625.3	12.7				-45	33	140
ЛЭП	44	46	ПС К ОРУ 220 - ПС Высокогорск 220	3.17	13.86	-85.3	1.7				-27	-6	71
ЛЭП	46	47	ПС Высокогорск 220 - ПС Горелое ОРУ 220	2.28	9.98	-61.4	1.2				-27	-10	73
ЛЭП	44	47	ПС К ОРУ 220 - ПС Горелое ОРУ 220	5.44	23.83	-146.6	2.9				-27	-6	74
ЛЭП	24	44	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 - ПС К ОРУ 220	11.93	52.23	-321.4	6.3				-31	7	79
ЛЭП	24	49	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 – ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	7.27	26.14	-156.3	3.4				-68	-11	171
ЛЭП	43	57	ПС Спасск ОРУ 110 - ПС Мучная 110	6.6	11.32	-70.5					-17	-3	85
ЛЭП	57	58	ПС Мучная 110 - ПС Вадимовка 110	4.11	7.04	-43.9					-15	-3	73
ЛЭП	43	54	ПС Спасск ОРУ 110 - ПС Дмитриевка 110	4.24	9.39	-61.3					-17	0	83
ЛЭП	43	54	ПС Спасск ОРУ 110 - ПС Дмитриевка 110	4.64	10.34	-67.6					-16	0	75
ЛЭП	54	55	ПС Дмитриевка 110 - ПС Черниговка 110	3.93	6.74	-42					-14	0	70
ЛЭП	54	56	ПС Дмитриевка 110 - ПС Ярославка 110	10.47	20.33	-129.7					-17	0	85
ЛЭП	55	56	ПС Черниговка 110 - ПС Ярославка 110	10.47	20.33	-129.7					-12	0	61
ЛЭП	24	52	ПС Чугуевка-2 ОРУ220 – Партизанская ГРЭС ОРУ 220	16.26	71.19	-438.1	8.6				-35	-7	112
ЛЭП	26	52	ПС Лозовая ОРУ 220 – Партизанская ГРЭС ОРУ 220	2.16	9.44	-58.1	1.1				-15	24	70

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
ЛЭП	33	42	ПС Лесозаводск ОРУ 220 – ПС Спасск ОРУ 220	15.56	68.14	-419.3	8.2				-90	21	230
ЛЭП	20	42	ПС Дальневосточная ОРУ220 – ПС Спасск 220	8.5	37.22	-229	4.5				-37	-44	164

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Место	Идоп 25	Идоп расч	I/L_dop
1	23	ПримГРЭС ОРУ 500 - ПС Чугуевка-2 ОРУ 500	403	370	ВН	2,040.00	2,539.80	15.9
1	15	ПримГРЭС ОРУ 500 - ПС Дальневосточная ОРУ 500	421	439	ВН	2,190.00	2,726.50	16.1
15	21	ПС Дальневосточная ОРУ 500 - ПС Владивосток ОРУ 500	225	186	ВН	2,040.00	884	25.5
25	21	ПС Лозовая ОРУ 500 - ПС Владивосток ОРУ 500	115	161	ВН	2,040.00	884	18.2
23	25	ПС Чугуевка-2 ОРУ 500 - ПС Лозовая ОРУ 500	222	279	ВН	2,040.00	884	31.5
50	22	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220 - ПС Владивосток ОРУ 220	49	40	ВН	710	884	5.5
20	50	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	316	327	ВН	710	884	37
20	50	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	219	234	ВН	710	884	26.5
20	42	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Спасск ОРУ 220	203	221	ВН	710	884	25
20	49	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	92	119	ВН	605	753.2	15.8
7	38	ПримГРЭС ОРУ 220 - НПС-38	181	173	ВН	710	884	20.4
7	53	ПримГРЭС ОРУ 220 - ПС Губерова/т 220	261	259	ВН	710	884	29.6
53	59	ПС Губерова/т 220 - Отпайка 1 ПС Иман 220	235	232	ВН	710	884	26.6
7	60	ПримГРЭС ОРУ 220 - Отпайка 2 ПС Иман 220	193	187	ВН	710	884	21.8
59	27	Отпайка 1 ПС Иман 220 - ПС Иман 220	90	90	ВН	710	884	10.2
60	27	Отпайка 2 ПС Иман 220 - ПС Иман 220	30	30	ВН	710	884	3.4
59	33	Отпайка 1 ПС Иман 220 - ПС Лесозаводск ОРУ 220	143	138	ВН	710	884	16.1

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Место	Идоп 25	Идоп расч	I/I_dop
60	33	Отпайка 2 ПС Иман 220 - ПС Лесозаводск ОРУ 220	207	203	ВН	710	884	23.4
38	33	НПС-38 - ПС Лесозаводск ОРУ 220	155	153	ВН	710	884	17.6
33	39	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС Ружино/т	75	76	ВН	710	884	8.6
33	40	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС Кировка 220	284	281	ВН	710	884	32.1
40	41	ПС Кировка 220 - ПС Свягино/т 220	258	255	ВН	710	884	29.2
41	42	ПС Свягино/т 220 - ПС Спасск ОРУ 220	219	215	ВН	710	884	24.7
33	44	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС К ОРУ 220	140	107	ВН	710	884	15.8
44	46	ПС К ОРУ 220 - ПС Высокогорск 220	68	71	ВН	710	884	8.1
46	47	ПС Высокогорск 220 - ПС Горелое ОРУ 220	70	73	ВН	710	884	8.3
44	47	ПС К ОРУ 220 - ПС Горелое ОРУ 220	68	74	ВН	710	884	8.4
24	44	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 - ПС К ОРУ 220	77	79	ВН	710	884	8.9
24	49	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 - ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	168	171	ВН	605	753.2	22.8
43	57	ПС Спасск ОРУ 110 - ПС Мучная 110	84	85	ВН	390	485.6	17.4
57	58	ПС Мучная 110 - ПС Вадимовка 110	72	73	ВН	390	485.6	15
43	54	ПС Спасск ОРУ 110 - ПС Дмитриевка 110	83	83	ВН	520	647.4	12.8
43	54	ПС Спасск ОРУ 110 - ПС Дмитриевка 110	75	75	ВН	520	647.4	11.6
54	55	ПС Дмитриевка 110 - ПС Черниговка 110	70	70	ВН	390	485.6	14.5
54	56	ПС Дмитриевка 110 - ПС Ярославка 110	84	85	ВН	520	647.4	13.1
55	56	ПС Черниговка 110 - ПС Ярославка 110	60	61	ВН	520	647.4	9.4
24	52	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 - Партизанская ГРЭС ОРУ 220	87	112	ВН	710	884	12.7
26	52	ПС Лозовая ОРУ 220 - Партизанская ГРЭС ОРУ 220	70	64	ВН	710	884	8
33	42	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС Спасск ОРУ 220	230	219	ВН	710	884	26
20	42	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Спасск ОРУ 220	139	164	ВН	710	884	18.5

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Послеаварийный минимальный режим в схеме с учетом ввода воздушной линии:

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q_min	Q_max	V	dV
База	1	ПримГРЭС ОРУ 500	500			346.8	97.1	510.5	-277.5	555	510.52	2.1
Ген	2	НН Т1 ПримГРЭС ОРУ 500 кВ	16	18.9	13.4	170	23.9	16.4	-85	170	16.4	2.5
Нагр	3	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС 500 кВ	500								505.71	1.14
Нагр	4	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС 500 кВ	500								505.71	1.14
Нагр	5	НН АТ1 ПримГРЭС 500 кВ	16	15.9	12.3	166	35.5	16.3	-83	166	16.34	2.12
Ген	6	НН АТ2 ПримГРЭС 500 кВ	16	17.6	11.9	169	33.8	16.3	-84.5	169	16.33	2.06
Ген+	7	ПримГРЭС ОРУ 220	220	5.9	3.4	43	43	240.1	-21.5	43	232.48	5.67
Ген	8	НН Т1 ПримГРЭС ОРУ 220	16									
Нагр	9	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС ОРУ 220	220								225.73	2.6
Нагр	10	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС ОРУ 220	220								225.73	2.6
Ген	11	НН АТ1 ПримГРЭС ОРУ 220	10	0.7	1						10.37	3.75
Нагр	12	НН АТ2 ПримГРЭС ОРУ 220	10	0.6	0.6						10.38	3.78
Ген	13	ПримГРЭС ОРУ 110	110	38.7	-6.1		-138.1	118.7	-1,000.00	1,000.00	118.74	7.95
Ген	14	НН Т1 ПримГРЭС ОРУ110	10	11.3	8.9	83.2	28.1	10.5	-41.6	83	10.5	5
Нагр	15	ПС Дальневосточная ОРУ 500	500								491.09	-1.78
Нагр	16	Нейтраль АТ1 ПС Дальневосточная 500	500								480.11	-3.98

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q_min	Q_max	V	dV
Нагр	17	НН АТ1 ПС Дальневосточная	10								10.56	5.62
Нагр	18	Нейтраль АТ2 ПС Дальневосточная 500	500								480.11	-3.98
Нагр	19	НН АТ2 ПС Дальневосточная	10	0.4	0.2						10.56	5.61
Нагр	20	ПС Дальневосточная ОРУ 220	220	16.5	-26.1						234.79	6.72
Нагр	21	ПС Владивосток ОРУ 500	500								499.84	-0.03
Ген	22	ПС Владивосток ОРУ 220	220	223.1	-3.4		43.6	230.7	-1,000.00	1,000.00	230.73	4.88
Нагр	23	ПС Чугуевка-2 ОРУ 500	500								515	3
Нагр	24	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220	220	0.7	0.2						235.17	6.9
Нагр	25	ПС Лозовая ОРУ 500	500								506.91	1.38
Ген	26	ПС Лозовая ОРУ 220	220	91.9	25.5		-76.4	228.5	-1,000.00	1,000.00	228.5	3.86
Ген	27	ПС Иман 220	220				120.2	226.8	-1,000.00	1,000.00	226.8	3.09
Нагр	28	Нейтраль АТ1 ПС Иман 220	220								224.97	2.26
Нагр	29	НН АТ1 ПС Иман 220	35	7.6	3						37.09	5.98
Нагр	30	Нейтраль АТ2 ПС Иман 220	220								224.96	2.26
Нагр	31	НН АТ2 ПС Иман 220	35	8.4	3.1						37.07	5.91
Нагр	32	СН АТ ПС Иман 220	110	13.5	0.4						106.5	-3.18
Нагр	33	ПС Лесозаводск ОРУ 220	220								222.19	1
Нагр	34	Нейтраль Т1	220								211.2	-4
Нагр	35	Нейтраль Т2	220								211.2	-4
Нагр	36	ПС Лесозаводск КРУН 35	35	5.2	3.9						35.26	0.74
Нагр	37	ПС Лесозаводск ЗРУ 10	10	11.6	2.5						10.09	0.86
Нагр	38	НПС-38	220	7.2	1.7						223.22	1.47
Нагр	39	ПС Ружино/т	220	22.2	20.8						222.13	0.97

