

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

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника»

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Развитие электрических сетей 110-220 кВ Надеждинского района
Приморского края, в связи с подключением подстанции Прохладная

Исполнитель

студент группы 842 об2

(подпись, дата)

В.И. Ромакина

Руководитель

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Благовещенск 2022

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

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__

г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Ромакиной Виктории Игоревны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Развитие электрических сетей 110-220 кВ Надеждинского района Приморского края, в связи с подключением подстанции Прохладная

(утверждено приказом от 15.03.22 № 506-УЧ)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 08.06.2022

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема существующего участка сети, данные контрольных замеров, нормативно-справочная литература: ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ, ПТБ.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

1. Характеристика реконструируемого района 2. Расчет и анализ электрических нагрузок 3. Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов 3. Расчет токов короткого замыкания 4. Выбор и проверка оборудования 5. Молниезащита и заземление 6. Релейная защита и автоматика 7. Экологичность и безопасность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Выпускная квалификационная работа содержит 129 страниц, 17 рисунков, 48 таблиц, 165 формул, 8 приложений, 35 источников, 6 листов графической части

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – А.Б. Булгаков, доцент, канд.тех.наук

7. Дата выдачи задания 16.03.2022

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов Александр Николаевич, доцент, канд.тех.наук.

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

Задание принял к исполнению (дата): 16.03.2022

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 129 страниц, 17 рисунков, 48 таблиц, 165 формул, 8 приложений, 35 источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ПРОВОД, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ПРОЕКТИРОВАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА.

В данной выпускной квалификационной работе разработан вариант развития электрической сети Надеждинского района Приморского края в связи с подключением подстанции «Прохладная».

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы рассчитаны нормальные и послеаварийные режимы работы рассматриваемого участка сети; проведен анализ токовой загрузки линий электропередач в каждом из режимов. Для подключаемой подстанции проведен выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов; рассчитаны токи короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, устанавливаемого на подстанции; выбраны коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы тока и напряжения, токоведущие части и шины распределительных устройств; спроектированы заземляющие устройства и система молниезащиты подстанции. Выполнен расчет уставок релейной защиты трансформатора.

Описаны правила пожарной безопасности и электробезопасности для реконструируемой подстанции.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	8
Введение	9
1 Характеристика реконструируемой сети	10
1.1 Климатическая характеристика района строительства	10
1.2 Характеристика источников питания	10
1.2.1 Артемовская ТЭЦ	11
1.2.2. Владивостокская ТЭЦ-2	12
1.3 Характеристика потребителя	12
1.4 Анализ электрической сети	13
1.5. Расчет электрических нагрузок	15
1.6 Анализ нормального режима существующей сети	18
1.7. Анализ послеаварийных режимов существующей сети	26
2 Расчет и анализ электрических нагрузок	31
2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	31
2.2. Расчет и анализ нормального режима сети с учетом прогнозируемых нагрузок	33
2.3. Анализ послеаварийных режимов сети с учетом прогнозируемых нагрузок	35
3 Разработка вариантов развития электрической сети в связи с подключением подстанции Прохладная	36
3.1. Оценка целесообразности реконструкции действующих подстанций на участке рассматриваемой сети	36
3.2. Выбор конкурентоспособных вариантов	36
3.3 Разработка однолинейных схем РУ подключаемой ПС	39
3.4 Выбор сечения новых линий электропередачи	41
3.5 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов на ПС Прохладная	44
3.6 Выбор компенсирующих устройств	46

4	Выбор оптимального варианта электрической сети	47
4.1.	Капитальные вложения	47
4.2	Эксплуатационные издержки	49
4.3	Определение дисконтированных затрат	52
4.4.	Чистый дисконтированных доход	52
5	Анализ установившихся режимов сети после реконструкции по выбранному варианту	55
6	Расчёт токов короткого замыкания	59
6.1	Составление схем замещение и определение параметров для расчета токов короткого замыкания	59
6.1.1	параметры схем замещения прямой и обратной последовательности	59
6.1.2	Параметры схемы замещения нулевой последовательности	62
7	Выбор и проверка оборудования для подстанции Прохладная	67
7.1	Выбор и проверка выключателей РУ ВН	67
7.2	Выбор и проверка выключателей РУ НН	70
7.3	Выбор и проверка разъединителей	71
7.4	Выбор и проверка трансформаторов тока РУ ВН	72
7.5	Выбор и проверка трансформаторов тока РУ НН	76
7.6	Выбор и проверка трансформаторов напряжения РУ ВН	76
7.7	Выбор и проверка трансформаторов напряжения РУ НН	78
7.8	Выбор и проверка ошиновки РУ ВН	78
7.9	Выбор и проверка сборных шин РУ НН	80
7.10	Выбор и проверка изоляторов РУ ВН	82
7.11	Выбор и проверка изоляторов РУ НН	83
7.12	Выбор и проверка ОПН ВН	84
7.13	Выбор и проверка ОПН НН	87
7.14	Выбор трансформаторов собственных нужд	87
7.15	Выбор и проверка ячеек КРУ	89
8	Разработка молниезащиты и заземления проектируемой подстанции	90

8.1 Конструктивное исполнение заземления и его расчет	90
8.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	94
8.3 Оценка надежности молниезащиты ПС	96
9 Релейная защита и автоматика	100
9.1 Релейная защита силового трансформатора	100
9.1.1 Расчет дифференциальной защиты трансформатора	100
9.1.2 Расчет уставки ДТО	103
9.1.3 Расчет группы чувствительных уставок	107
9.1.4 Проверка чувствительности ДЗТ	108
9.1.5 Выбор уставки сигнализации тока небаланса	109
9.1.6 Выбор уставок ДЗТ при возникновении БНТ	109
9.2 Расчет резервных защит	110
9.2.1 Расчет уставок МТЗ	110
9.2.2 Расчет уставок защиты от перегрузки	114
9.3 Автоматика	115
10 Безопасность и экологичность	116
10.1 Безопасность	116
10.1.1 Требования к персоналу, выполняющему оперативное обслуживание и осмотры электроустановок	116
10.1.2 Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ	117
10.1.3 Безопасность при монтаже и ремонте ВЛ	117
10.2 Экологичность	118
10.3 Чрезвычайные ситуации	123
Заключение	125
Библиографический список	126
Приложение А – Графическое представление результатов расчёта максимального режима существующей сети в ПВК RastrWin 3	130
Приложение Б – Графическое представление результатов расчёта послеаварийного режима существующей сети в ПВК RastrWin 3	131

Приложение В – Графическое представление результатов расчёта послеаварийного режима существующей сети в ПВК RastrWin 3	134
Приложение Г – Графическое представление результатов расчёта послеаварийного режима (прогнозируемые нагрузки) в ПВК RastrWin 3	137
Приложение Д – Графическое представление результатов расчёта максимального режима после подключения ПС 110 кВ Прохладная в ПВК RastrWin	138
Приложение Е – Графическое представление результатов расчёта послеаварийного режима после подключения новой ПС 110 кВ Прохладная в ПВК RastrWin 3	139
Приложение Ж – Графическое представление результатов расчета токов короткого замыкания для узла 66 ПС Прохладная в ПВК RastrWin 3	140
Приложение З – Экономический расчет в ПВК MathCad 15	141

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АТЭЦ – Артемовская ТЭЦ;

ВЛ – воздушная линия;

ВТЭЦ-2 – Владивостокская ТЭЦ-2;

ВН – высокое напряжение;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

ЖК – жилой комплекс;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ЛЭП – линия электропередач;

МТЗ – максимальная токовая защита;

НН – низшее напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

РЗА – релейная защита и автоматика;

РУ – распределительное устройство;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока.

ВВЕДЕНИЕ

Приморский край – стратегически важный субъект Российской Федерации, являющийся системообразующим для российской экономики на Дальнем Востоке, непосредственно граничащей со странами Северо – Восточной Азии, в перспективе – новый центр социально – экономического развития России в Азиатско – Тихоокеанском регионе (АТР).

Необходимым условием обеспечения высокого темпа социально – экономического роста, является строительство новых объектов инфраструктуры, обеспечивающих создание благоприятных условий для жизни, увеличения числа рабочих мест, что позволит привлечь новые кадры из других субъектов Российской Федерации и увеличить численность трудоспособного населения региона. Такой шаг повлечет за собой резкий скачок активности в сфере экономики Дальнего Востока.

Приток трудоспособного населения региона станет возможен, в том числе благодаря строительству нового современного жилого комплекса «ДНС Сити», строительство которого, планируется в поселке Новый, Надеждинского района Приморского края. Данный комплекс будет включать в себя весь спектр условий необходимых для трудоустройства и комфортного проживания людей.

Непосредственная близость крупных портовых городов Дальнего Востока, а также наличие новых рабочих мест и доступность жилья, поспособствует притоку молодых специалистов разных социальных областей из других регионов Российской Федерации.

Цель работы – разработка наиболее экономичного варианта подключения ПС «Прохладная».

Для реализации поставленной цели необходимо решить ряд задач:

- Провести анализ сети в районе проектирования.
- Осуществить прогнозирование электрических нагрузок.

- Разработать варианты развития электрической сети и выбор наиболее оптимального.

- Проанализировать нормальные и послеаварийные режимы после подключения проектируемой ПС.

- Выбрать схему распределительного устройства ПС;

- Разработать однолинейную схему подстанции.

- Выбрать основное оборудование на проектируемой ПС;

- Разработать заземление и молниезащиту на проектируемой ПС;

- Повести выбор устройств РЗА и расчет уставок.

- Оценить безопасность и экологичность проекта.

Для выполнения выпускной квалификационной работы используются программные комплексы: MS Word, ПБК Rastr Win 3, ПБК MathCad 15, MS Visio, MS Excel, Компас 3D.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РЕКОНСТРУИРУЕМОЙ СЕТИ

1.1 Климатическая характеристика района строительства

Приморский край находится в южной части Дальнего Востока, в юго – восточной части РФ. Граничит со странами КНР и КНДР. Площадь территории Приморского края – 164 672 км. Город Владивосток является административным центром края.

Климатические характеристики района проектирования приведены в таблице 1

Таблица 1 – Климатические условия

Наименование	Показатели
Район по гололеду	IV
Район по ветру	IV
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	20
Нормативный скоростной напор ветра, Па	500
Нормативный скоростной напор ветра при гололеде, Па	160
Интенсивность пляски проводов и тросов	Умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 40 до 60
Степень загрязнения атмосферы	III
Среднегодовая температура, °С	-1
Минимальная температура, °С	-48,8
Максимальная температура, °С	41

1.2 Характеристика источников питания

Основными источниками питания рассматриваемого района является Владивостокская ТЭЦ – 2 и Артемовская ТЭЦ.