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V зд	Q_min	Q_max	V	dV
Нагр	40	ПС Кировка 220	220	10	4.1						221.86	0.85
Нагр	41	ПС Свягино/т 220	220	17.1	10						225	2.27
Ген	42	ПС Спасск ОРУ 220	220	45.1	15.7		166.6	230.4	-1,000.00	1,000.00	230.44	4.75
Нагр	43	ПС Спасск ОРУ 110	110	38.8	19.2						119.5	8.64
Ген	44	ПС К ОРУ 220	220				51	235.2	-1,000.00	1,000.00	235.22	6.92
Нагр	45	ПС К ОРУ 110	110	19.8	1.9						116.03	5.48
Нагр	46	ПС Высокогорск 220	220	0.1	1.2						235.29	6.95
Ген	47	ПС Горелое ОРУ 220	220				-11.5	233.6	-1,000.00	1,000.00		
Нагр	48	ПС Горелое ОРУ 110	110	53.1	12.2							
Ген	49	ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	220	68.2	13.5		0.4	233.6	-1,000.00	1,000.00	233.55	6.16
Ген	50	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	220				-101.1	230.2	-1,000.00	1,000.00	230.21	4.64
Нагр	51	ПС Уссурийск-2 ОРУ 110	110	152.5	76.8							
Ген	52	Партизанская ГРЭС ОРУ 220	220	48.8	10.1		9.3	229.3	-1,000.00	1,000.00	229.28	4.22
Нагр	53	ПС Губерово/т 220	220	11.1	7						228.12	3.69
Нагр	54	ПС Дмитриевка 110	110	0.6	0.2						118.9	8.09
Нагр	55	ПС Черниговка 110	110	2	0.7						118.4	7.64
Нагр	56	ПС Ярославка 110	110	29.4	3.1						117.2	6.54
Нагр	57	ПС Мучная 110	110	2.4	1						118.25	7.5
Нагр	58	ПС Вадимовка 110	110	14.5	3.1						117.57	6.89
Нагр	59	Отпайка 1 ПС Иман 220	220								226.76	3.07
Нагр	60	Отпайка 2 ПС Иман 220	220								226.73	3.06

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
Тр-р	1	2	ПримГРЭС ОРУ 500 – НН Т1 ПримГРЭС 500 кВ	2.56	137.5	4.5	1	0.032			151	-3	170
Тр-р	1	3	ПримГРЭС ОРУ 500 – Нейтраль АТ1 ПримГРЭС 500 кВ	0.58	61.1	8	0.5	1			-249	-47	286
Тр-р	3	7	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС 500 кВ – ПримГРЭС ОРУ 220	0.39				0.46			-398	-43	457
Тр-р	3	5	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС 500 кВ – НН АТ1 ПримГРЭС 500 кВ	2.9	113.5			0.032			150	13	172
Тр-р	1	4	ПримГРЭС ОРУ 500 – Нейтраль АТ2 ПримГРЭС 500 кВ	0.58	61.1	8	0.5	1			-249	-47	286
Тр-р	4	7	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС 500 кВ – ПримГРЭС ОРУ 220	0.39				0.46			-400	-42	459
Тр-р	4	6	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС 500 кВ – НН АТ2 ПримГРЭС 500 кВ	2.9	113.5			0.032			151	12	173
Тр-р	7	8	ПримГРЭС ОРУ 220 – НН Т1 ПримГРЭС ОРУ 220	0.3	12.85	38.4	7.5	0.065					
Тр-р	7	9	ПримГРЭС ОРУ 220 – Нейтраль АТ1 ПримГРЭС РУ 220	0.2	25.5	23.6	2.7	1			16	-63	161
Тр-р	9	13	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС ОРУ 220 – ПримГРЭС ОРУ 110	0.2				0.526			17	-59	156
Тр-р	9	11	Нейтраль АТ1 ПримГРЭС ОРУ 220 – НН АТ1 ПримГРЭС ОРУ 220	0.4	45.1			0.046			-1	-1	3
Тр-р	7	10	ПримГРЭС ОРУ 220 – Нейтраль АТ2 ПримГРЭС ОРУ 220	0.2	25.5	23.6	2.7	1			16	-63	161
Тр-р	10	13	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС ОРУ 220 – ПримГРЭС ОРУ 110	0.2				0.526			16	-59	157

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
Тр-р	10	12	Нейтраль АТ2 ПримГРЭС ОРУ 220 – НН АТ2 ПримГРЭС ОРУ 220	0.4	45.1			0.046			-1	-1	2
Тр-р	13	14	ПримГРЭС ОРУ 110 – НН Т1 ПримГРЭС ОРУ110	0.37	12.3	46.6	8.2	0.087			72	14	355
Тр-р	15	16	ПС Дальневосточная ОРУ 500 – Нейтраль АТ1 ПС Дальневосточная ОРУ 500	0.58	61.1	8	0.5	1			78	-92	141
Тр-р	16	20	Нейтраль АТ1 ПС Дальневосточная ОРУ 500 – ПС Дальневосточная ОРУ 220	0.39				0.489	3	2	78	-86	140
Тр-р	16	17	Нейтраль АТ1 ПС Дальневосточная ОРУ 500 – НН АТ1 ПС Дальневосточная	2.9	113.5			0.022			0	0	0
Тр-р	15	18	ПС Дальневосточная ОРУ 500 – Нейтраль АТ2 ПС Дальневосточная 500	0.58	61.1	8	0.5	1			78	-92	141
Тр-р	18	20	Нейтраль АТ2 ПС Дальневосточная ОРУ 500 – ПС Дальневосточная ОРУ 220	0.39				0.489	3	2	78	-86	140
Тр-р	18	19	Нейтраль АТ2 ПС Дальневосточная ОРУ 500 – НН АТ2 ПС Дальневосточная	2.9	113.5			0.022			0	0	1
Тр-р	21	22	ПС Владивосток ОРУ 500 – ПС Владивосток ОРУ 220	0.97	61.6	8	0.5	0.46			-115	12	134
Тр-р	50	51	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220 – ПС Уссурийск-2 ОРУ 110	1.03	59.2	11.8	1.2	0.526					
Тр-р	50	51	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220 – ПС Уссурийск-2 ОРУ 110	1.03	59.2	11.8	1.2	0.526					
Тр-р	50	51	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220 – ПС Уссурийск-2 ОРУ 110	1.03	59.2	11.8	1.2	0.526					
Тр-р	23	24	ПС Чугуевка-2 ОРУ 500 – ПС Чугуевка-2 ОРУ 220	0.97	61.1	8	0.5	0.46			62	-35	80

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
Тр-р	25	26	ПС Лозовая ОРУ 500 - ПС Лозовая 220	0.97	61.1	8	0.5	0.46			-99	-86	150
Тр-р	27	28	ПС Иман220 – Нейтраль АТ1 ПС Иман220	1.4	104	6	0.9	1			-15	-4	39
Тр-р	28	32	Нейтраль АТ1 ПС Иман220 – СН АТ ПС Иман 220	1.4				0.473	11	1	-7	0	18
Тр-р	28	29	Нейтраль АТ1 ПС Иман220 – НН АТ1 ПСИман220	2.8	195.6			0.167			-8	-3	21
Тр-р	27	30	ПС Иман220 - Нейтраль АТ2 ПС Иман220	1.4	104	6	0.9	1			-15	-4	39
Тр-р	30	32	Нейтраль АТ2 ПС Иман220 – СН АТ ПС Иман 220	1.4				0.473	11	1	-6	0	16
Тр-р	30	31	Нейтраль АТ2 ПС Иман 220 – НН АТ2 ПС Иман 220	2.8	195.6			0.167			-8	-3	23
Тр-р	44	45	ПС К ОРУ 220 - ПС К ОРУ 110	1.4	52	11.9	1.7	0.495	9	1	-20	-3	49
Тр-р	42	43	ПС Спасск ОРУ 220 - ПС Спасск ОРУ 110	1.03	59.2	11.8	1.2	0.526			-44	-14	116
Тр-р	42	43	ПС Спасск ОРУ 220 - ПС Спасск ОРУ 110	1.03	59.2	11.8	1.2	0.526			-44	-14	116
Тр-р	47	48	ПС Горелое ОРУ 220 – ПС Горелое ОРУ 110	1.3	59.2	11.8	1.2	0.505	8	1			
Тр-р	47	48	ПС Горелое ОРУ 220 – ПС Горелое ОРУ 110	1.03	59.2	11.8	1.2	0.505	8	1			
ЛЭП	1	23	ПримГРЭС ОРУ 500 – ПС Чугуевка-2 ОРУ 500	8.18	88.51	-529.6	5.1						
ЛЭП	1	15	ПримГРЭС ОРУ 500 – ПС Дальневосточная ОРУ 500	9.55	104.04	-628.4	6.3						
ЛЭП	15	21	ПС Дальневосточная ОРУ 500 – ПС Владивосток ОРУ 500	3.23	29.52	-189.5	1.6				-156	184	283
ЛЭП	25	21	ПС Лозовая ОРУ 500 – ПС Владивосток ОРУ 500	3.96	36.26	-233.2	1.9				39	-73	158

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
ЛЭП	23	25	ПС Чугуевка-2 ОРУ 500 – ПС Лозовая ОРУ 500	6.44	58.74	-752.3	6.1				-62	35	194
ЛЭП	50	22	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220 – ПС Владивосток ОРУ 220	5.08	22.24	-136.9	2.7				-109	31	286
ЛЭП	20	50	ПС Дальневосточная ОРУ 220 – ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	4.68	20.46	-125.9	2.5				-65	-35	189
ЛЭП	20	50	ПС Дальневосточная ОРУ 220 – ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	6.64	29.09	-179	3.5				-46	-22	136
ЛЭП	20	42	ПС Дальневосточная ОРУ 220 – ПС Спасск ОРУ 220	6.06	26.51	-163.2	3.2				194	-90	535
ЛЭП	20	49	ПС Дальневосточная ОРУ 220 – ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	9.16	32.93	-196.8	4.2				-49	9	123
ЛЭП	7	38	ПримГРЭС ОРУ 220 - НПС-38	10.86	47.53	-292.5	5.7				-249	-8	619
ЛЭП	7	53	ПримГРЭС ОРУ 220 - ПС Губерово/т 220	3.75	16.42	-101	2				-351	2	872
ЛЭП	53	59	ПС Губерово/т 220 – Отпайка 1 ПС Иман 220	3.91	17.12	-105.3	2.1				-331	41	845
ЛЭП	7	60	ПримГРЭС ОРУ 220 – Отпайка 2 ПС Иман 220	10.01	43.83	-269.7	5.3				-265	8	659
ЛЭП	59	27	Отпайка 1 ПС Иман 220 - ПС Иман 220	0.05	0.23	-1.4	0				-102	66	309
ЛЭП	60	27	Отпайка 2 ПС Иман 220 - ПС Иман 220	0.06	0.27	-1.7	0				72	45	217
ЛЭП	59	33	Отпайка 1 ПС Иман220 – ПС Лесозаводск ОРУ220	6.81	29.82	-183.5	3.6				-221	6	564
ЛЭП	60	33	Отпайка 2 ПС Иман220 – ПС Лесозаводск ОРУ220	4.62	20.23	-124.5	2.4				-324	5	825
ЛЭП	38	33	НПС-38 - ПС Лесозаводск ОРУ 220	6.08	26.6	-163.7	3.2				-229	33	598
Тр-р	33	34	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - Нейтраль Т1	5.7	275	5.7	0.9	0.971	9	3	-8	-4	24