1.2.1. Артёмовская ТЭЦ

Артёмовская ТЭЦ – это тепловая паротурбинная электростанция с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная электрическая мощность составляет 400 МВт, тепловая мощность – 300 Гкал/час. Система теплоснабжения предназначена для обеспечения подключённых потребителей АТЭЦ сетевой водой на нужды отопления и горячего

водоснабжения (п. Артёмовский). Годовое число часов использования установленной электрической мощности составляет 5500-6000 ч.

Распределительное устройство 220 кВ выполнено по типовой схеме «13Н Две рабочие и обходная системы шин», содержит 2 трансформаторные ячейки и 5 линейных. Данное РУ применяется на напряжение 110-220 кВ при числе присоединений от 5 до 15 при повышенных требованиях к надежности питания каждой ВЛ и при наличии присоединений, не допускающих даже кратковременную потерю напряжения при плановом выводе выключателей из работы.

Распределительное устройство 110 кВ выполнено по типовой схеме «13 – Две рабочие системы шин», содержит 8 трансформаторных ячеек и 7 линейных.

Распределительное устройство 35 кВ выполнено по типовой схеме «13 – Две рабочие системы шин», содержит 3 трансформаторные ячейки 5 линейных.

Распределительное устройство 10 кВ на однолинейной схеме не задействовано, его описание не требуется.

1.2.2. Владивостокская ТЭЦ – 2

Владивостокская ТЭЦ – 2 представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции – 497 МВт, тепловая мощность – 1051 Гкал/час. Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды. В качестве топлива используется в основном (на 10 котлоагрегатах) природный газ сахалинских месторождений, в меньшей степени (на четырёх котлоагрегатах) – бурый уголь Павловского разреза.

Выдача электроэнергии в энергосистему производится с открытого распределительного устройства (ОРУ) 220 кВ и закрытого распределительного устройства (ЗРУ) напряжением 110 кВ.

1.3 Характеристика потребителя

Основным потребителем проектируемой ПС Прохладной, будет являться Жилой комплекс "ДНС Сити", начало строительства которого запланировано на

2022 год. ЖК будет расположен на территории поселка Новый в Надеждинском районе и рассчитан на 25 000 человек. Площадь застройки 113,3 Га.

В ЖК "ДНС СИТИ" предусмотрено строительство: многоквартирных жилых комплексов; 2-х муниципальных школ; 4-х муниципальных детских сада; объекты здравоохранения, отделение полиции, пожарное депо, объекты физкультуры и спорта и объекты культуры и искусства; объекты торговли, общепита и сферы услуг; бизнес-центра; гостиничный комплекс; подземных и наземных паркингов.

1.4 Анализ электрической сети

Подключение ПС Прохладная осуществляется на территории Приморского края, в районе ПС 110 кВ Давыдовка и Западная. Рассматриваемый участок сети представлен на рисунке 1.

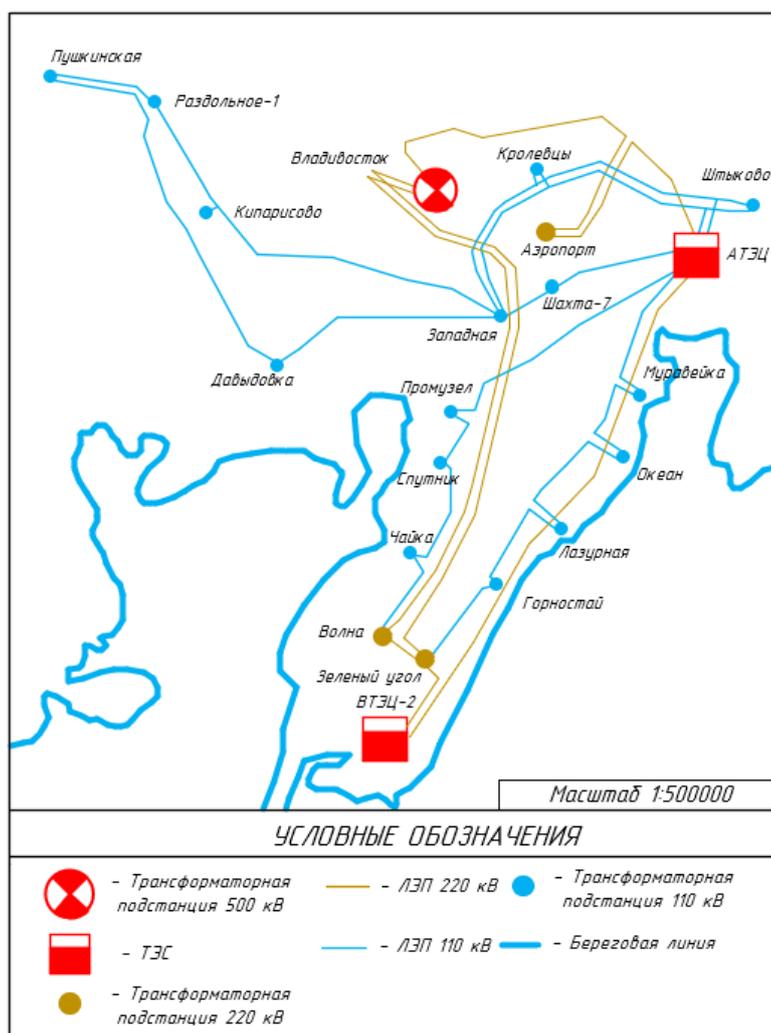


Рисунок 1 – Участок рассматриваемой сети

Рассматриваемый участок сети включает в себя следующие ЛЭП. (Таблица 2).

Таблица 2 – Характеристика линий электропередачи

Наименование ЛЭП	Рабочее напряжение, кВ	Марка провода	Длина, км
1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Владивосток - Волна	220	АСО-300	52,08
КВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ - Аэропорт	220	АС-400/64	1,28
		A2xS(FL)2Y 1x800	1,04
		АС-400/51	17,56
ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Владивостокская ТЭЦ-2	220	АСк-300	2,36
		АС-300	2,82
		АСО-300	41,54
ВЛ 220 кВ Волна - Зеленый угол	220	АСк-300/66	11,68
ВЛ 220 кВ Владивосток – Зеленый угол	220	АС-400/51	64,72
ВЛ 110 кВ Пушкинская – Раздольное-1	110	АС-150/24	9,23
КВЛ 220 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 - Зеленый угол	220	АСк-300/66	2,21
		1000 Qmm AL/ XLPE/CWS(FO)/AL- FOLL/HDPE	2,12
КВЛ 220 кВ Владивосток – Аэропорт	220	АП-400	20,68
		A2xS(FL)2Y 1x800	1,04
ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково №1	110	АС-150	43,18
ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково №2	110	АС-150	43,18
ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахта-7	110	М-70	9,32
		АСКП-240	1,02
		М-70	4,14
ВЛ 110 кВ Западная – Кипарисово – Раздольное-1	110	АС-120	30,2
ВЛ 110 кВ Западная – Шахта-7	110	М-70	5,59
		АС-120	0,62
ВЛ 110 кВ Пушкинская – Давыдовка	110	АС-150/24	32,75
ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Муравейка	110	АСКП-240/56	13,34
ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Промузел	110	М-70	21,67
		АС-120	0,22
		М-70	1,74
		АС-120	1,37
ВЛ 110 кВ Волна – Чайка	110	АС-120	0,47
		М-70	2,12
		АС-300	0,2
		М-70	1,5
		АСК-240	4,5

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
ВЛ 110 Западная – Давыдовка	110	АС-120	1,19
		М-70	15,74
		АС-120	3,55
ВЛ 110 кВ Спутник – Промузел	110	М-70,	3,71
		АС-120	2,65
ВЛ 110 кВ Горностай – Лазурная	110	АСКП 240/56	12,74
		АС-240	2,34
КВЛ 110 кВ Лазурная - Океан	110	АСКП 240/56	11,33
		АС-240	2,34
		ПвПу2г1*240	0,87
КВЛ 110 кВ Океан – Муравейка	110	АСКП 240/56	15,22
		ПвПу2г1*240	0,87
ВЛ 110 кВ Чайка – Спутник	110	АС-120	1,86
		М-70	4,5

Суммарная протяженность линий электропередач рассматриваемого эквивалента сети составляет 526,4 км. Наиболее протяженной линией является ВЛ 220 кВ Владивосток – Зеленый угол (64,72 км). В основном линии являются одноцепными, с участками разных марок и сечений, что влияет на увеличение потерь электроэнергии и уменьшению надежности электросетевого комплекса.

Технические характеристики подстанций, рассматриваемого участка сети, приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Характеристики подстанций

Наименование	U _{ном} , кВ	Марка трансформатора	Способ присоединения	Вид РУ ВН
1	2	3	4	5
ПС Владивосток	500	3хАОДЦТН- 167000/500/220	Проходная	6Н
ПС Зеленый угол	220	2хАТДЦТН-63000/220/110	Узловая	9
ПС Волна	220	2хАТДЦТН- 125000/220/110	Проходная	7
ПС Аэропорт	220	2хТРДН-25000/220	Узловая	5Н
ПС Шахта-7	110	2хТДН-16000/110	Узловая	4Н
ПС Западная	110	2хТДТН-40000/110	Узловая	13Н
ПС Давыдовка	110	2хТДТН-25000/110	Проходная	9
ПС Пушкинская	110	2хТДТН-16000/110	Проходная	5Н
ПС Раздольное 1	110	2хТДТН-16000/110	Проходная	3Н
ПС Кипарисово	110	ТМН-6300/110	Тупиковая	3Н
ПС Промузел	110	2хТДН-16000/110	Проходная	9

1	2	3	4	5
ПС Спутник	110	2хТДТН-25000/110	Проходная	9
ПС Чайка	110	2хТДТН-16000/110	Проходная	9
ПС Горностай	110	2хТДН-25000/110	Проходная	5АН
ПС Лазурная	110	2хТДТН-16000/110	Проходная	5Н
ПС Океан	110	2хТДН-6300/110	Проходная	5Н
ПС Муравейка	110	2хТДТН-16000/110	Проходная	5АН
ПС Кролевцы	110	2хТДТН-25000/110	Тупиковая	5Н
ПС Штыково	110	2хТДТН-25000/110	Узловая	12

Виды РУ:

3Н – Блок (линия – трансформатор) с выключателем;

4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии;

5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий;

6Н – Треугольник;

7 – Четырехугольник;

9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин;

9Н – Одна рабочая секционированная по числу трансформаторов система шин с подключением трансформаторов к секциям шин через развилку из выключателей;

13 – Две рабочие системы шин;

13Н – Две рабочие и обходная системы шин.

В рассматриваемом районе проектирования присутствует 1 ПС 500 кВ – Владивосток, которая является однотрансформаторной.