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
Тр-р	34	36	Нейтраль Т1 - ПС Лесозаводск КРУН 35	5.7				0.167			-3	-2	9
Тр-р	34	37	Нейтраль Т1 - ПС Лесозаводск ЗРУ 10	5.7	148			0.048			-6	-1	16
Тр-р	33	35	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - Нейтраль Т2	5.7	275	5.7	0.9	0.971	9	3	-8	-4	24
Тр-р	35	36	Нейтраль Т2 - ПС Лесозаводск КРУН 35	5.7				0.167			-3	-2	9
Тр-р	35	37	Нейтраль Т2 - ПС Лесозаводск ЗРУ 10	5.7	148			0.048			-6	-1	16
ЛЭП	33	39	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС Ружино/т	0.12	0.54	-3.3	0.1				-22	-21	79
ЛЭП	33	40	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС Кировка 220	5.54	24.24	-149.2	2.9				-296	45	778
ЛЭП	40	41	ПС Кировка 220 - ПС Свягино/т 220	4.36	19.1	-117.5	2.3				-276	86	752
ЛЭП	41	42	ПС Свягино/т 220 - ПС Спасск ОРУ 220	3.76	16.44	-101.2	2				-251	122	717
ЛЭП	33	44	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС К ОРУ 220	25.72	102.89	-625.3	12.7				-166	54	453
ЛЭП	44	46	ПС К ОРУ 220 - ПС Высокогорск 220	3.17	13.86	-85.3	1.7				0	4	9
ЛЭП	46	47	ПС Высокогорск 220 - ПС Горелое ОРУ 220	2.28	9.98	-61.4	1.2						
ЛЭП	44	47	ПС К ОРУ 220 - ПС Горелое ОРУ 220	5.44	23.83	-146.6	2.9						
ЛЭП	24	44	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 - ПС К ОРУ 220	11.93	52.23	-321.4	6.3				126	-28	328
ЛЭП	24	49	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 – ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	7.27	26.14	-156.3	3.4				-20	-5	59
ЛЭП	43	57	ПС Спасск ОРУ 110 - ПС Мучная 110	6.6	11.32	-70.5					-17	-3	85
ЛЭП	57	58	ПС Мучная 110 - ПС Вадимовка 110	4.11	7.04	-43.9					-15	-3	73
ЛЭП	43	54	ПС Спасск ОРУ 110 - ПС Дмитриевка 110	4.24	9.39	-61.3					-17	0	83
ЛЭП	43	54	ПС Спасск ОРУ 110 - ПС Дмитриевка 110	4.64	10.34	-67.6					-16	0	75
ЛЭП	54	55	ПС Дмитриевка 110 - ПС Черниговка 110	3.93	6.74	-42					-14	0	70
ЛЭП	54	56	ПС Дмитриевка 110 - ПС Ярославка 110	10.47	20.33	-129.7					-17	0	85
ЛЭП	55	56	ПС Черниговка 110 - ПС Ярославка 110	10.47	20.33	-129.7					-12	0	61

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
ЛЭП	24	52	ПС Чугуевка-2 ОРУ220 – Партизанская ГРЭС ОРУ 220	16.26	71.19	-438.1	8.6				-43	1	116
ЛЭП	26	52	ПС Лозовая ОРУ 220 – Партизанская ГРЭС ОРУ 220	2.16	9.44	-58.1	1.1				-7	22	59
ЛЭП	33	42	ПС Лесозаводск ОРУ 220 – ПС Спасск ОРУ 220	15.56	68.14	-419.3	8.2				-251	48	663
ЛЭП	20	42	ПС Дальневосточная ОРУ220 – ПС Спасск 220	8.5	37.22	-229	4.5				138	-61	384

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Место	Идоп 25	Идоп расч	I/I_dop
1	23	ПримГРЭС ОРУ 500 - ПС Чугуевка-2 ОРУ 500			ВН	2,040.00	2,539.80	
1	15	ПримГРЭС ОРУ 500 - ПС Дальневосточная ОРУ 500			ВН	2,190.00	2,726.50	
15	21	ПС Дальневосточная ОРУ 500 - ПС Владивосток ОРУ 500	283	243	ВН	2,040.00	884	32
25	21	ПС Лозовая ОРУ 500 - ПС Владивосток ОРУ 500	94	158	ВН	2,040.00	884	17.8
23	25	ПС Чугуевка-2 ОРУ 500 - ПС Лозовая ОРУ 500	80	194	ВН	2,040.00	884	22
50	22	ПС Уссурийск-2 ОРУ 220 - ПС Владивосток ОРУ 220	286	280	ВН	710	884	32.3
20	50	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	181	189	ВН	710	884	21.4
20	50	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Уссурийск-2 ОРУ 220	125	136	ВН	710	884	15.4
20	42	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Спасск ОРУ 220	526	535	ВН	710	884	60.5
20	49	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	123	119	ВН	605	753.2	16.3
7	38	ПримГРЭС ОРУ 220 - НПС-38	619	616	ВН	710	884	70
7	53	ПримГРЭС ОРУ 220 - ПС Губерова/т 220	872	871	ВН	710	884	98.7

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Место	Идоп 25	Идоп расч	I/I_dop
53	59	ПС Губерово/т 220 - Отпайка 1 ПС Иман 220	845	843	ВН	710	884	95.6
7	60	ПримГРЭС ОРУ 220 - Отпайка 2 ПС Иман 220	659	655	ВН	710	884	74.6
59	27	Отпайка 1 ПС Иман 220 - ПС Иман 220	309	309	ВН	710	884	34.9
60	27	Отпайка 2 ПС Иман 220 - ПС Иман 220	217	216	ВН	710	884	24.5
59	33	Отпайка 1 ПС Иман 220 - ПС Лесозаводск ОРУ 220	564	562	ВН	710	884	63.8
60	33	Отпайка 2 ПС Иман 220 - ПС Лесозаводск ОРУ 220	825	824	ВН	710	884	93.4
38	33	НПС-38 - ПС Лесозаводск ОРУ 220	598	594	ВН	710	884	67.7
33	39	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС Ружино/т	79	79	ВН	710	884	8.9
33	40	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС Кировка 220	778	773	ВН	710	884	88
40	41	ПС Кировка 220 - ПС Свягино/т 220	752	746	ВН	710	884	85
41	42	ПС Свягино/т 220 - ПС Спасск ОРУ 220	717	710	ВН	710	884	81.1
33	44	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС К ОРУ 220	453	419	ВН	710	884	51.3
44	46	ПС К ОРУ 220 - ПС Высокогорск 220	9	3	ВН	710	884	1
46	47	ПС Высокогорск 220 - ПС Горелое ОРУ 220			ВН	710	884	
44	47	ПС К ОРУ 220 - ПС Горелое ОРУ 220			ВН	710	884	
24	44	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 - ПС К ОРУ 220	317	328	ВН	710	884	37.1
24	49	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 - ПС Арсеньев-2 ОРУ 220	51	59	ВН	605	753.2	7.8
43	57	ПС Спасск ОРУ 110 - ПС Мучная 110	84	85	ВН	390	485.6	17.4
57	58	ПС Мучная 110 - ПС Вадимовка 110	72	73	ВН	390	485.6	15
43	54	ПС Спасск ОРУ 110 - ПС Дмитриевка 110	83	83	ВН	520	647.4	12.8
43	54	ПС Спасск ОРУ 110 - ПС Дмитриевка 110	75	75	ВН	520	647.4	11.6
54	55	ПС Дмитриевка 110 - ПС Черниговка 110	70	70	ВН	390	485.6	14.5
54	56	ПС Дмитриевка 110 - ПС Ярославка 110	84	85	ВН	520	647.4	13.1

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет установившихся режимов в ПВК RastrWin3

N нач	N кон	Название	I нач	I кон	Место	Идоп 25	Идоп расч	I/I_dop
55	56	ПС Черниговка 110 - ПС Ярославка 110	60	61	ВН	520	647.4	9.4
24	52	ПС Чугуевка-2 ОРУ 220 - Партизанская ГРЭС ОРУ 220	105	116	ВН	710	884	13.1
26	52	ПС Лозовая ОРУ 220 - Партизанская ГРЭС ОРУ 220	59	51	ВН	710	884	6.6
33	42	ПС Лесозаводск ОРУ 220 - ПС Спасск ОРУ 220	663	645	ВН	710	884	75
20	42	ПС Дальневосточная ОРУ 220 - ПС Спасск ОРУ 220	372	384	ВН	710	884	43.4

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Расчет токов короткого замыкания

Для генераторов:

1. Прямая последовательность

ТГВ - 200 - 2МУЗ:

$$x''_{d.1} := 0.225 \quad U_{НОМ1} := 15.75 \text{ кВ} \quad S_{НОМ.1} := 247 \text{ МВА} \quad \cos\varphi := 0.85$$

$$X_{Г1} := x''_{d.1} \cdot \frac{U_{НОМ1}^2}{S_{НОМ.1}} = 0.226 \text{ Ом}$$

ТВФ - 120 - 2УЗ:

$$x''_{d.2} := 0.192 \quad U_{НОМ2} := 10.5 \text{ кВ} \quad S_{НОМ.2} := 125 \text{ МВА} \quad \cos\varphi := 0.8$$

$$X_{Г2} := x''_{d.2} \cdot \frac{U_{НОМ2}^2}{S_{НОМ.2}} = 0.169 \text{ Ом}$$

2. Обратная последовательность

$$X_{Г1.о.п.} := 1.22 \cdot X_{Г1} = 0.276 \text{ Ом}$$

$$X_{Г2.о.п.} := 1.22 \cdot X_{Г2} = 0.207 \text{ Ом}$$

3. ЭДС генераторов

$$E''_1 := 1.13 \cdot U_{НОМ1} = 17.797 \text{ кВ}$$

$$E''_2 := 1.13 \cdot U_{НОМ2} = 11.865 \text{ кВ}$$

Периодическая составляющая токов трехфазного короткого замыкания для каждой расчетной точки:

$$I_{по.К1} := 5.42 \text{ кА}$$

$$I_{по.К2} := 7.44 \text{ кА}$$

$$I_{по.К3} := 18.32 \text{ кА}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г
Расчет токов короткого замыкания

Ударный ток КЗ в точке К1:

$$T_{a.K1} := 0.05 \text{ с}$$

$$K_{уд.K1} := 1.8$$

$$i_{уд.K1} := \sqrt{2} \cdot I_{по.K1} \cdot K_{уд.K1} = 13.797 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в точке К1:

$$i_{a.K1} := \sqrt{2} \cdot I_{по.K1} = 7.665 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ в точке К2:

$$T_{a.K2} := 0.06 \text{ с}$$

$$K_{уд.K2} := 1.85$$

$$i_{уд.K2} := \sqrt{2} \cdot I_{по.K2} \cdot K_{уд.K2} = 19.465 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в точке К1:

$$i_{a.K2} := \sqrt{2} \cdot I_{по.K2} = 10.522 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ в точке К3:

$$T_{a.K3} := 0.06 \text{ с}$$

$$K_{уд.K3} := 1.85$$

$$i_{уд.K3} := \sqrt{2} \cdot I_{по.K3} \cdot K_{уд.K3} = 47.931 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в точке К3:

$$i_{a.K3} := \sqrt{2} \cdot I_{по.K3} = 25.908 \text{ кА}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Грозоупорность ВЛ 220 кВ «Лесозаводск-Спасск-Дальневосточная»

Исходные данные:

Номинальное напряжение: 220 кВ

Марка провода ВЛ: АС 300/39

Тип подвешного изолятора: ПС300В

Число изоляторов в гирлянде: $n_{из} := 15$

Высота изолятора, м: $H_{из} := 0.195$

Длина пути тока утечки, м: $L_{ут} := 0.390$

Длина ВЛ, км: $L := 245.58$

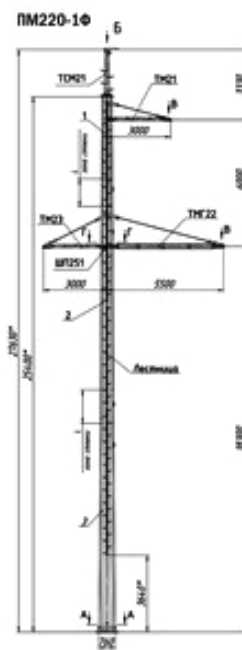
Число грозových часов в год
(Приморский край): $N_{г.ч} := 20$

Наибольшее длительно допустимое рабочее (линейное)
напряжение, кВ:

$U_{дл.доп} := 252$

1. Удар молнии в опору

Тип опоры: П220-1ф



ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Грозоупорность ВЛ 220 кВ «Лесозаводск-Спасск-Дальневосточная»

Длина разрядного пути:

$$L_{\text{разр}} := n_{\text{из}} \cdot H_{\text{из}} = 2.925 \quad \text{м}$$

Коэффициент перехода импульсного перекрытия в дугу тока пром. частоты:

$$\eta := \left(0.92 \cdot \frac{U_{\text{дл. доп}}}{L_{\text{разр}}} - 6 \right) \cdot 10^{-2} = 0.733$$

Коэффициент, учитывающий разницу в конструкции изоляторов:

$$k_{\text{кон}} := \frac{L_{\text{ут}}}{H_{\text{из}}} = 2$$

Время перекрытия изоляции, мкс:

$$t := 10$$

Коэффициент, учитывающий снижение градиента разрядного напряжения с увеличением длины гирлянды:

$$k_E := 1$$

$$U_{50\%} := 340 \cdot k_{\text{кон}} \cdot k_E \cdot L_{\text{разр}} \cdot \left(1 + \frac{15}{t + 9.5} \right)$$

$$U_{50\%} = 3519 \quad \text{кВ}$$

Импульсное сопротивление заземлителя, Ом:

$$R_{\text{и}} := 15$$

Высота опоры, м:

$$h_{\text{опоры}} := 27.63$$

$$\delta := 0.3 \quad (\text{для одного троса})$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Грозоупорность ВЛ 220 кВ «Лесозаводск-Спасск-Дальневосточная»

Крутизна тока молнии:

$$I_{кр} := \frac{U_{50\%}}{R_{и} + \delta \cdot h_{опоры}} = 151.101$$

Вероятность перекрытия линейной изоляции:

$$P_{опоры} := e^{-0.04 \cdot I_{кр}}$$

$$P_{опоры} = 0.0023719$$

Высота подвеса троса на опоре, м:

$$h_{тр} := 27.63$$

Длина пролета, м:

$$L_{прол} := 400$$

Плотность разрядов молнии на землю:

$$p_0 := 0.05 \cdot N_{г.ч} = 1$$

Минимальное расстояние между системой провод-земля, м:

$$h_{г} := 7 \quad (\text{для } 220 \text{ кВ})$$

$$h_{пр.в} := 24.3 - L_{разр}$$

$$h_{пр.в} = 21.4$$

$$h_{пр.н} := 18.3 - L_{разр}$$

$$h_{пр.н} = 15.4$$

$$h_{тр.пр} := 7$$

Расстояние между системой "трос-трос":

$$d_{тр.тр} := 0 \quad (\text{так как один трос})$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Грозоупорность ВЛ 220 кВ «Лесозаводск-Спасск-Дальневосточная»

$$h_{\text{тр.пр}} > h_{\text{тр}} - h_{\text{пр.в}}$$

Тогда стрела провеса троса и провода:

$$f_{\text{тр}} := h_{\text{тр}} - h_{\Gamma} - (h_{\text{пр.в}} - h_{\text{пр.н}}) - h_{\text{тр.пр}} = 7.63 \quad \text{м}$$

$$f_{\text{пр}} := h_{\text{пр.н}} - h_{\Gamma} = 8.375 \quad \text{м}$$

Средняя высота подвеса троса:

$$h_{\text{тр.ср}} := h_{\text{тр}} - \frac{2}{3} \cdot f_{\text{тр}} = 22.543 \quad \text{м}$$

Общее число ударов молнии на 100 км длины линии:

$$N_{\text{мол}} := 0.2 \cdot p_0 \cdot \left(\frac{d_{\text{тр.тр}}}{2} + 5 \cdot h_{\text{тр.ср}} - \frac{2 \cdot h_{\text{тр.ср}}^2}{30} \right) = 15.767$$

Число ударов в опору:

$$N_{\text{оп}} := 4 \cdot N \cdot \frac{h_{\text{тр}}}{L_{\text{прол}}} = 4.357$$

Вероятность успешной работы АПВ:

$$p_{\text{АПВ}} := 0.8 \quad (\text{для } 220 \text{ кВ})$$

Удельное число грозových отключений линии при ударе молнии в опору:

$$n_{\text{оп}} := N_{\text{оп}} \cdot P_{\text{опоры}} \cdot \eta \cdot (1 - p_{\text{АПВ}})$$

$$n_{\text{оп}} = 0.0015141$$

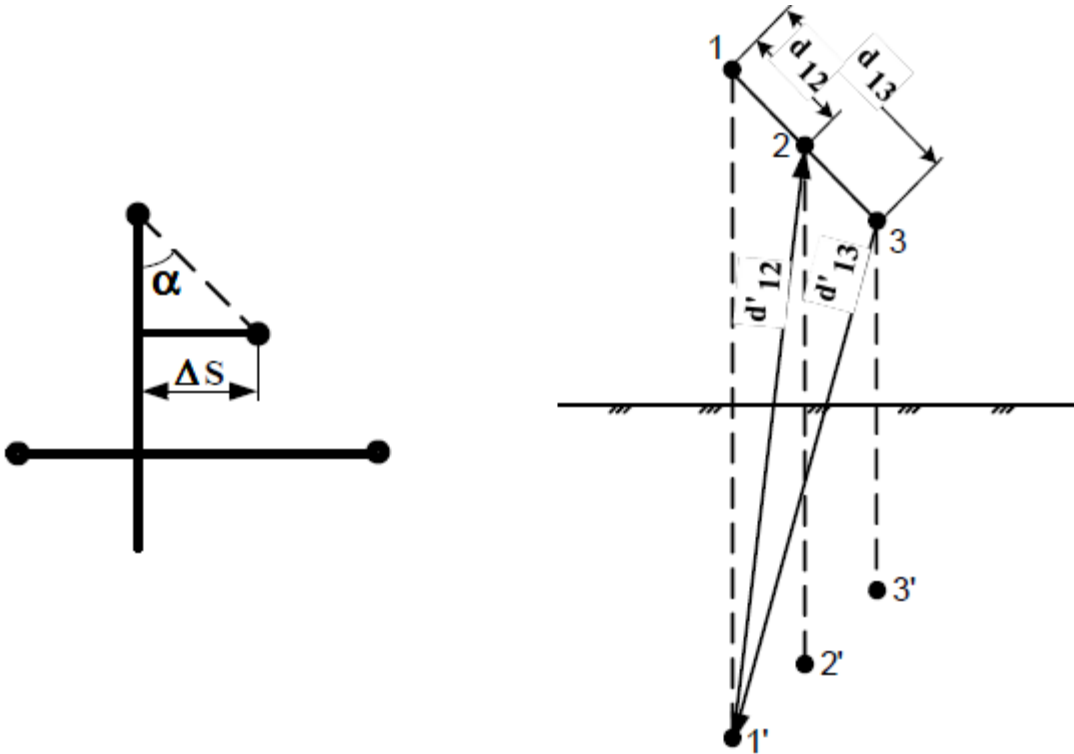
2. Удар молнии в провод при прорыве сквозь тросовую защиту.

Горизонтальное смещение провода относительно троса, м:

$$\Delta S := 3$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Грозоупорность ВЛ 220 кВ «Лесозаводск-Спасск-Дальневосточная»



Расстояние между тросом и верхним проводом, м:

$$\Delta h := h_{\text{тр}} - h_{\text{пр.в}} = 6.255$$

Расстояния между тросом и проводом:

$$d_{12} := \sqrt{\Delta S^2 + \Delta h^2} = 6.937 \quad \text{м}$$

$$d'_{12} := \sqrt{\Delta S^2 + (h_{\text{тр}} + h_{\text{пр.в}})^2} = 49.097 \quad \text{м}$$

$$\Delta S' := 5.5 \quad \text{м}$$

$$d_{13} := \sqrt{(h_{\text{Г}} + L_{\text{разр}})^2 + \Delta S'^2} = 11.347 \quad \text{м}$$

$$d'_{13} := \sqrt{(h_{\text{тр}} + h_{\text{пр.н}})^2 + \Delta S'^2} = 43.355 \quad \text{м}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Грозоупорность ВЛ 220 кВ «Лесозаводск-Спасск-Дальневосточная»

$$\Delta S'' := 3 \quad \text{м}$$

$$d_{14} := \sqrt{(h_{\Gamma} + L_{\text{разр}})^2 + \Delta S''^2} = 10.368 \quad \text{м}$$

$$d'_{14} := \sqrt{(h_{\text{тр}} + h_{\text{пр.н}})^2 + \Delta S''^2} = 43.11 \quad \text{м}$$

Радиус, м: $r := 0.012$

Волновое сопротивление провода, Ом:

$$z_{11} := 60 \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot h_{\text{тр.ср}}}{r}\right) = 493.886$$

$$z_{12} := 60 \cdot \ln\left(\frac{d'_{12}}{d_{12}}\right) = 117.413$$

$$z_{13} := 60 \cdot \ln\left(\frac{d'_{13}}{d_{13}}\right) = 80.428$$

$$z_{14} := 60 \cdot \ln\left(\frac{d'_{14}}{d_{14}}\right) = 85.498$$

Волновое сопротивление провода по геометрическим параметрам линии:

$$z_{\text{пр.г}} := \frac{z_{11} + z_{12} + z_{13} + z_{14}}{4} = 194.307 \quad \text{Ом}$$

Средняя напряженность поля (отр. полярность), кВ/м: $E_{\text{ср}} := 21$

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Грозоупорность ВЛ 220 кВ «Лесозаводск-Спасск-Дальневосточная»

Коэффициент затухания электромагнитной волны

$$\beta := 1.16 \cdot \sqrt{\left| \frac{\ln\left(\frac{1.5 \cdot h_{\text{тр.ср}} \cdot E_{\text{ср}}}{U_{50\%}}\right)}{\ln\left(\frac{2 \cdot h_{\text{тр.ср}}}{r}\right)} \right|} = 0.512$$

Волновое сопротивление коронируемой линии:

$$Z_{\text{пр.к}} := Z_{\text{пр.г}} \cdot \beta = 99.389 \quad \text{Ом}$$

Разрядное напряжение для импульса отрицательной полярности, кВ:

$$U'_{50\%} := 980 \quad \text{кВ}$$

$$U_{50\%} := U'_{50\%} \cdot \left[0.92 - 0.012 \cdot L_{\text{разр}}^{(0.74 - 0.06 \cdot L_{\text{разр}}) \cdot (L_{\text{разр}} - 3)} \right] = 890.362$$

Крутизна тока молнии:

$$I_{\text{кр.пр}} := \frac{2U_{50\%}}{Z_{\text{пр.к}}} = 17.917 \quad \text{кА}$$

Вероятность перекрытия изоляции при ударе молнии в провод:

$$P_{\text{пр}} := e^{-0.04 \cdot I_{\text{кр.пр}}}$$

$$P_{\text{пр}} = 0.48837$$

Угол тросовой защиты:

$$\alpha := \text{atan}\left(\frac{\Delta S}{\Delta h}\right) = 0.447$$

$$U_{\text{НОМ}} := 0.22 \quad \text{МВ}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Грозоупорность ВЛ 220 кВ «Лесозаводск-Спасск-Дальневосточная»

$$h_{\text{пр.ср}} := h_{\text{пр.в}} - \frac{2}{3} \cdot f_{\text{пр}} = 15.792$$

Вероятность прорыва молнии на провода, минуя тросы:

$$D := 1 + U_{\text{НОМ}} \cdot \frac{h_{\text{тр}}}{\Delta h} \cdot \left(\frac{U_{\text{НОМ}}^2 \cdot 117}{\Delta h \cdot \Delta S \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot h_{\text{пр.ср}}}{r}\right)} \right) = 1.037$$

Вероятность прорыва молнии на провода при положительных углах защиты троса:

$$p_{\alpha} := e^{\frac{1}{D} \cdot \left(\frac{0.55}{\Delta h} \cdot \sqrt{\alpha \cdot h_{\text{пр.ср}} \cdot \Delta S} - \frac{9}{D} \right)} = 3.439 \times 10^{-4}$$

Число ударов молнии в провод:

$$N_{\text{пр}} := N \cdot p_{\alpha} = 5.422 \times 10^{-3}$$

Удельное число грозовых отключений линии при ударе молнии в провод:

$$n_{\text{пр}} := N_{\text{пр}} \cdot P_{\text{пр}} \cdot \eta \cdot (1 - P_{\text{АПВ}})$$

$$n_{\text{пр}} = 0.000388$$

3. Удар молнии в трос в середине пролета

$$h_{\text{тр.ср}} = 22.543 \quad \text{м} \quad z_{11} = 493.886 \quad \text{Ом}$$