Общее количество ПС 220 кВ – 3, все двухтрансформаторные, по виду присоединения к сети являются: узловыми, тупиковыми и проходными.

ПС 110 кВ в рассматриваемом районе – 15, являются также двухтрансформаторными, кроме ПС Кипарисово, по виду присоединения к сети аналогично.

1.5 Расчет электрических нагрузок

Задача данного раздела заключается в прогнозировании электрических нагрузок и определении вероятностных характеристик.

Состояние электрической сети постоянно изменяется причиной этому служат множество факторов, например, изменение величин нагрузки, что связано с отключением и включением электроприемников или изменения режима их работы.

Электрические нагрузки фиксируют два раза в год – зимой и летом во время контрольных замеров.

Для выбора оборудования выполним расчет вероятностных характеристик. Для расчета примем, что коэффициент заполнения $K_3 = 0,5$, а коэффициент максимума $k_{\max} = 1,2$ [12].

Коэффициент формы определяется по формуле:

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

Средняя активная и эффективная мощности определяются выражениями:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{k_{max}}, \quad (2)$$

$$P_{\phi} = P_{cp} \cdot k_{\phi}, \quad (3)$$

где P_{max} – максимальная мощность ПС за текущий год;

Вероятностные характеристики для реактивной мощности определяются посредством умножения характеристик активной мощности на коэффициент реактивной мощности:

$$Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (4)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности.

Расчет нагрузок производился на основании контрольных замеров от 15.12.2021, полученных в ДРСК.

Результат расчета текущих вероятностно-статических характеристик нагрузок и вероятностных коэффициентов в зимний период, представлен в таблице 4.

Таблица 4 – Вероятностные характеристики

ПС	Время	Pmax, МВт	Pcp, МВт	Pэф, МВт	Pmin, МВт	Qmax, Мвар	Qcp, Мвар	Qэф, Мвар	Qmin, Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ВН АТЭЦ	Зима	60,1	50,08	85,14	35,06	25,84	21,54	25,19	15,07
	Лето	51,09	42,57	72,37	29,79	21,97	18,31	21,41	12,81
ПС Аэропорт	Зима	4,3	3,58	6,09	2,51	1,93	1,62	1,88	1,12
	Лето	3,66	3,05	5,18	2,13	1,65	1,37	1,60	0,95
СН ПС Владивосток	Зима	46,4	38,67	65,73	27,07	19,95	16,63	19,45	11,63
	Лето	39,44	32,87	55,87	23,01	16,96	14,13	16,53	9,89
ПС Океан	Зима	3,8	3,17	5,38	2,22	1,75	1,45	1,70	1,01
	Лето	3,23	2,69	4,58	1,88	1,48	1,23	1,44	0,86
ПС Муравейка	Зима	4,3	3,58	6,09	2,51	1,81	1,50	1,76	1,05
	Лето	3,65	3,05	5,18	2,13	1,53	1,27	1,49	0,89
ПС Шахта-7	Зима	20,8	17,33	29,47	12,13	9,15	7,63	8,92	5,35
	Лето	17,68	14,73	25,05	10,31	7,78	6,48	7,58	4,54
ВН ПС Западная	Зима	5	4,17	7,08	2,92	2,15	1,79	2,09	1,25
	Лето	4,25	3,54	6,02	2,48	1,83	1,52	1,78	1,07
СН ПС Западная	Зима	33,1	27,58	46,89	19,31	7,32	6,09	7,13	4,27
	Лето	28,135	23,44	39,86	16,41	6,22	5,18	6,06	3,63
НН ПС Западная	Зима	23,7	19,75	33,57	13,82	5,28	4,40	5,15	3,08
	Лето	20,145	16,79	28,54	11,75	4,49	3,74	4,38	2,62
ПС Давыдовка	Зима	59,1	49,25	83,72	34,47	26,59	22,16	25,93	15,51
	Лето	50,23	41,86	71,16	29,30	22,61	18,84	22,04	13,18
ПС Пушкинская	Зима	1	0,83	1,41	0,58	0,43	0,35	0,41	0,25
	Лето	0,85	0,70	1,20	0,49	0,36	0,30	0,35	0,21
ПС Раздольное-1	Зима	8,5	7,08	12,04	4,96	3,91	3,25	3,81	2,28
	Лето	7,23	6,02	10,23	4,21	3,32	2,76	3,24	1,93

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПС Кипарисово	Зима	2,9	2,43	4,12	1,69	1,22	1,01	1,19	0,71
	Лето	2,46	2,05	3,49	1,44	1,03	0,86	1,01	0,60
ПС Чайка	Зима	25,6	21,33	36,27	14,93	11,26	9,39	10,98	6,57
	Лето	21,76	18,13	30,87	12,69	9,57	7,97	9,33	5,58
ПС Спутник	Зима	4,2	3,5	5,95	2,45	1,80	1,505	1,76	1,05
	Лето	3,57	2,97	5,05	2,08	1,53	1,28	1,49	0,89
ПС Промузел	Зима	17,2	14,33	24,36	10,03	7,74	6,45	7,54	4,51
	Лето	14,62	12,18	20,71	8,53	6,57	5,48	6,41	3,83
СН АТЭЦ	Зима	99,5	82,91	140,95	58,04	42,78	35,65	41,71	24,96
	Лето	84,575	70,47	119,81	49,33	36,36	30,30	35,46	21,21
НН1 ПС Волна	Зима	14,3	11,92	20,25	8,34	6,15	5,12	5,99	3,59
	Лето	12,15	10,13	17,21	7,09	5,23	4,35	5,09	3,05
НН2 ПС Волна	Зима	12,1	10,08	17,14	7,06	5,45	4,53	5,31	3,17
	Лето	10,28	8,57	14,57	5,99	4,63	3,85	4,51	2,69
СН ВТЭЦ-2	Зима	298,2	248,5	422,45	173,95	128,23	106,86	125,02	74,79
	Лето	253,47	211,23	359,08	147,85	108,99	90,83	106,27	63,57
НН ПС Владивосток	Зима	4,3	3,58	6,09	2,51	1,93	1,62	1,88	1,12
	Лето	3,65	3,04	5,18	2,13	1,64	1,37	1,60	0,95
ПС Горностай	Зима	5	4,16	7,08	2,92	2,25	1,87	2,19	1,31
	Лето	4,25	3,54	6,02	2,48	1,91	1,59	1,86	1,11
ПС Лазурная	Зима	7,5	6,25	10,62	4,37	3,23	2,69	3,14	1,88
	Лето	6,375	5,31	9,03	3,71	2,74	2,28	2,67	1,59
СН ПС Зеленый угол	Зима	18,5	15,42	26,21	10,79	8,51	7,09	8,29	4,96
	Лето	15,73	13,11	22,27	9,17	7,23	6,03	7,05	4,21
НН Зеленый угол	Зима	1,6	1,33	2,27	0,93	0,67	0,56	0,65	0,39
	Лето	1,36	1,13	1,93	0,79	0,57	0,47	0,55	0,33
ПС Штыково	Зима	16,1	13,41	22,81	9,39	6,92	5,77	6,74	4,03
	Лето	13,69	11,47	19,38	7,98	5,88	4,90	5,73	3,43
ПС Кролевцы	Зима	22,5	18,75	31,87	13,12	10,12	8,43	9,87	5,91
	Лето	19,12	15,93	27,09	11,15	8,60	7,17	8,39	5,02

После производим расчет и анализ существующих нормальных и послеаварийных режимов сети, на основе которых далее поможет определить необходимые мероприятия по ее усилению и реконструкции.

1.6 Анализ нормального режима существующей сети

В данной выпускной квалификационной работе для расчета режимов использован ПВК (прикладной вычислительный комплекс) RastrWin 3. Для того, чтобы определить параметры режима в ПВК RastrWin 3, необходимо рассчитать параметры элементов электрической сети: линий, трансформаторов и т.д., такие как, сопротивления, проводимости, коэффициенты трансформации.

Параметры ЛЭП и трансформаторов рассчитываются по данным, приведенным в [1].

Расчет выполнялся для части энергосистемы Приморского края, включающей в себя Владивостокскую ТЭЦ – 2 и Артемовскую ТЭЦ, подстанции 220 кВ: Аэропорт, Волна, Зеленый угол, подстанции 110 кВ: Шахта – 7, Западная, Давыдовка, Пушкинская, Раздольное – 1, Кипарисово, Промузел, Спутник, Чайка, Горностаи, Лазурная, Океан, Муравейка, и подстанцию 500/220/10 кВ Владивосток.

Генераторные узлы, задаются активной мощностью, модулем напряжения, а также пределами выработки и потребления реактивной мощности. Балансирующий узел, задается модулем напряжения и пределами выработки и потребления реактивной мощности.

Параметры узлов приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Параметры узлов сети (зима)

№	Название	Uном, кВ	Pн, Мвт	Qн, МВар	Pг, Мвт	Qг, МВар	Uзд, кВ	Qmin, МВар	Qmax, МВар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ВН АТЭЦ	220	60,1	30,6	0	0	0	0	0
2	ПС Аэропорт	220	4,3	0,9	0	0	0	0	0
3	СН ПС Владивосток	220	46,4	1,3	0	0	0	0	0
4	ВН ПС Волна	220	0	0	0	0	0	0	0
5	ВН ПС Зеленый угол	220	0	0	0	0	0	0	0
6	ВН ВТЭЦ-2	220	0	0	0	0	0	0	0
7	ПС Океан	110	3,8	0,8	0	0	0	0	0
8	ПС Муравейка	110	4,3	1,3	0	0	0	0	0
9	ПС Шахта-7	110	20,8	8,33	0	0	0	0	0
10	ВН ПС Западная	110	5	1	0	0	0	0	0
11	ПС Давыдовка	110	59,1	21,5	0	0	0	0	0
12	ПС Пушкинская	110	1	0,1	0	0	0	0	0
13	ПС Раздольное-1	110	4,5	1,7	0	0	0	0	0

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
14	ПС Кипарисово	110	2,9	1	0	0	0	0	0
15	ПС Чайка	110	18,4	7,3	0	0	0	0	0
16	ПС Спутник	110	34,2	8,5	0	0	0	0	0
17	ПС Промузел	110	17,2	4,3	0	0	0	0	0
19	Нейтраль1 АТЭЦ	220	0	0	0	0	0	0	0
20	Нейтраль2 АТЭЦ	220	0	0	0	0	0	0	0
21	СН АТЭЦ	110	99,5	18,5	0	0	0	0	0
22	Г5 АТЭЦ	10	10	8,1	90	8,85	10,3	-100	100
23	Г6 АТЭЦ	10	9,5	7,9	90	8,67	10,3	-100	100
24	Г7 АТЭЦ	10	10,3	9,7	90	85,12	10,3	-100	100
26	Нейтраль1 ПС Волна	220	0	0	0	0	0	0	0
27	Нейтраль2 ПС Волна	220	0	0	0	0	0	0	0
28	НН1 ПС Волна	6	14,3	3,6	0	0	0	0	0
29	НН2 ПС Волна	6	12,1	3,1	0	0	0	0	0
30	СН ПС Волна	110	15	5	0	0	0	0	0
31	Нейтраль1 ВТЭЦ-2	220	0	0	0	0	0	0	0
32	Нейтраль2 ВТЭЦ-2	220	0	0	0	0	0	0	0
33	Г1 ВТЭЦ-2	10	16,1	11,4	25	47,42	10,5	-100	100
34	Г2 ВТЭЦ-2	10	12,8	10,1	90	23,67	10,3	-100	100
35	Г3 ВТЭЦ-2	10	4,8	4,3	90	18,19	10,3	-100	100
36	Г4 ВТЭЦ-2	10	8,2	7,3	90	-1,69	10,5	-100	100
37	Г5 ВТЭЦ-2	10	0	0	50	27,33	10	-100	100
38	Г6 ВТЭЦ-2	10	13	8,6	50	35,73	10	-100	100
39	СН ВТЭЦ-2	110	298,2	37,9	0	0	0	0	0
40	ВН ПС Владивосток	500	0	0	204,58	95,58	500	-100	100
41	Нейтраль ПС Владивосток	500	0	0	0	0	0	0	0
42	НН ПС Владивосток	10	4,3	0,3	0	0	0	0	0
43	ПС Горностай	110	5	2	0	0	0	0	0
44	ПС Лазурная	110	7,5	2,7	0	0	0	0	0
45	Нейтраль1 ПС Зеленый угол	220	0	0	0	0	0	0	0
46	Нейтраль2 ПС Зеленый угол	220	0	0	0	0	0	0	0
47	СН ПС Зеленый угол	110	18,5	47,9	0	0	0	0	0
48	НН1 Зеленый угол	10	1,6	0,4	0	0	0	0	0
49	НН2 Зеленый угол	10	0	0	0	0	0	0	0
52	Г9 АТЭЦ	10	8	8,9	90	62,52	10,5	-100	100
53	ПС Штыково	110	16,1	6,3	0	0	0	0	0
54	ПС Кролевцы	110	22,49	8,98	0	0	0	0	0
55	отп.5	110	0	0	0	0	0	0	0
56	отп.4	110	0	0	0	0	0	0	0
57	Нейтраль1 ПС Западная	110	0	0	0	0	0	0	0
58	Нейтраль2 ПС Западная	110	0	0	0	0	0	0	0

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
59	СН ПС Западная	35	33,1	11,3	0	0	0	0	0
60	НН ПС Западная	6	23,7	8,9	0	0	0	0	0

Параметры трансформаторов определяются по каталожным данным на каждую ветвь трансформатора. [27] Результат расчета по ветвям представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Параметры ветвей сети (зима)

Узел начала ветви	Узел конца ветви	Тип	Название участка	Активное сопротивление, Ом	Индуктивное сопротивление, Ом	Активная проводимость, мкСм	Индуктивная проводимость, мкСм	Коэффициент трансформации
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	2	ЛЭП	ВН АТЭЦ – ПС Аэропорт	1,5	8,4	-54	0	–
2	3	ЛЭП	ПС Аэропорт – СН ПС Владивосток	1,575	8,82	-56,7	0	–
7	8	ЛЭП	ПС Океан – ПС Муравейка	1,93	6,52	-45,24	0	–
3	4	ЛЭП	СН ПС Владивосток – ВН ПС Волна	5,08	22,35	-	0	–
3	5	ЛЭП	СН ПС Владивосток – ВН ПС Зеленый угол	4,85	27,17	-	0	–
5	6	ЛЭП	ВН ПС Зеленый угол – ВН ВТЭЦ-2	0,423	1,85	-11,40	0	–
1	6	ЛЭП	ВН АТЭЦ – ВН ВТЭЦ-2	4,578	20,03	-	0	–
47	43	ЛЭП	СН ПС Зеленый угол – ПС Горностай	0,72	2,43	-16,86	0	–
43	44	ЛЭП	ПС Горностай – ПС Лазурная	1,8	6,07	-42,15	0	–
44	7	ЛЭП	ПС Лазурная – ПС Океан	1,74	5,87	-40,74	0	–
8	21	ЛЭП	ПС Муравейка – СН АТЭЦ	1,60	5,40	-37,48	0	–
30	15	ЛЭП	СН ПС Волна – ПС Чайка	1,05	3,56	-24,7	0	–
15	16	ЛЭП	ПС Чайка – ПС Спутник	1,58	2,71	-16,91	0	–
16	17	ЛЭП	ПС Спутник – ПС Промузел	1,58	2,71	-16,91	0	–
17	21	ЛЭП	ПС Промузел – СН АТЭЦ	5,7	7,7	-53,75	0	–
21	9	ЛЭП	СН АТЭЦ – ПС Шахта-7	3,87	4,63	-38,25	0	–
9	10	ЛЭП	ПС Шахта-7 – ВН ПС Западная	1,65	1,92	-15,81	0	–
10	11	ЛЭП	ВН ПС Западная – ПС Давыдовка	5,47	6,33	-52,22	0	–
11	12	ЛЭП	ПС Давыдовка – ПС Пушкинская	6,48	13,75	-88,43	0	–
12	13	ЛЭП	ПС Пушкинская – ПС Раздольное-1	1,83	3,87	-24,91	0	–

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13	14	ЛЭП	ПС Раздольное-1 – ПС Кипарисово	2,34	4,01	-25	0	–
14	10	ЛЭП	ПС Кипарисово – ВН ПС Западная	5,17	8,86	-55,22	0	–
10	62	ЛЭП	ВН ПС Западная – отп 129	5,425	11,50	-73,98	0	–
10	55	ЛЭП	ВН ПС Западная– отп,128	5,425	11,50	-73,98	0	–
62	54	ЛЭП	отп 129 – ПС Кролевцы	5,6	11,94	-76,38	0	–
55	54	ЛЭП	отп 128 – ПС Кролевцы	5,6	11,94	-76,38	0	–
62	61	ЛЭП	отп 129 – отп 43	1,55	3,35	-21,2	0	–
55	56	ЛЭП	отп 128 – отп 44	1,55	3,35	-21,2	0	–
56	21	ЛЭП	отп 44 – СН АТЭЦ	0,525	1,12	-7,17	0	–
21	61	ЛЭП	СН АТЭЦ – отп 43	0,525	1,12	-7,17	0	–
61	53	ЛЭП	отп 43 – ПС Штыково	0,334	0,71	-4,56	0	–
56	53	ЛЭП	отп 44 – ПС Штыково	0,334	0,71	-4,56	0	–
1	19	Тр-р	ВН АТЭЦ – Нейтраль1 АТЭЦ	0,35	33,79	16,84	2,36	1
19	21	Тр-р	Нейтраль1 АТЭЦ – СН АТЭЦ	0,35	0	0	0	0,55
19	52	Тр-р	Нейтраль1 АТЭЦ – Г9 АТЭЦ	0,35	60,24	0	0	0,04
1	20	Тр-р	ВН АТЭЦ – Нейтраль2 АТЭЦ	0,35	33,79	16,84	2,36	1
20	21	Тр-р	Нейтраль2 АТЭЦ – СН АТЭЦ	0,35	0	0	0	0,55
20	52	Тр-р	Нейтраль2 АТЭЦ – Г9 АТЭЦ	0,35	60,24	0	0	0,04
1	24	Тр-р	ВН АТЭЦ – Г7 АТЭЦ	1,42	51,51	10,42	2,30	0,04
21	23	Тр-р	СН АТЭЦ – Г6 АТЭЦ	0,37	12,29	46,45	6,83	0,08
21	22	Тр-р	СН АТЭЦ – Г5 АТЭЦ	0,37	12,29	46,45	6,83	0,08
40	41	Тр-р	ВН ПС Владивосток – Нейтраль ПС Владивосток	0,48	60,84	7,91	1,5	1
41	3	Тр-р	Нейтраль ПС Владивосток – СН ПС Владивосток	0,48		0	0	0,46
41	42	Тр-р	Нейтраль ПС Владивосток – НН ПС Владивосток	0,48	112,99	0	0	0,02
4	26	Тр-р	ВН ПС Волна – Нейтраль1 ПС Волна	0,51	59,24	11,75	1,22	1
26	30	Тр-р	Нейтраль1 ПС Волна – СН ПС Волна	0,51	-12,68	0	0	0,52
26	28	Тр-р	Нейтраль1 ПС Волна – НН1 ПС Волна	0,51	131,19	0	0	0,02
4	27	Тр-р	ВН ПС Волна – Нейтраль2 ПС Волна	0,51	59,24	11,75	1,22	1
27	30	Тр-р	Нейтраль2 ПС Волна – СН ПС Волна	0,51	-12,68	0	0	0,52
27	29	Тр-р	Нейтраль2 ПС Волна – НН2 ПС Волна	0,51	131,19	0	0	0,02
5	45	Тр-р	ВН ПС Зеленый угол – Нейтраль1 ПС Зеленый угол	1,43	241,82	130,99	0,85	1
45	47	Тр-р	Нейтраль1 ПС Зеленый угол – СН ПС Зеленый угол	1,43	0	0	0	0,52