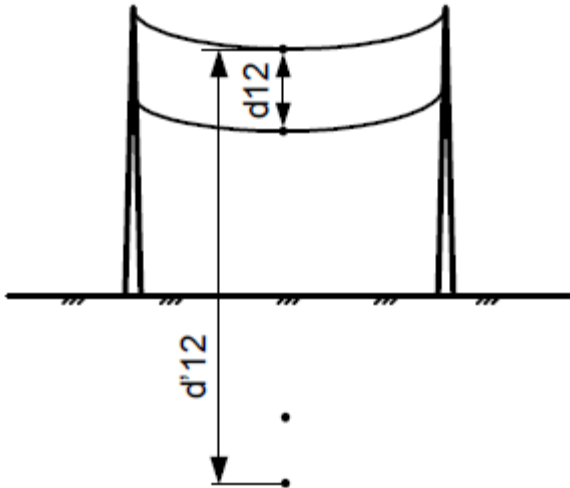
$$\Delta S = 3 \quad \text{м} \quad z_{12} = 117.413 \quad \text{Ом}$$

$$d_{12} = 6.937 \quad \text{м} \quad \beta = 0.512$$

$$d'_{12} = 49.097 \quad \text{м}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Грозоупорность ВЛ 220 кВ «Лесозаводск-Спасск-Дальневосточная»



Волновое сопротивление троса, рассчитанное по геометрическим параметрам линии, Ом:

$$z_{\text{тр.г}} := \frac{z_{11} + z_{12}}{2} = 305.65$$

Волновое сопротивление коронирующей линии, Ом:

$$z_{\text{тр.к}} := z_{\text{тр.г}} \cdot \beta = 156.341$$

Волновое сопротивление троса, Ом:

$$z_{\text{тр}} := 60 \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot h_{\text{тр.ср}}}{r}\right) = 493.886$$

Скорость распространения волны, м/с:

$$v := \beta \cdot 3 \cdot 10^8 = 1.535 \times 10^8$$

Средняя расчетная напряженность поля, кВ/м: $E_{\text{расч.ср}} := 750$

Геометрический коэффициент связи:

$$k_{\text{Г}} := 0.190$$

Коэффициент электромагнитной связи с учетом импульсной короны:

$$K_{\text{к}} := k_{\text{Г}} \cdot \frac{z_{\text{тр.г}}}{z_{\text{тр.к}}} = 0.371$$

Критическая крутизна фронта тока молнии, при котором происходит перекрытие изоляции:

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Грозоупорность ВЛ 220 кВ «Лесозаводск-Спасск-Дальневосточная»

$$a_{кр} := \frac{2 \cdot E_{расч.ср} \cdot \Delta h \cdot v \cdot 10^{-6}}{z_{тр.к} \cdot (1 - K_k) \cdot L_{прол}} = 36.628 \quad \frac{\text{кА}}{\text{мкс}}$$

$$U'_{50\%} := 1000 \text{ кВ} \quad (\text{для положит. полярности})$$

Критическое значение тока молнии:

$$I_{кр.тр} := \frac{2(U'_{50\%} - U_{дл.доп})}{R_{и} \cdot (1 - K_k)} = 158.673 \quad \text{кА}$$

Вероятность перекрытия изоляции при ударе молнии в трос в середине пролета:

$$P_{тр} := e^{-0.04 \cdot I_{кр.тр}}$$

$$P_{тр} = 0.00175$$

Число ударов молнии в трос в середине пролета:

$$N_{тр} := N - N_{оп} - N_{пр} = 11.405$$

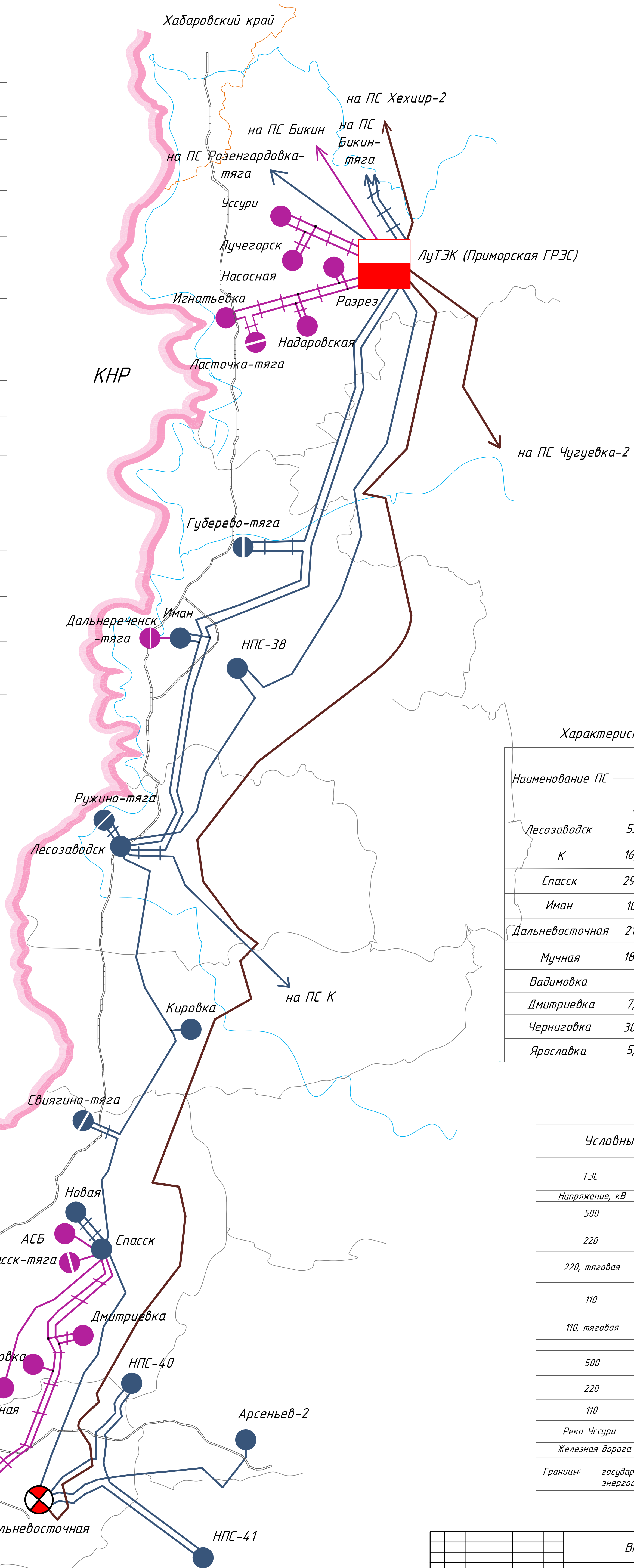
Удельное число грозových отключений линии при ударе молнии в опору:

$$n_{тр} := N_{тр} \cdot P_{тр} \cdot \eta \cdot (1 - p_{АПВ})$$

$$n_{тр} = 0.0029281$$

Характеристика линий электропередачи

Наименование линии электропередачи	Длина, км	Загрузка в нормальном режиме	
		Лето	Зима
Приморская ГРЭС – Лесозаводск с отпайкой на ПС Иман	149,95	29,15 %	37,62 %
НПС-38 – Лесозаводск	62,6	30,56 %	33,25 %
Губерево/т – Лесозаводск с отпайкой на ПС Иман	118,276	27,75 %	30,63 %
Лесозаводск – Свиягино/т с отпайкой на ПС Кировка	100,204	29,15 %	58,56 %
Свиягино/т – Спасск	38,332	21,26 %	46,05 %
Спасск – Дальневосточная	61,8	20,56 %	27,4 %
Приморская ГРЭС – Дальневосточная	345,255	20,73 %	27,99 %
Лесозаводск – ПС К	238,395	23,96 %	30,66 %
Лесозаводск – Ружино/т I цель	2,534	8,56 %	9,07 %
Лесозаводск – Ружино/т II цель	2,534	8,87 %	9,32 %
Спасск – Мучная	26,51	17,69 %	34,87 %
Мучная – Вадимовка	16,5	15,38 %	33,84 %
Спасск – Дмитриевка – Черниговка – Ярославка	55,8	16,92 %	21,11 %
Спасск – Дмитриевка – Ярославка	55,08	14 %	24,4 %



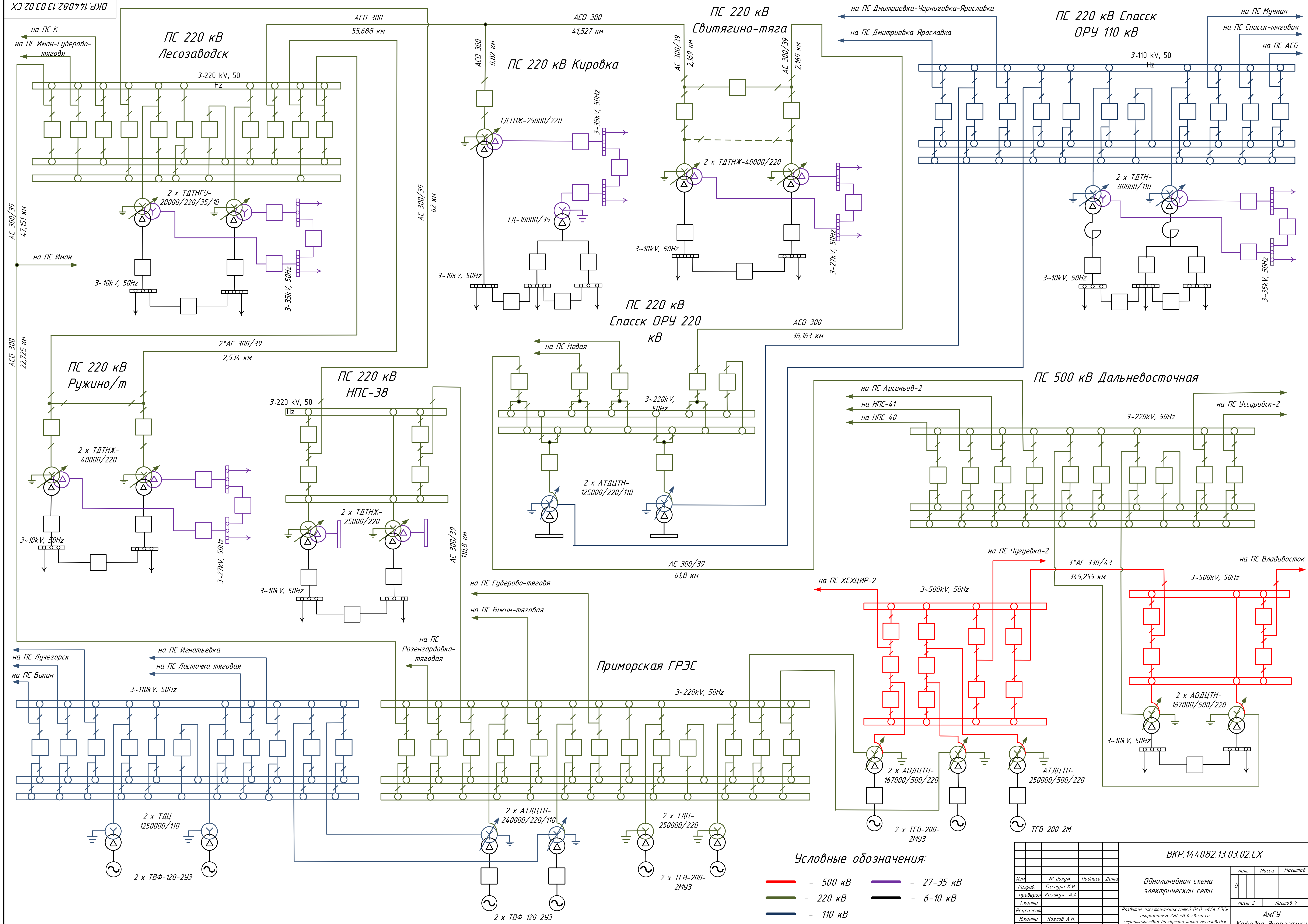
Характеристика подстанций

Наименование ПС	Загрузка трансформаторов, %			
	Лето		Зима	
	T1	T2	T1	T2
Лесозаводск	53,9	48,4	74,2	71,03
К	16,47	0	14,85	11,3
Спасск	29,98	29,96	49,16	48,92
Иман	10,13	16,23	18,97	31,85
Дальневосточная	21,53	22,14	29,16	28,76
Мучная	18,86	0	8,11	36,42
Вадимовка	0	2,6	0	6,65
Дмитриевка	7,62	0	1,52	12,18
Черниговка	30,10	0	15,05	20,38
Ярославка	5,69	7,59	5,69	12,64

Условные обозначения

ТЭС	
Напряжение, кВ	Трансформаторные ПС
500	
220	
220, тяговая	
110	
110, тяговая	
Линии электропередачи	
500	
220	
110	
Река Уссури	
Железная дорога	
Границы: государственная – энергосистемы –	

Изм.				ВКР.14.082.13.03.02.СХ		
№ докум	Подпись	Дата	Имя	Лит	Масса	Масштаб
Разработ	Светлана К.И.		Карта-схема электрической сети	Лист 1	Листов 7	АМГУ Кафедра Энергетики
Проверил	Казакул А.А.					
Т.контр.						
Рецензент						
Н.контр.	Козлов А.Н.		Развитие электрических сетей ПАО «ФСК ЕЭС» напряжением 220 кВ в связи со строительством воздушной линии Лесозаводск – Спасск – Дальневосточная			
Утв.	Савина Н.В.					