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
45	48	Тр-р	Нейтраль1 ПС Зеленый угол –НН1 Зеленый угол	1,43	0	0	0	0,04
5	46	Тр-р	ВН ПС Зеленый угол – Нейтраль2 ПС Зеленый угол	1,43	241,82	130,99	0,85	1
46	47	Тр-р	Нейтраль2 ПС Зеленый угол – СН ПС Зеленый угол	1,43	0	0	0	0,52
46	49	Тр-р	Нейтраль2 ПС Зеленый угол м НН2 Зеленый угол	1,43	0	0	0	0,04
6	31	Тр-р	ВН ВТЭЦ-2 – Нейтраль1 ВТЭЦ-2	0,51	0	11,75	1,22	1
31	39	Тр-р	Нейтраль1 ВТЭЦ-2 – СН ВТЭЦ-2	0,51	0	0	0	0,52
31	36	Тр-р	Нейтраль1 ВТЭЦ-2 – Г4 ВТЭЦ-2	0,51	131,19	0	0	0,04
6	32	Тр-р	ВН ВТЭЦ-2 – Нейтраль2 ВТЭЦ-2	0,51	59,24	11,75	1,22	1
32	39	Тр-р	Нейтраль2 ВТЭЦ-2 – СН ВТЭЦ-2	0,51	0	0	0	0,52
32	36	Тр-р	Нейтраль2 ВТЭЦ-2 – Г4 ВТЭЦ-2	0,51	131,19	0	0	0,04
6	37	Тр-р	ВН ВТЭЦ-2 – Г5 ВТЭЦ-2	1,42	51,51	10,42	2,30	0,04
6	38	Тр-р	ВН ВТЭЦ-2 – Г6 ВТЭЦ-2	1,42	51,51	10,42	2,30	0,04
39	33	Тр-р	СН ВТЭЦ-2 – Г1 ВТЭЦ-2	0,37	12,29	46,45	6,83	0,08
39	34	Тр-р	СН ВТЭЦ-2 – Г2 ВТЭЦ-2	0,37	12,29	46,45	6,83	0,08
39	35	Тр-р	СН ВТЭЦ-2 – Г3 ВТЭЦ-2	0,37	12,29	46,45	6,83	0,08
10	57	Тр-р	ВН ПС Западная – Нейтраль1 ПС Западная	0,88	33,04	26,95	3,78	1
57	59	Тр-р	Нейтраль1 ПС Западная – СН ПС Западная	0,88	0	0	0	0,31
57	60	Тр-р	Нейтраль1 ПС Западная – НН ПС Западная	0,88	19,19	0	0	0,05
10	58	Тр-р	ВН ПС Западная – Нейтраль2 ПС Западная	0,88	33,04	26,95	3,78	1
58	59	Тр-р	Нейтраль2 ПС Западная – СН ПС Западная	0,88	0	0	0	0,31
58	60	Тр-р	Нейтраль2 ПС Западная – НН ПС Западная	0,88	19,19	0	0	0,05

Согласно требованиям ГОСТ, допустимые колебания напряжения на подстанциях в пределах $\pm 10\%$ от номинального напряжения, но не выше наибольшего рабочего напряжения. [6]. В таблице 7 приведены значения наибольших рабочих напряжений.

Таблица 7 – Наибольшие рабочие напряжения

Номинальное напряжение, кВ	110	220	500
Наиболее рабочее напряжение, кВ	126	252	525

При увеличении напряжения выше наибольшего в электрической сети снижается надежность, увеличиваются потери электрической энергии, может сократиться срок службы оборудования, что приводит к авариям в сети. При анализе режимов напряжения на подстанциях находятся в пределах $\pm 10\%$.

При анализе допустимой токовой нагрузки ЛЭП, приведённом в таблице 8, полученные значения не превышает предельно допустимые значения.

Таблица 8 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме максимальных нагрузок

Участок	Ток в начале линии, А	Ток в конце линии, А	Длительно допустимый ток при 25 °С, А	Длительно допустимый ток при -21 °С, А	Токовая загрузка, %
1	2	3	4	5	6
ВН АТЭЦ - ПС Аэропорт	216	211	825,0	1279,6	16,9
ПС Аэропорт - СН ПС Владивосток	221	217	825,0	1279,6	17,3
СН ПС Владивосток - ВН ПС Волна	190	195	690,0	1070,2	18,2
СН ПС Владивосток - ВН ПС Зеленый угол	45	61	825,0	1279,6	4,8
ВН ПС Зеленый угол - ВН ВТЭЦ-2	45	44	690,0	1070,2	4,2
ВН АТЭЦ - ВН ВТЭЦ-2	122	112	690,0	1070,2	11,4
СН ПС Зеленый угол - ПС Горноста́й	149	195	610,0	946,1	15,7
ПС Горноста́й - ПС Лазурная	161	159	610,0	946,1	17,1
ПС Лазурная - ПС Океан	184	181	610,0	946,1	19,4
ПС Океан - ПС Муравейка	193	191	610,0	946,1	20,4
ПС Муравейка - СН АТЭЦ	207	205	610,0	946,1	21,9
СН ПС Волна - ПС Чайка	152	152	610,0	946,1	16,1
ПС Чайка - ПС Спутник	58	58	270,0	418,8	13,8
ПС Спутник - ПС Промузел	124	124	380,0	589,4	21,1
ПС Промузел - СН АТЭЦ	212	211	270,0	418,8	50,6
СН АТЭЦ - ПС Шахта-7	457	458	380,0	589,4	77,7
ПС Шахта-7 - ВН ПС Западная	346	347	270,0	418,8	82,8
ВН ПС Западная - ПС Давыдовка	278	279	270,0	418,8	66,7
ПС Давыдовка - ПС Пушкинская	54	50	445,0	690,2	7,9
ПС Пушкинская - ПС Раздольное-1	55	54	445,0	690,2	7,8
ПС Раздольное-1 - ПС Кипарисово	79	78	380,0	589,4	13,3
ПС Кипарисово - ВН ПС Западная	94	92	380,0	589,4	15,9
ВН ПС Западная - отп.5	189	186	445,0	690,2	27,4
ВН ПС Западная - отп.5	189	186	445,0	690,2	27,4
отп.5 - ПС Кролевцы	59	60	445,0	690,2	8,7

1	2	3	4	5	6
отп.5 - ПС Кролевцы	59	60	445,0	690,2	8,7
отп.5 - отп.4	244	243	445,0	690,2	35,4
отп.5 - отп.4	244	243	445,0	690,2	35,4
отп.4 - СН АТЭЦ	285	285	445,0	690,2	41,3
отп.4 - СН АТЭЦ	285	285	445,0	690,2	41,3
отп.4 - ПС Штыково	42	42	445,0	690,2	6,1
отп.4 - ПС Штыково	42	42	445,0	690,2	6,1

Наиболее загруженными ЛЭП являются ВЛ 110 ПС Шахта-7 – ПС Западная.

Также на ПС Западная трансформаторы ТДТН-40000/110 в нормальном режиме загружены на 75 %:

1.7 Анализ послеаварийных режимов

Исходя из правил, изложенных в документе [21] схема и параметры основных и распределительных сетей должны обеспечивать надежность электроснабжения, при которой питание потребителей осуществляется без ограничения нагрузки с соблюдением нормативных требований к качеству электроэнергии при полной схеме сети и при отключении одной ВЛ или трансформатора/автотрансформатора (принцип «N-1» для потребителей).

Было рассмотрено два послеаварийных режима с отключением более загруженных линий ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Шахта-7 и ВЛ, и ВЛ 110 кВ Шахта-7 – ПС Западная. В таблицах 11 и 12 приведена токовая загрузка ЛЭП в указанных послеаварийных режимах. А также послеаварийный режим с отключением одного трансформатора на ПС Западная. В приложении Б, В и Г приведены результаты расчетов перечисленных ПА режимов.

Первым послеаварийным был рассмотрен режим, в котором был отключен участок ВЛ 110 кВ АТЭЦ – ПС Шахта-7. При отключении данной линии напряжения в точках передачи электроэнергии находятся ниже допустимых пределов, при учете поднятия напряжения на генераторах и изменения положения анцапф на трансформаторах подстанций. Схема первого

послеаварийного режима приведена в приложении Б. Токовая нагрузка линий в первом п/а режиме приведена в таблице 9.

Таблица 9 – Токовая нагрузка ЛЭП в первом послеаварийном режиме

Участок	Ток в начале линии, А	Ток в конце линии, А	Длительно допустимый ток при 25 °С, А	Длительно допустимый ток при -21 °С, А	Токовая нагрузка, %
1	2	3	4	5	6
ВН АТЭЦ - ПС Аэропорт	223	219	825,0	1279,6	18,9
ПС Аэропорт - СН ПС Владивосток	229	224	825,0	1279,6	19,3
СН ПС Владивосток - ВН ПС Волна	193	198	690,0	1070,2	20,0
СН ПС Владивосток - ВН ПС Зеленый угол	48	63	825,0	1279,6	5,3
ВН ПС Зеленый угол - ВН ВТЭЦ-2	46	45	690,0	1070,2	4,7
ВН АТЭЦ - ВН ВТЭЦ-2	125	116	690,0	1070,2	12,7
СН ПС Зеленый угол - ПС Горностаи	147	146	610,0	946,1	16,8
ПС Горностаи - ПС Лазурная	160	157	610,0	946,1	18,3
ПС Лазурная - ПС Океан	182	179	610,0	946,1	20,8
ПС Океан - ПС Муравейка	191	189	610,0	946,1	21,9
СН ПС Владивосток - ВН ПС Зеленый угол	48	63	825,0	1279,6	5,3
ВН ПС Зеленый угол - ВН ВТЭЦ-2	46	45	690,0	1070,2	4,7
ВН АТЭЦ - ВН ВТЭЦ-2	125	116	690,0	1070,2	12,7
СН ПС Зеленый угол - ПС Горностаи	147	146	610,0	946,1	16,8
ПС Горностаи - ПС Лазурная	160	157	610,0	946,1	18,3
ПС Лазурная - ПС Океан	182	179	610,0	946,1	20,8
ПС Океан - ПС Муравейка	191	189	610,0	946,1	21,9
ПС Муравейка - СН АТЭЦ	205	203	610,0	946,1	23,4
СН ПС Волна - ПС Чайка	158	158	610,0	946,1	18,0
ПС Чайка - ПС Спутник	63	63	270,0	418,8	16,»
ПС Спутник - ПС Промузел	119	118	380,0	589,4	21,8
ПС Промузел - СН АТЭЦ	206	205	270,0	418,8	53,3
СН АТЭЦ - ПС Шахта-7	—	—	—	—	—
ПС Шахта-7 - ВН ПС Западная	120	120	270,0	418,8	31,1
ВН ПС Западная - ПС Давыдовка	294	295	270,0	418,8	76,1
ПС Давыдовка - ПС Пушкинская	56	53	445,0	690,2	8,8
ПС Пушкинская - ПС Раздольное-1	58	57	445,0	690,2	9,1
ПС Раздольное-1 - ПС Кипарисово	83	82	380,0	589,4	15,2
ПС Кипарисово - ВН ПС Западная	99	97	380,0	589,4	18,1
ВН ПС Западная - отп.5	437	435	445,0	690,2	68,5

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6
ВН ПС Западная - отп.5	437	435	445,0	690,2	68,5
отп.5 - ПС Кролевцы	59	61	445,0	690,2	9,6
отп.5 - ПС Кролевцы	59	61	445,0	690,2	9,6
отп.5 - отп.4	495	494	445,0	690,2	77,5
отп.5 - отп.4	495	494	445,0	690,2	77,5
отп.4 - СН АТЭЦ	536	536	445,0	690,2	84,1
отп.4 - СН АТЭЦ	536	536	445,0	690,2	84,1
отп.4 - ПС Штыково	42	42	445,0	690,2	6,7
отп.4 - ПС Штыково	42	42	445,0	690,2	6,7

Вторым послеаварийным был рассмотрен режим, в котором был отключен участок ВЛ 110 кВ ПС Западная – ПС Шахта-7. При отключении данной линии напряжения в точках передачи электроэнергии находятся ниже допустимых пределов, при учете поднятия напряжения на генераторах и изменения положения анцапф на трансформаторах подстанций. Схема второго послеаварийного режима приведена в приложении Б. Токовая загрузка линий в первом п/а режиме приведена в таблице 10.

Таблица 10 – Токовая загрузка ЛЭП во втором послеаварийном режиме

Участок	Ток в начале линии, А	Ток в конце линии, А	Длительно допустимый ток при 25 °С, А	Длительно допустимый ток при -21 °С, А	Токовая загрузка, %
1	2	3	4	5	6
ВН АТЭЦ - ПС Аэропорт	220	215	825,0	1279,6	18,6
ПС Аэропорт - СН ПС Владивосток	225	220	825,0	1279,6	19,0
СН ПС Владивосток - ВН ПС Волна	191	196	690,0	1070,2	19,8
СН ПС Владивосток - ВН ПС Зеленый угол	46	62	825,0	1279,6	5,2
ВН ПС Зеленый угол - ВН ВТЭЦ-2	46	44	690,0	1070,2	4,6
ВН АТЭЦ - ВН ВТЭЦ-2	124	114	690,0	1070,2	12,5
СН ПС Зеленый угол - ПС Горноста́й	148	147	610,0	946,1	16,9
ПС Горноста́й - ПС Лазурная	160	158	610,0	946,1	18,3
ПС Лазурная - ПС Океан	183	180	610,0	946,1	20,9
ПС Океан - ПС Муравейка	192	190	610,0	946,1	22,0
ПС Муравейка - СН АТЭЦ	206	204	610,0	946,1	23,5
СН ПС Волна - ПС Чайка	155	155	610,0	946,1	17,7
ПС Чайка - ПС Спутник	60	60	270,0	418,8	15,5
ПС Спутник - ПС Промузел	122	121	380,0	589,4	22,3
ПС Промузел - СН АТЭЦ	209	208	270,0	418,8	54,0

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6
СН АТЭЦ - ПС Шахта-7	109	110	380,0	589,4	20,»
ПС Шахта-7 - ВН ПС Западная	—	—	—	—	—
ВН ПС Западная - ПС Давыдовка	289	290	270,0	418,8	74,9
ПС Давыдовка - ПС Пушкинская	55	52	445,0	690,2	8,7
ПС Пушкинская - ПС Раздольное-1	57	56	445,0	690,2	8,9
ПС Раздольное-1 - ПС Кипарисово	82	81	380,0	589,4	15,0
ПС Кипарисово - ВН ПС Западная	97	96	380,0	589,4	17,8
ВН ПС Западная - отп.5	371	369	445,0	690,2	58,1
ВН ПС Западная - отп.5	371	369	445,0	690,2	58,1
отп.5 - ПС Кролевы	59	61	445,0	690,2	9,5
отп.5 - ПС Кролевы	59	61	445,0	690,2	9,5
отп.5 - отп.4	428	428	445,0	690,2	67,1
отп.5 - отп.4	428	428	445,0	690,2	67,1
отп.4 - СН АТЭЦ	470	470	445,0	690,2	73,6
отп.4 - СН АТЭЦ	470	470	445,0	690,2	73,6
отп.4 - ПС Штыково	42	42	445,0	690,2	6,6
отп.4 - ПС Штыково	42	42	445,0	690,2	6,6

Третьим послеаварийным был рассмотрен режим, в котором был отключен один трансформатор ТДТН-40000/110 на ПС Западная и участок ВЛ 110 кВ ПС Западная – ПС Давыдовка. При отключении данной линии напряжения в точках передачи электроэнергии находятся ниже допустимых пределов, при учете поднятия напряжения на генераторах и изменения положения анцапф на трансформаторах подстанций. Загрузка трансформатора на ПС Западная в послеаварийном режиме равна 145%. Схема третьего послеаварийного режима приведена в приложении Б. Токовая загрузка линий в первом п/а режиме приведена в таблице 11.

Таблица 11 – Токовая загрузка ЛЭП в третьем послеаварийном режиме

Участок ЛЭП	Ток в начале линии, А	Ток в конце линии, А	Длительно допустимый ток при 25 °С, А	Длительно допустимый ток при -21 °С, А	Токовая загрузка, %
1	2	3	4	5	6
ВН АТЭЦ - ПС Аэропорт	228	224	825,0	1279,6	19,3
ПС Аэропорт - СН ПС Владивосток	234	229	825,0	1279,6	19,7
ПС Горноста́й - ПС Лазурная	159	156	610,0	946,1	18,1

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6
СН ПС Владивосток - ВН ПС Волна	195	200	690,0	1070,2	20,2
СН ПС Владивосток - ВН ПС Зеленый угол	49	64	825,0	1279,6	5,4
ВН ПС Зеленый угол - ВН ВТЭЦ-2	47	45	690,0	1070,2	4,7
ВН АТЭЦ - ВН ВТЭЦ-2	128	118	690,0	1070,2	12,9
СН ПС Зеленый угол - ПС Горнотай	146	145	610,0	946,1	16,7
ПС Лазурная - ПС Океан	181	178	610,0	946,1	20,7
ПС Океан - ПС Муравейка	190	188	610,0	946,1	21,7
ПС Муравейка - СН АТЭЦ	204	202	610,0	946,1	23,3
СН ПС Волна - ПС Чайка	161	161	610,0	946,1	18,5
ПС Чайка - ПС Спутник	66	66	270,0	418,8	17,1
ПС Спутник - ПС Промузел	115	115	380,0	589,4	21,2
ПС Промузел - СН АТЭЦ	203	202	270,0	418,8	52,4
СН АТЭЦ - ПС Шахта-7	500	500	380,0	589,4	91,8
ПС Шахта-7 - ВН ПС Западная	387	387	210	3387,2	100,0
ВН ПС Западная - ПС Давыдовка	—	—	—	—	—
ПС Давыдовка - ПС Пушкинская	288	386	445,0	690,2	60,8
ПС Пушкинская - ПС Раздольное-1	391	391	445,0	690,2	61,3
ПС Раздольное-1 - ПС Кипарисово	418	417	380,0	589,4	76,
ПС Кипарисово - ВН ПС Западная	434	432	380,0	589,4	79,6
ВН ПС Западная - отп.5	210	207	445,0	690,2	32,9
ВН ПС Западная - отп.5	210	207	445,0	690,2	32,9
отп.5 - ПС Кролевцы	59	61	445,0	690,2	9,5
отп.5 - ПС Кролевцы	59	61	445,0	690,2	9,5
отп.5 - отп.4	264	263	445,0	690,2	41,3
отп.5 - отп.4	264	263	445,0	690,2	41,3
отп.4 - СН АТЭЦ	305	304	445,0	690,2	47,7
отп.4 - СН АТЭЦ	304	305	445,0	690,2	47,7
отп.4 - ПС Штыково	42	42	445,0	690,2	6,6
отп.4 - ПС Штыково	42	42	445,0	690,2	6,6

Исходя из анализа послеаварийных режимов существующей сети можно сделать вывод о невозможности подключения новой подстанции Прохладная к существующей сети 110 кВ, т.к. это несет за собой повышение нагрузки на 38 МВт, что негативно скажется на сети 110 кВ в послеаварийных режимах. Следовательно, для обеспечения роста нагрузок в рассматриваемом районе требуется обеспечение дополнительной электрической связи.

2 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

По формуле сложных процентов определяем максимальную, среднюю и эффективную прогнозируемую мощность для рассматриваемых подстанций:

$$P_{\text{ср.прогн}} = P_{\text{ср}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прогн}} - t_0}, \quad (5)$$

где ε – относительный прирост электрической нагрузки;

$t_{\text{прогн}}$ – год, к которому приводится электрическая нагрузка;

t_0 – год начала отсчёта (первый в рассматриваемом промежутке).

Основной сценарий прогнозного изменения потребления мощности по территории Приморского края, соответствующий базовому варианту СиПР ЕЭС России [28], характеризуется среднегодовым темпом 2,46 процента в 2022 – 2026 годах. Суммарный прогноз прироста максимума нагрузки за период 2022 – 2027 годов составляет 374 МВт. [29] Рассчитанные прогнозируемые характеристики приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Прогнозируемые вероятностные характеристики

ПС	Время	P _{max} , МВт	P _{ср} , МВт	P _{эф} , МВт	Q _{max} , Мвар	Q _{ср} , Мвар	Q _{эф} , Мвар
1	2	3	4	5	7	8	9
ВН АТЭЦ	Зима	66,23	55,19	63,86	28,48	23,73	27,77
	Лето	56,30	46,91	54,28	24,21	20,17	23,60
ПС Аэропорт	Зима	4,74	3,94	4,57	2,13	1,77	2,08
	Лето	4,03	3,35	3,88	1,81	1,511	1,767
СН ПС Владивосток	Зима	51,13	42,61	49,31	21,99	18,32	21,43
	Лето	43,46	36,22	41,91	18,69	15,57	18,22
ПС Океан	Зима	4,18	3,489	4,03	1,92	1,60	1,87
	Лето	3,56	2,96	3,43	1,64	1,36	1,59
ПС Муравейка	Зима	4,74	3,95	4,57	1,99	1,65	1,94
	Лето	4,03	3,36	3,88	1,69	1,401	1,64

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7	8
ПС Шахта-7	Зима	22,92	19,10	22,10	10,08	8,40	9,83
	Лето	19,48	16,23	18,79	8,57	7,14	8,35
ВН ПС Западная	Зима	5,51	4,592	5,31	2,37	1,97	2,31
	Лето	4,68	3,91	4,51	2,01	1,67	1,96
СН ПС Западная	Зима	36,47	30,39	51,68	8,06	6,71	7,86
	Лето	31,01	25,83	43,93	6,85	5,71	6,68
НН ПС Западная	Зима	26,12	21,76	37,01	5,82	4,85	5,67
	Лето	22,20	18,50	31,45	4,95	4,12	4,82
ПС Давыдовка	Зима	65,13	54,27	62,8	29,31	24,43	28,58
	Лето	55,36	46,13	53,38	24,91	20,76	24,29
ПС Пушкинская	Зима	1,10	0,92	1,06	0,47	0,39	0,46
	Лето	0,93	0,78	0,90	0,40	0,33	0,39
ПС Раздольное-1	Зима	9,36	7,81	9,03	4,31	3,59	4,20
	Лето	7,96	6,64	7,67	3,66	3,05	3,57
ПС Кипарисово	Зима	3,19	2,66	3,08	1,34	1,12	1,31
	Лето	2,72	2,26	2,62	1,14	0,95	1,11
ПС Чайка	Зима	28,21	23,51	27,21	12,41	10,34	12,10
	Лето	23,98	19,98	23,12	10,55	8,79	10,28
ПС Спутник	Зима	37,69	31,41	36,34	16,21	13,51	15,80
	Лето	32,03	26,69	30,88	13,77	11,48	13,43
ПС Промузел	Зима	18,95	15,79	18,27	8,53	7,10	8,31
	Лето	16,11	13,43	15,53	7,25	6,04	7,06
СН АТЭЦ	Зима	109,65	91,38	105,73	47,15	39,29	45,97
	Лето	93,21	77,67	89,87	40,08	33,40	39,08
НН1 ПС Волна	Зима	15,76	13,13	15,19	6,77	5,65	6,61
	Лето	13,39	11,16	12,91	5,76	4,80	5,61
НН2 ПС Волна	Зима	13,33	11,11	12,85	6,00	5,00	5,85
	Лето	11,33	9,44	10,92	5,10	4,25	4,97
СН ВТЭЦ-2	Зима	328,64	273,86	316,86	141,31	117,76	137,78
	Лето	279,34	232,78	269,33	120,11	100,09	117,11
НН ПС Владивосток	Зима	4,73	3,94	4,57	2,13	1,78	2,08
	Лето	4,02	3,36	3,88	1,81	1,51	1,76
ПС Горностай	Зима	5,51	4,59	5,31	2,48	2,07	2,42
	Лето	4,68	3,90	4,52	2,107	1,75	2,05
ПС Лазурная	Зима	8,26	6,88	7,97	3,55	2,96	3,46
	Лето	7,02	5,854	6,77	3,02	2,52	2,94
СН ПС Зеленый угол	Зима	20,38	16,99	19,66	9,37	7,81	9,14
	Лето	17,33	14,44	16,71	7,97	6,64	7,77