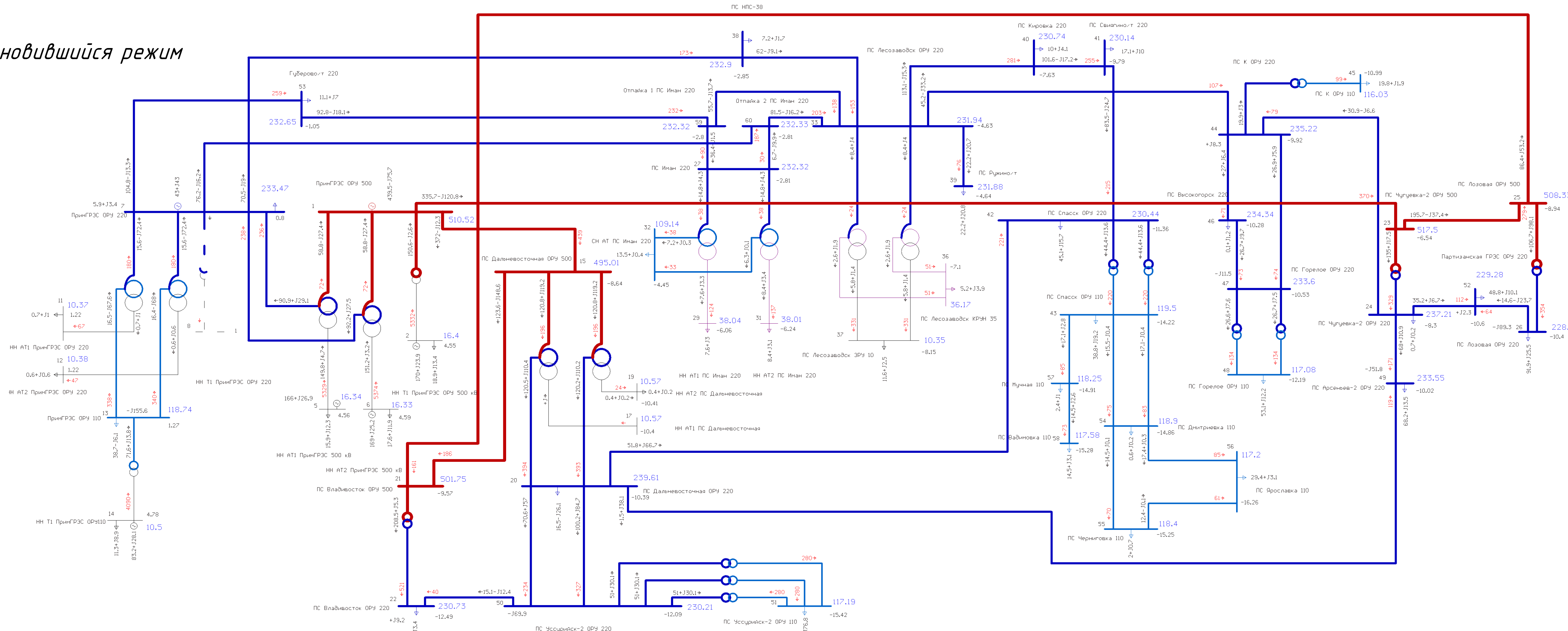


Условные обозначения:

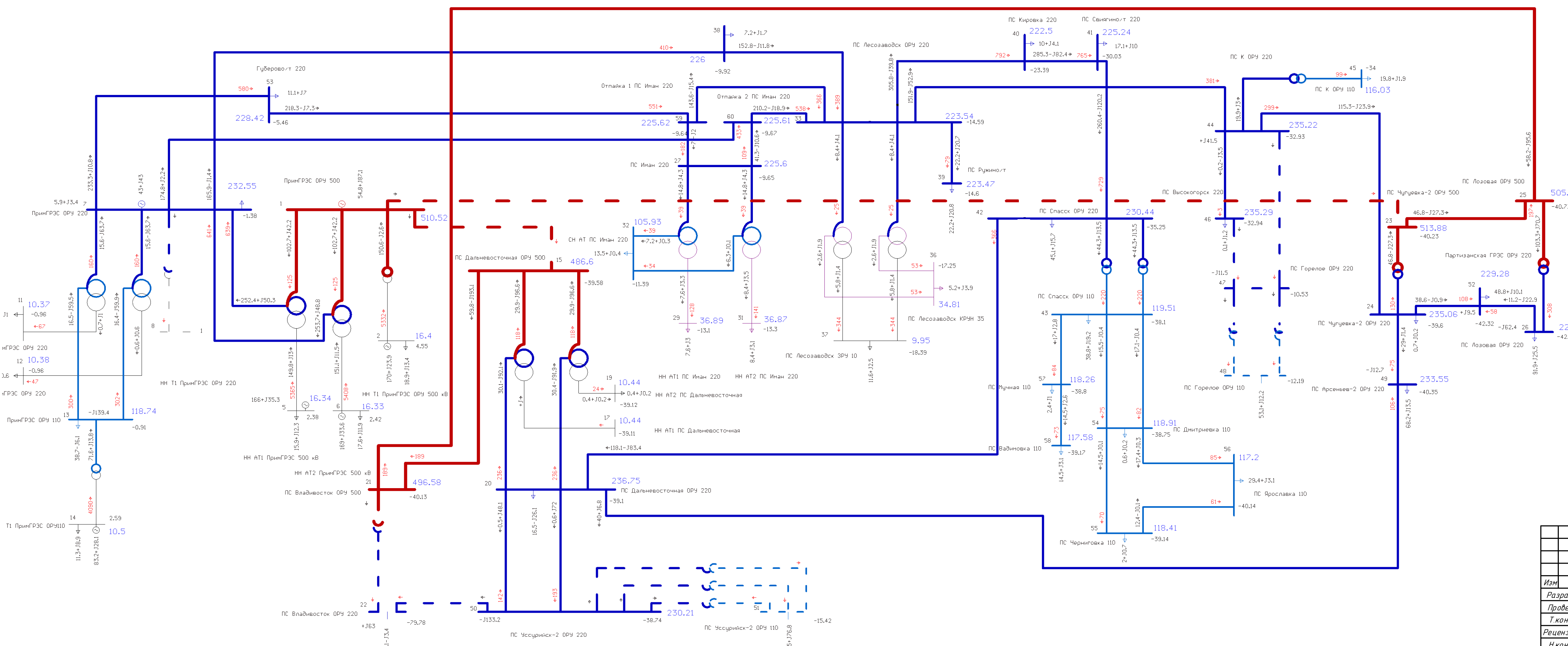
- - 500 кВ
- - 220 кВ
- - 110 кВ
- - 27-35 кВ
- - 6-10 кВ

ВКР.14.082.13.03.02.СХ				Лит		Масса		Масштаб	
Однoliniейная схема электрической сети				у					
				Лист 2		Листов 7		АМГУ	
Изм	№ докум	Подпись	Дата	Разработчик: электрические сети ПАО «ФСК ЕЭС» напряжением 220 кВ в связи со строительством воздушной линии Лесозаводск - Спасск - Дальневосточная					
Разработ	Сизура К.И.								
Проверил	Казакян А.А.								
Технический									
Рецензент									
Начальник	Козлов А.Н.								
Умб	Савина Н.В.								