1	2	3	4	5	6	7	8
НН Зеленый угол	Зима	1,76	1,46	1,70	0,74	0,62	0,72
	Лето	1,49	1,24	1,44	0,62	0,52	0,61
ПС Штыково	Зима	17,74	14,78	17,11	7,62	6,36	7,434
	Лето	15,08	12,56	14,54	6,48	5,40	6,32
ПС Кролевцы	Зима	24,79	20,66	23,91	11,15	9,29	10,87
	Лето	21,07	17,56	20,32	9,48	7,90	9,24

2.2 Расчет и анализ нормального режима сети с учетом прогнозируемых нагрузок

В данной выпускной квалификационной работе требуется произвести реконструкцию и усиление сети 110-220 кВ в связи с подключением новой ПС 110 кВ Прохладная с полной мощностью 38 МВт.

Определим необходимость строительства ПС 110/10 кВ Прохладная, смоделировав нормальный и послеаварийный режимы проектируемой сети с учетом прогнозируемых нагрузок на 2027 год. В таблице 13 показаны значения токовой загрузки ЛЭП с учетом прогнозируемых нагрузок.

Для расчета режимов использован ПВК RastrWin 3.

Таблица 13 – Токовая загрузка ЛЭП (прогнозируемые нагрузки)

Участок	Ток в начале линии, А	Ток в конце линии, А	Длительный допустимый ток при 25 °С, А	Длительный допустимый ток при -21 °С, А	Токовая загрузка, %
1	2	3	4	5	6
ВН АТЭЦ - ПС Аэропорт	306,24	303,59	825	1183,05	25,9
ПС Аэропорт - СН ПС Владивосток	317,01	314,22	825	1183,05	26,8
СН ПС Владивосток - ВН ПС Волна	239,88	244,98	690	989,46	24,8
СН ПС Владивосток - ВН ПС Зеленый угол	120,47	123,58	825	1183,05	10,4
ВН ПС Зеленый угол - ВН ВТЭЦ-2	61,29	60,67	690	989,46	6,2
ВН АТЭЦ - ВН ВТЭЦ-2	117,45	106,68	690	989,46	11,9
ПС Горностай - ПС Лазурная	37,31	34,67	610	874,74	4,3

1	2	3	4	5	6
СН ПС Зеленый угол - ПС Горностаи	28,25	27,31	610	874,74	3,2
ПС Лазурная - ПС Океан	73,46	71,63	610	874,74	8,4
ПС Океан - ПС Муравейка	93,75	91,92	610	874,74	10,7
ПС Муравейка - СН АТЭЦ	116,72	115,33	610	874,74	13,3
СН ПС Волна - ПС Чайка	227,99	228,19	610	874,74	26,1
ПС Чайка - ПС Спутник	89,92	89,50	270	387,18	23,2
ПС Спутник - ПС Промузел	146,02	145,28	380	544,92	26,8
ПС Промузел - СН АТЭЦ	241,83	239,90	270	387,18	62,5
СН АТЭЦ - ПС Шахта-7	528,34	529,02	380	544,92	94,7
ПС Шахта-7 - ВН ПС Западная	403,64	403,85	270	387,18	101,8
ВН ПС Западная - ПС Давыдовка	332,79	333,99	270	387,18	84,2
ПС Давыдовка - ПС Пушкинская	52,32	48,54	445	638,13	8,2
ПС Пушкинская - ПС Раздольное-1	54,60	53,62	445	638,13	8,6
ПС Раздольное-1 - ПС Кипарисово	107,34	106,53	380	544,92	19,7
ПС Кипарисово - ВН ПС Западная	127,88	126,20	380	544,92	23,5
ВН ПС Западная - отп.5	218,77	216,32	445	638,13	34,3
ВН ПС Западная - отп.5	218,77	216,32	445	638,13	34,3
отп.5 - ПС Кролевцы	66,30	68,252	445	638,13	10,7
отп.5 - ПС Кролевцы	66,30	68,25	445	638,13	10,7
отп.5 - отп.4	281,95	281,27	445	638,13	44,3
отп.5 - отп.4	281,95	281,27	445	638,13	44,3
отп.4 - СН АТЭЦ	328,52	328,29	445	638,13	51,5
отп.4 - СН АТЭЦ	328,52	328,29	445	638,13	51,5
отп.4 - ПС Штыково	47,31	47,43	445	638,13	7,4
отп.4 - ПС Штыково	47,31	47,43	445	638,13	7,4

По приведенным данным, полученным в результате анализа пропускной способности видно, что самой загруженной линией является ВЛ 110 Шахта – 7 – ПС Западная, значение максимального тока, протекающего по линии, составляет 387 А, что составляет 101,8 % от длительного допустимого тока при данной температуре.

Трансформаторы на подстанции 110 кВ ПС Западная загружены на 75,5 % и 70% соответственно, что говорит о неприемлемо высокой нагрузке трансформаторов в нормальном режиме при длительном их использовании.

2.3 Анализ послеаварийных режимов сети с учетом прогнозируемых нагрузок

В послеаварийном режиме будет рассмотрен вариант отключения самой загруженной ВЛ 110 Шахта-7 – ПС Западная. При отключении данной линии напряжения в точках передачи электроэнергии находятся ниже допустимых пределов, при учете поднятия напряжения на генераторах и изменения положения анцапф на трансформаторах подстанций. Схема послеаварийного режима приведена в приложении Г.

На участке сети 110 кВ Промузел – АТЭЦ максимальный ток, протекающий по участку, составляет 404 А, при длительным допустимым токе 397,2 А при температуре минус 21 градусов Цельсия, загрузка 101,8 %.

В рассмотренном послеаварийном режиме токовая загрузка трансформаторов, установленных на ПС Западная составляет 98 %, что не приемлемо при длительном их использовании.

Потери активной мощности в послеаварийном режиме 36,09 МВт, что составляет 6,08 % от общей мощности нагрузки.

Исходя из результатов расчета нормальных и послеаварийных режимов определено, что при прогнозируемом возрастании нагрузки, существующая электрическая сеть не способна обеспечить надежного электроснабжения потребителей, это обосновывает необходимость строительства и подключения новой ПС «Прохладная» к данной сети.

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ В СВЯЗИ С ПОДКЛЮЧЕНИЕМ ПОДСТАНЦИИ ПРОХЛАДНАЯ

3.1 Оценка целесообразности реконструкции действующих подстанций на участке рассматриваемой сети

В данном разделе необходимо проверить трансформаторное оборудование рассматриваемого эквивалента сети на предмет необходимости реконструкции или его замены.

В результате анализа нормального существующего режима сети в ПВК RASTR WIN 3 следует, что трансформаторы на ПС Западная загружены на 70% и ,60%. А при прогнозируемых нагрузках в нормальном режиме токовая загрузка трансформаторов составляет порядка 75%.

Исходя из анализа послеаварийных режимов с учетом прогнозирования нагрузок необходима реконструкция ПС Западная со строительством РУ 220 кВ, установкой силового трансформатора ТРДЦН –63000/220 кВ, а также строительство ответвительной ВЛ 220 кВ маркой провода АС – 300/48 от ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна до ПС 220 кВ Западная с образованием ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна с отпайкой на ПС Западная. Длина линии 2 км. Строительство данной линии позволит снизить загрузку ВЛ 110 кВ АТЭЦ – ПС Шахта-7 и ПС Шахта-7 – ПС Западная, так как даже в данном случае усиление сети с помощью строительства ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Шахта -7, недостаточно в рассматриваемых условиях.

РУ 220 кВ ПС Западная следует выполнить схемой блок (линия – трансформатор) с выключателем, 3Н. [23] Данная схема РУ, позволит переход при дальнейшем развитии к более сложной схеме.

3.2 Выбор конкурентоспособных вариантов

Сопоставляемые варианты развития энергосистем должны удовлетворять условиям технической, экономической и социальной сопоставимости, то есть обеспечивать:

а) выполнение решаемой задачи с учетом требований нормативных документов и руководящих указаний по вопросам проектирования энергетических объектов;

б) одинаковый производственный эффект (включая неэнергетическую продукцию, если рассматриваются комплексные объекты) по всем годам рассматриваемого периода;

в) выполнение требований по охране окружающей среды и социальным условиям;

г) нормативные требования к надежности электроснабжения. При этом если уровень надежности по вариантам различен, но не ниже нормативного, выравнивание вариантов по надежности не обязательно.

В связи с подключением ПС Прохладная разработано 3 конкурентных варианта конфигурации электрической сети с учетом принципов проектирования. 3 варианта в полном объеме отразят возможности реализации различных схем подключения. Не целесообразно рассматривать большее количество вариантов подключения, так как рассматриваемый участок сети требует больших объемов реконструкции, что будет экономически не выгодно в данной работе. Подключение проектируемой подстанции отпайкой в ВЛ 110 кВ Давыдовка – Западная невозможно, поскольку рассматриваемая ЛЭП в нормальном режиме при существующих нагрузках загружена на 70 %.

На рисунке 7, ПС 110 Прохладная подключается к ПС 110 Давыдовка через двухцепную ВЛ. На ПС Давыдовка установлены два трехобмоточный трансформатор ТДТН-25000/110/35. Подключение линии в данном варианте происходит в РУ ВН. Длина линии 12 км. Для этого следует провести реконструкцию РУ ПС Давыдовка с заменой схемы на схему 13Н, две рабочие и обходная системы шин.