Нормальный установившийся режим



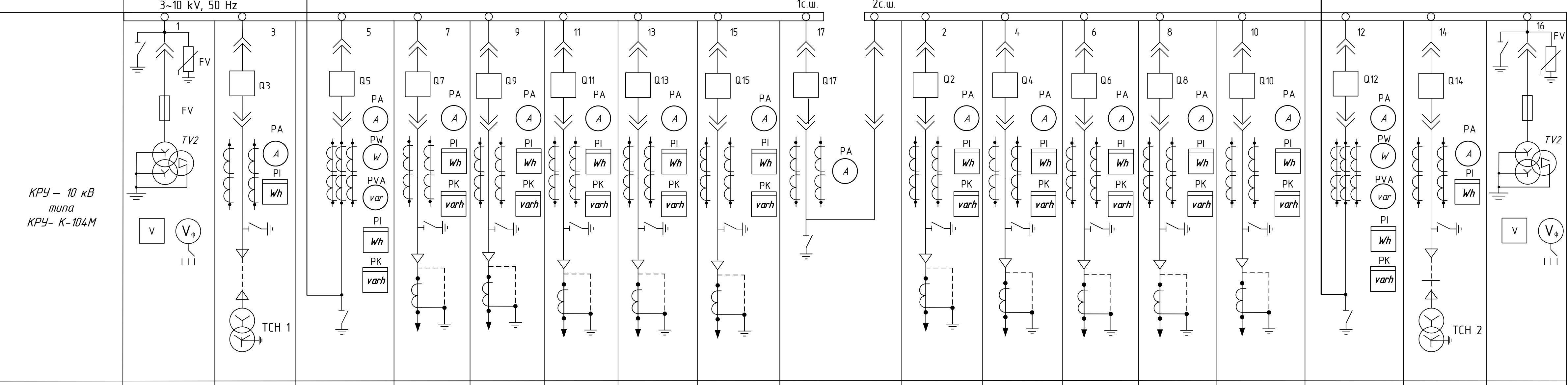
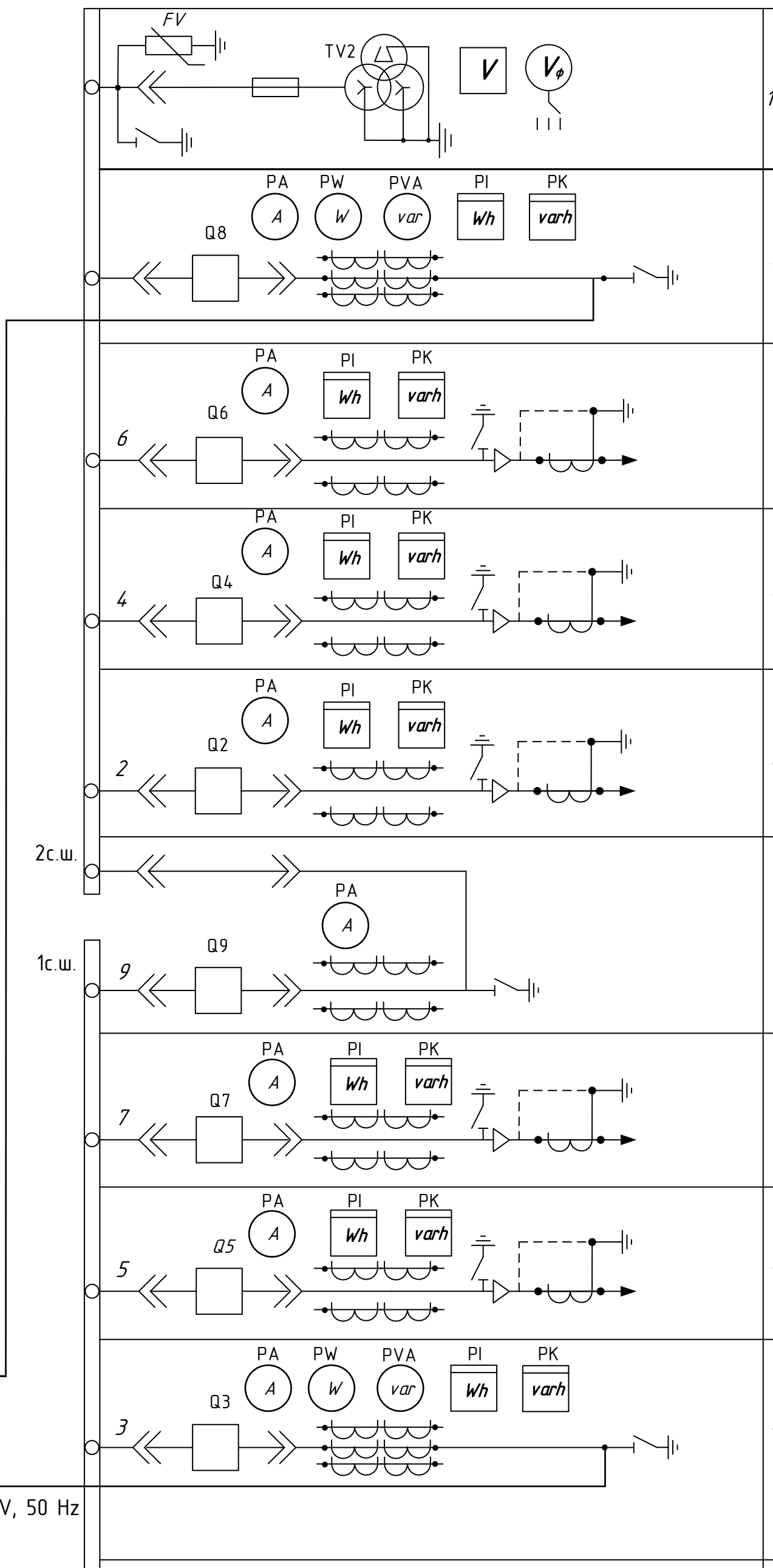
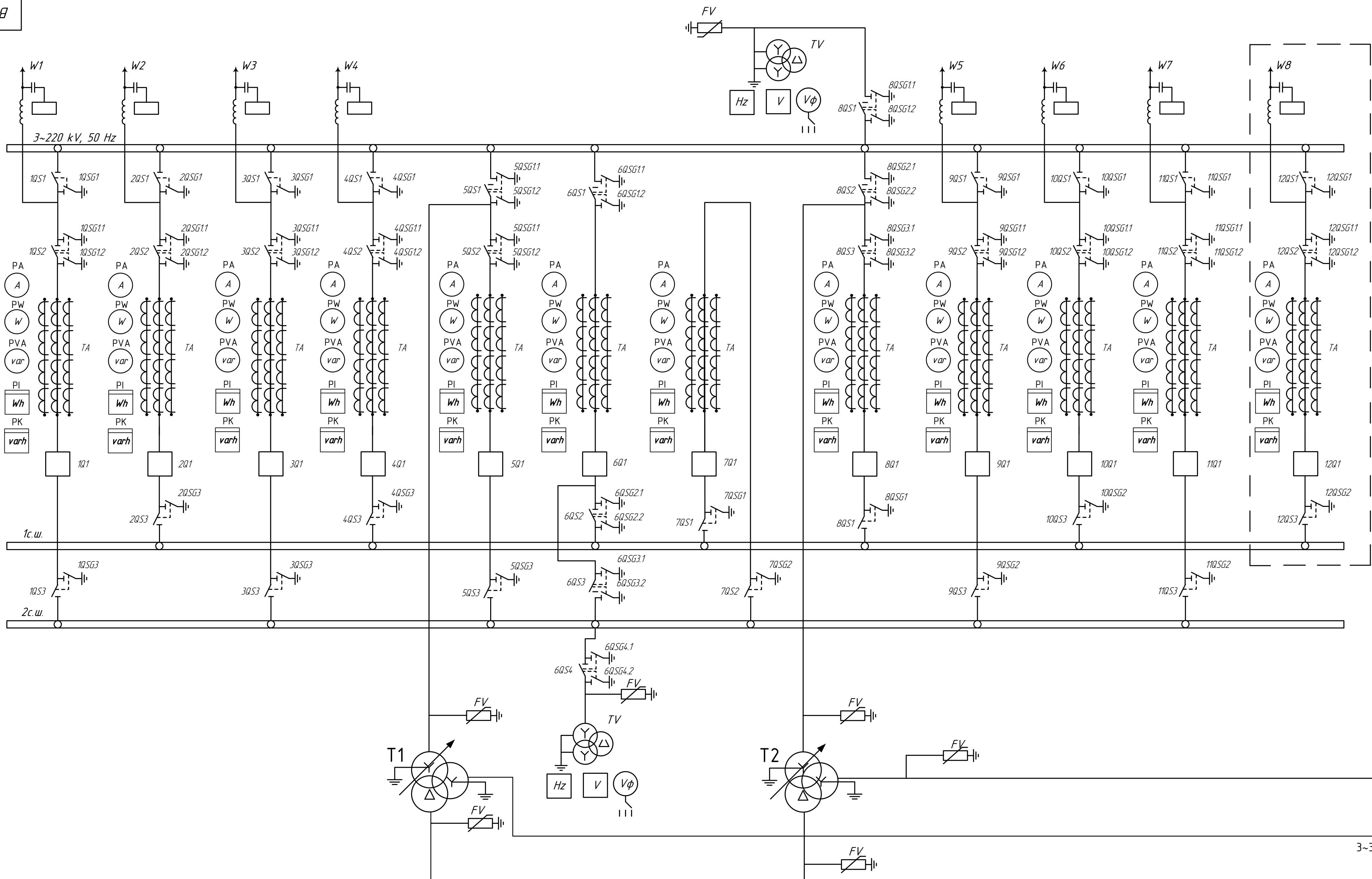
Послеаварийный режим (вывод в ремонт ВЛ 500 кВ Прим.ГРЭС – Дальневосточная и аварийное отключение ВЛ 500 кВ Дальневосточная – Чугуевка 2)



Условные обозначения:
— - 500 кВ
— - 220 кВ
— - 110 кВ
— - 35 кВ
— - 15-10 кВ

ВКР.14.082.13.03.02.СХ				Лит	Масса	Масштаб
Изм	№ докум	Подпись	Дата	Установившиеся режимы существующей электрической сети	Лист 3	Листов 7
Разраб	Силуага К.И.					
Проектант	Казакян А.А.					
Технический						
Начальник	Козлов А.Н.					
Утв	Савина Н.В.			АМГУ		
Развитие электрических сетей ПАО «ФСК ЕЭС» напряжением 220 кВ в связи со строительством воздушной линии Лесозаводск – Спасск – Дальневосточная						

Высокочастотный заградитель связи DL TC 1250/0,5
Гибкие шины AC 300/39
Разъединитель РДЗ-1-220/1000 НУХЛ1
Разъединитель РН-СЭЩ-2-220/1250 ЧХЛ1
Трансформатор тока SAS-245
Выключатель ЗАР1 DT 245
Ограничитель перенапряжений ОПН-220/157/10/400 ЧХЛ1
Трансформатор напряжения UTF-245
ТДТН-25000/220

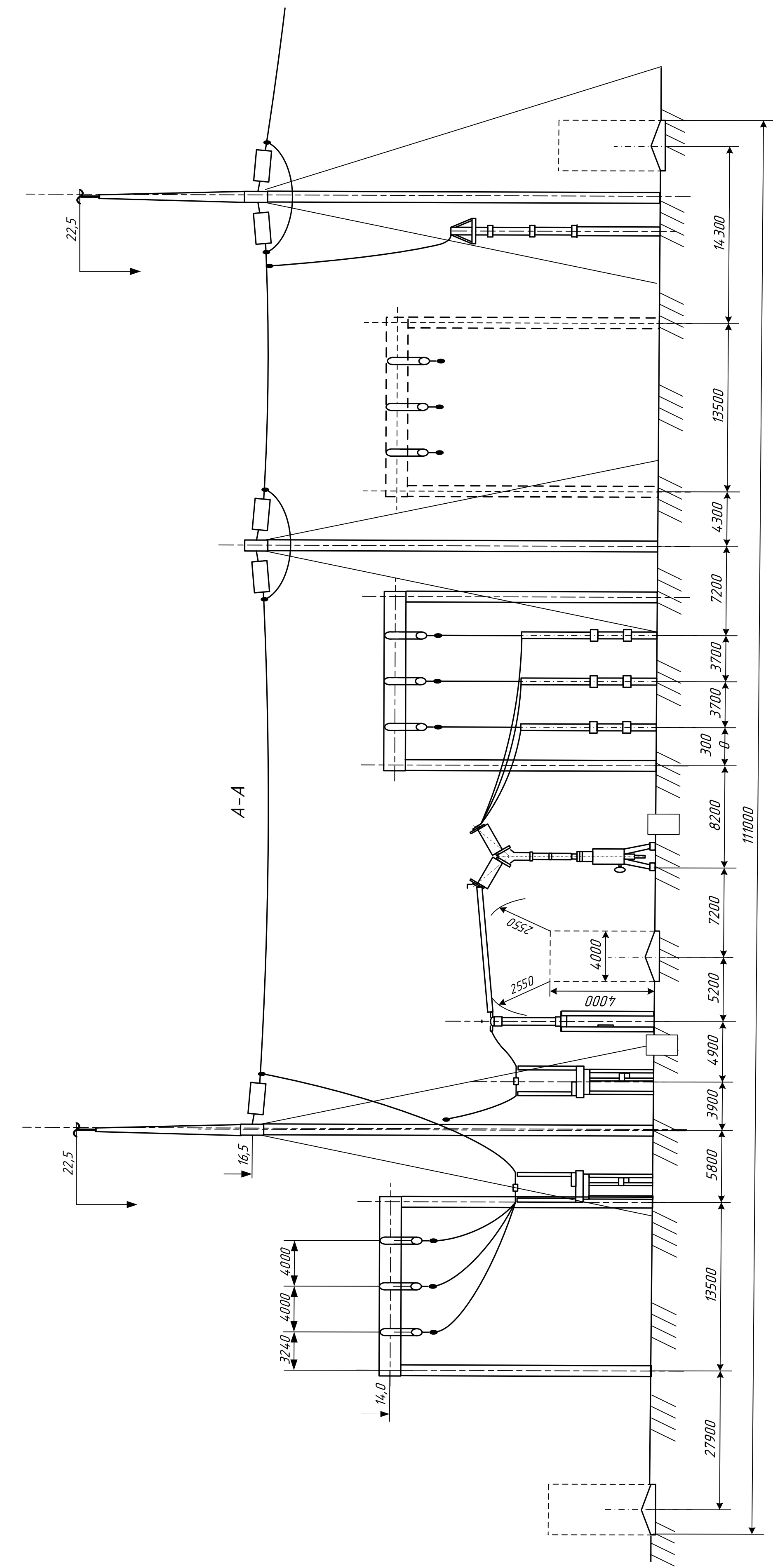
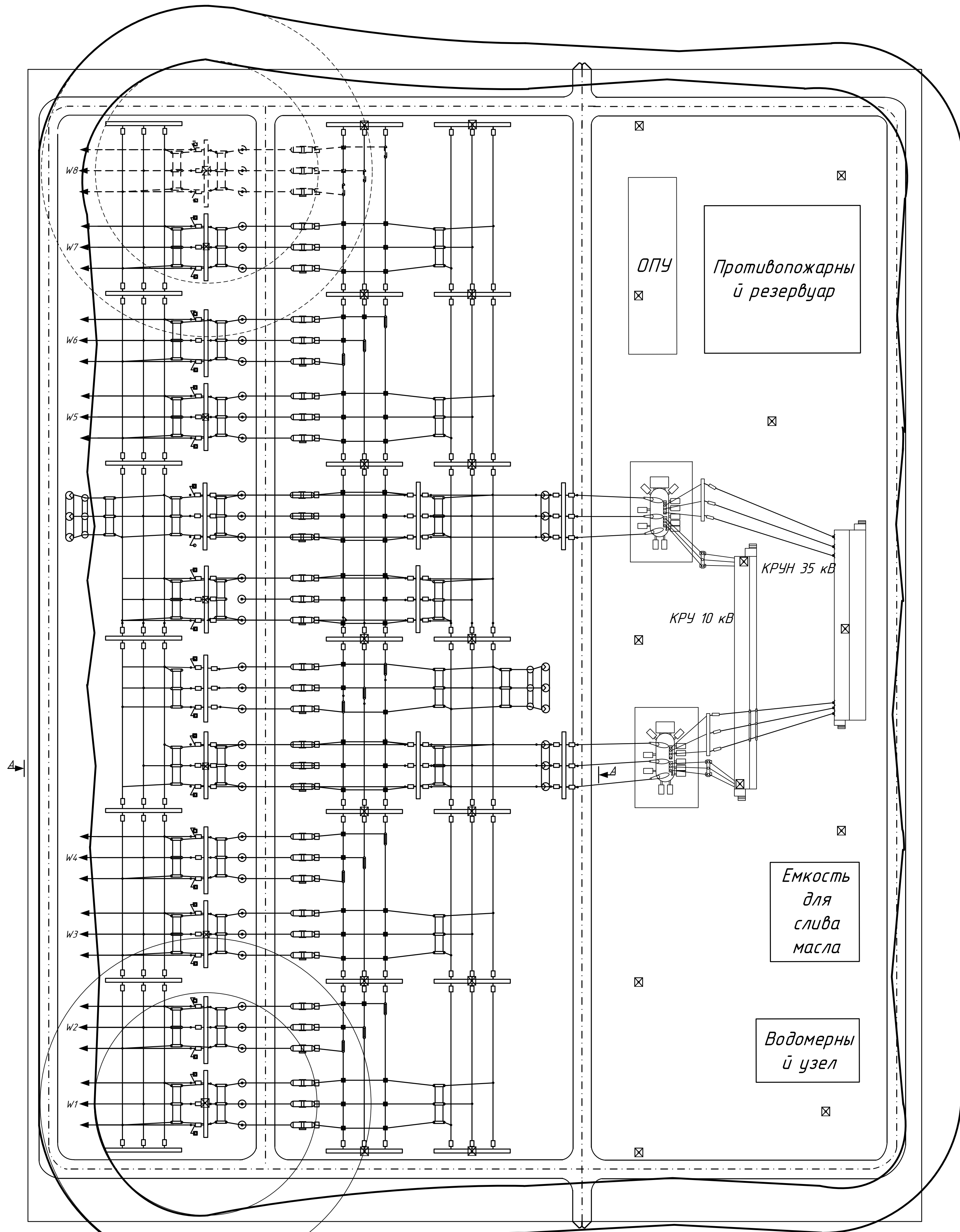


№ ячейки	1	3	5	7	9	11	13	15	17	2	4	6	8	10	12	14	16
Назначение	ТН 1	ТСН 1	Т1	КЛ1	КЛ2	КЛ3	КЛ4	КЛ5	Перемычка	КЛ6	КЛ7	КЛ8	КЛ9	КЛ10	Т2	ТСН 2	ТН 2
Изм. трансформатор	НАМИТ-10-2	ТОЛ-НТЗ-10-11	ТОЛ-НТЗ-10-11	ТОЛ-НТЗ-10-11	ТОЛ-НТЗ-10-11	ТОЛ-НТЗ-10-11	ТОЛ-НТЗ-10-11	ТОЛ-НТЗ-10-11	ТОЛ-НТЗ-10-11	ТОЛ-НТЗ-10-11	ТОЛ-НТЗ-10-11	ТОЛ-НТЗ-10-11	ТОЛ-НТЗ-10-11	ТОЛ-НТЗ-10-11	ТОЛ-НТЗ-10-11	ТОЛ-НТЗ-10-11	НАМИТ-10-2
Выключатель	VD4 12.06.32	VD4 12.06.32	VD4 12.06.32	VD4 12.06.32	VD4 12.06.32	VD4 12.06.32	VD4 12.06.32	VD4 12.06.32	VD4 12.06.32	VD4 12.06.32	VD4 12.06.32	VD4 12.06.32	VD4 12.06.32	VD4 12.06.32	VD4 12.06.32	VD4 12.06.32	
Трансформатор СН	опн-п1-10/12,0/10/2	ТС3-630/10/0,4															
ОПН																	опн-п1-10/12,0/10/2

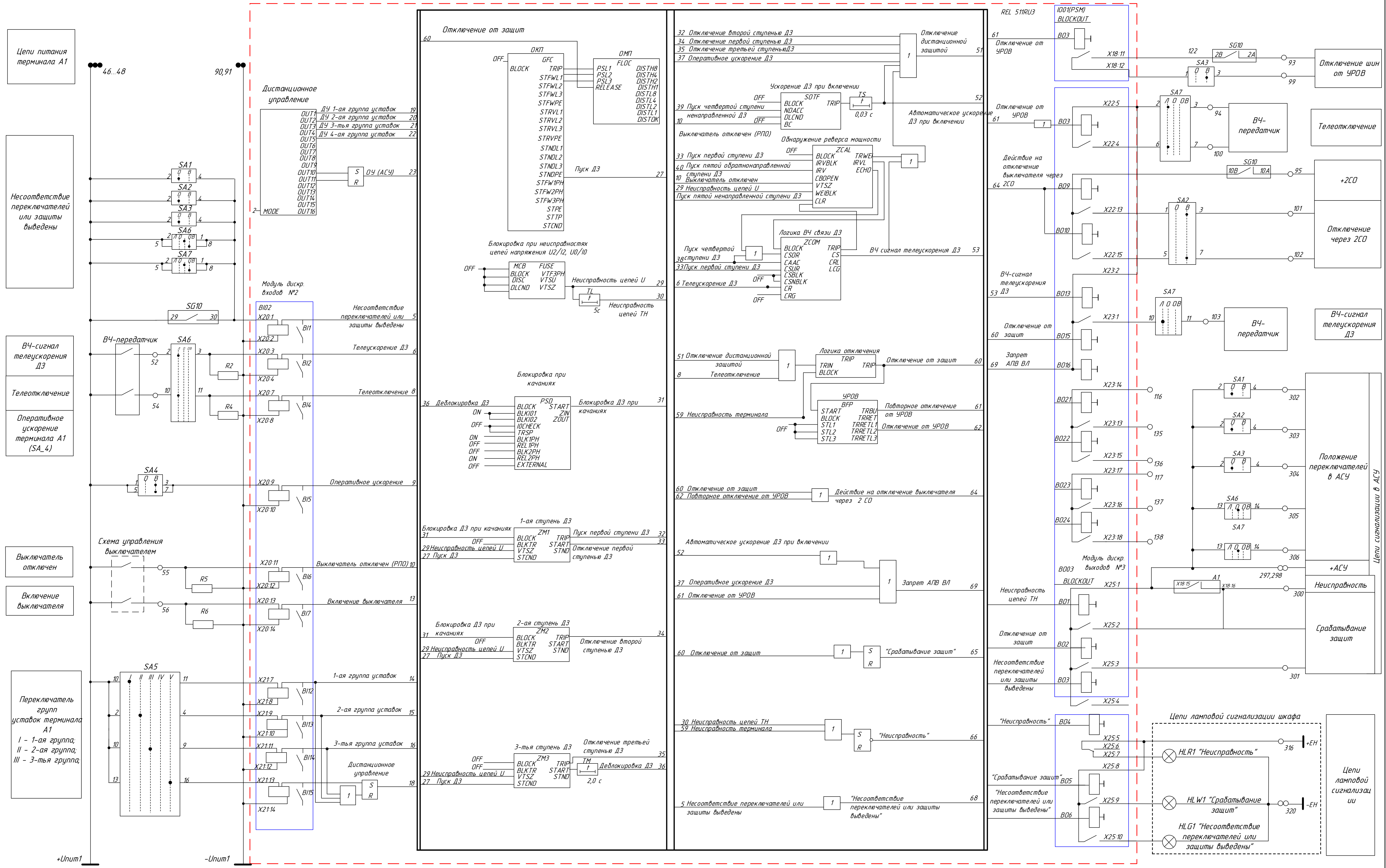
1*	2*	3*	4*	5*	№
Примечание					
1*	КРУН СЭЩ-65				
2*	Ограничитель перенапряжений ОПН-35/41/10/800 (III) ЧХЛ1				
3*	Выключатель ЗАН 5314-2				
4*	Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-35-01				
5*	Трансформатор напряжения БЕ-36 ЭНОЛ/УЗ				

Изм./Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Литера	Масса	Масштаб
Разработчик	Сизорова К.И.			Д		
Проверен	Казакца А.А.					
Т.Контр.	Козлов А.Н.					
Рецензент						
Н.Контр.						
Утвержд.	Сабина Н.В.					

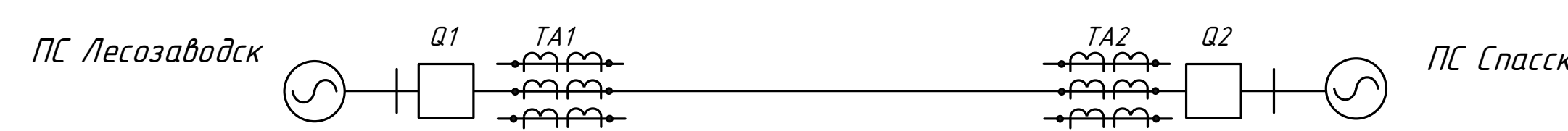
Однолинейная схема ПС «Лесозаводск» 220/35/10 кВ
 Разработчик: АмГУ
 Кафедра энергетики
 Лист 5 из 7



				БКР.14.4082.13.03.02.ПЛ		
Изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Литера	Масса
Разраб.	Сметина К.И.				д	
Провер.	Козаква А.А.				Лист 6	Листов 7
Т.Контр.						
Рецензент						
Н.Контр.	Козлов А.Н.					Ин-У
Утвержда	Савина Н.В.					Кафедра энергетики
				План ПС Лесозаводск 220/35/10 кВ Разработка электрических сетей ПАО «ФСК ЕЭС» напряжением 220 кВ в связи со строительством воздушной линии Лесозаводск - Спасск - Дальневосточная		



Поясняющая схема воздушной линии 220 кВ «Лесозаводск-Спасск»



ВКР.14.082.13.03.02.СХ				Лист 7	Листов 7
Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Развитие электрических сетей ПАО «ФСК ЕЭС» напряжением 220 кВ в связи со строительством воздушной линии Лесозаводск - Спасск - Дальневосточная
Разраб.	Сметера	К.И.			
Проверил	Казюка	А.А.			
Т.контр.					
Рецензент					
Н.контр.	Козлов	А.Н.			АМГУ
Утв.	Савина	Н.В.			Кафедра энергетика

Защита линии 220 кВ REL 521