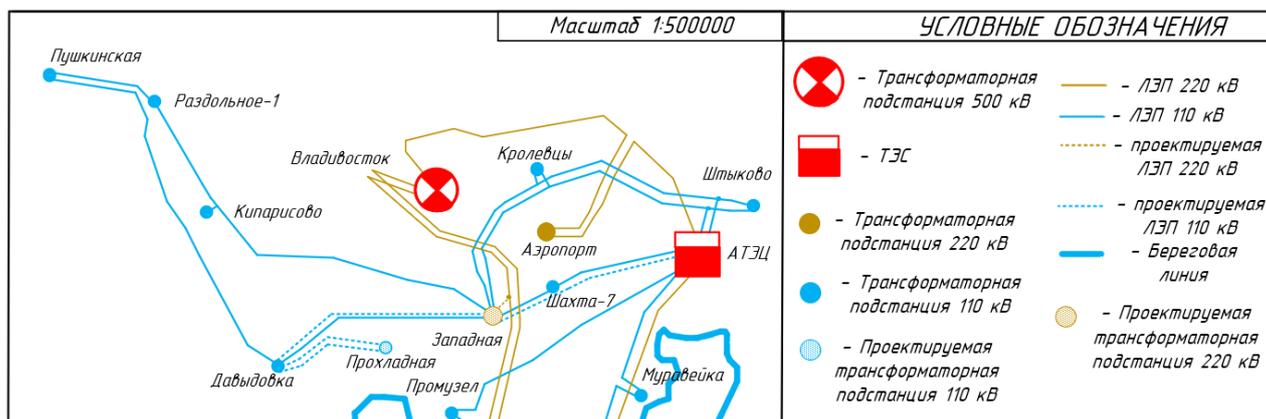


Рисунок 7 – Схема подключения по варианту №1

На рисунке 8, ПС Прохладная подключается к ПС 110 Западная через двухцепную ВЛ. На ПС Давыдовка установлены два трехобмоточный трансформатор ТДТН-40000/110/35. Подключение линии в данном варианте происходит в РУ ВН. Для этого следует провести реконструкцию РУ ПС .

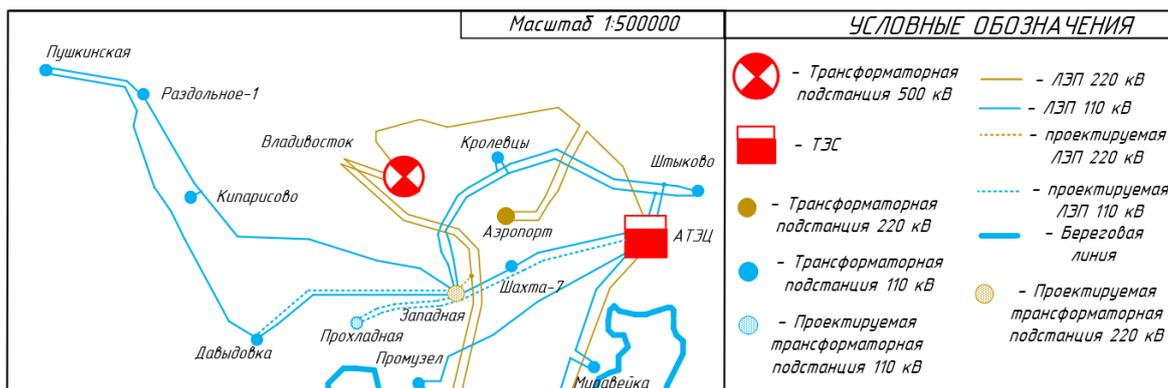


Рисунок 8 – Схема подключения по варианту № 2

На рисунке 9, ПС Прохладная подключается в рассечку ВЛ 110 кВ Давыдовка – Западная. На ПС Давыдовка установлены два трехобмоточный трансформатор ТДТН-25000/110/35, на ПС Западная – ТДТН-40000/110/35. Подключение линии в данном варианте происходит в РУ ВН. Длина линий ПС Западная – ПС Прохладная 12 км., ПС Давыдовка – ПС Прохладная 10 км.

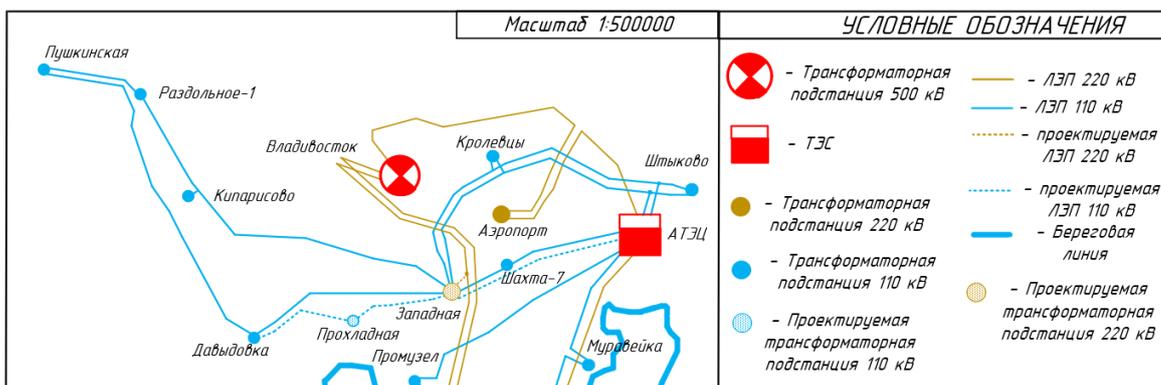


Рисунок 9 – Схема подключения по варианту № 3

В таблицу 14 сведем данные по трем рассматриваемым вариантам, а именно число выключателей 110 кВ и длину новых ЛЭП одноцепном исполнении.

Таблица 14 – Сводные данные числу выключателей 110 кВ и длине ЛЭП

Вариант	Длина ЛЭП 110 кВ, км	Количество выключателей 110 кВ, шт
Вариант 1	66	7
Вариант 2	62	7
Вариант 3	43	5

3.3 Разработка однолинейной схемы распределительных, подключаемой подстанции

В варианте №1 и №2 присоединения ПС Прохладной примем схему 4Н, два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии, так как в предложенных вариантах ПС является тупиковой. [23] Данная схема представлена на рисунке 10.

Для варианта конфигурации сети №3 примем схему 5Н, мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий, так как в данном варианте подключения ПС является проходной. [23] Данная схема представлена на рисунке 9.

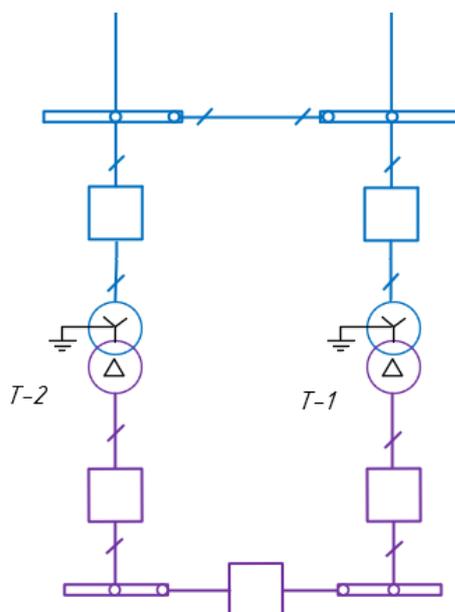


Рисунок 10 – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии

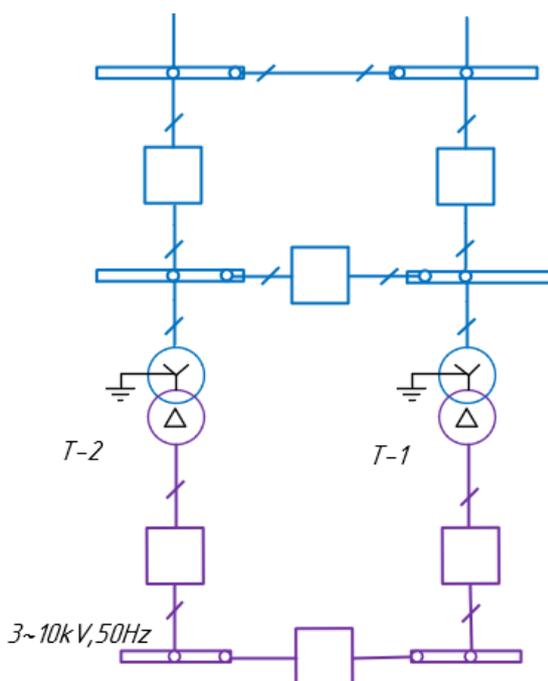


Рисунок 11 – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий

Однолинейные схемы подключения по всем предложенным вариантам приведены на рисунках 12,13,14, а также на листе 2 графической части.

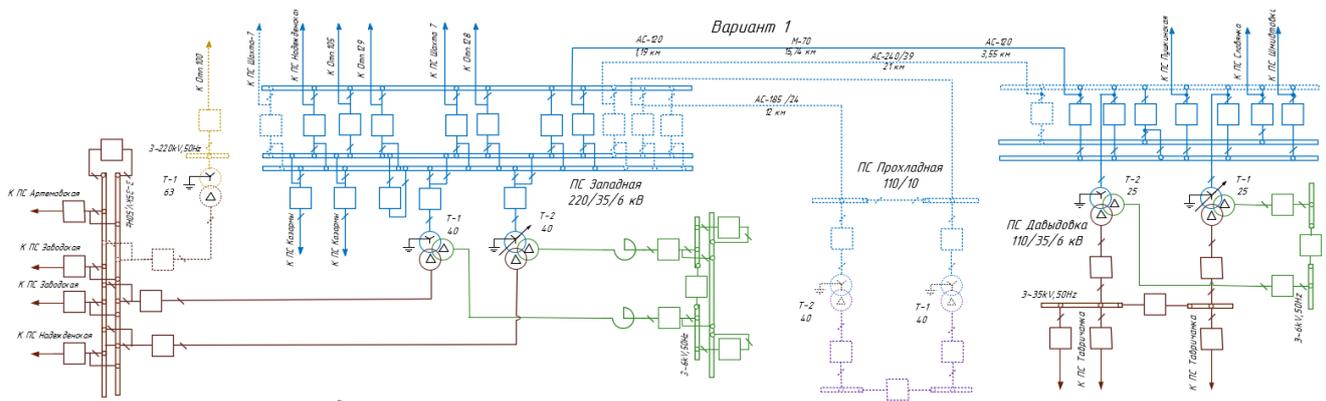


Рисунок 12 – Однолинейная схема подключения по варианту № 1

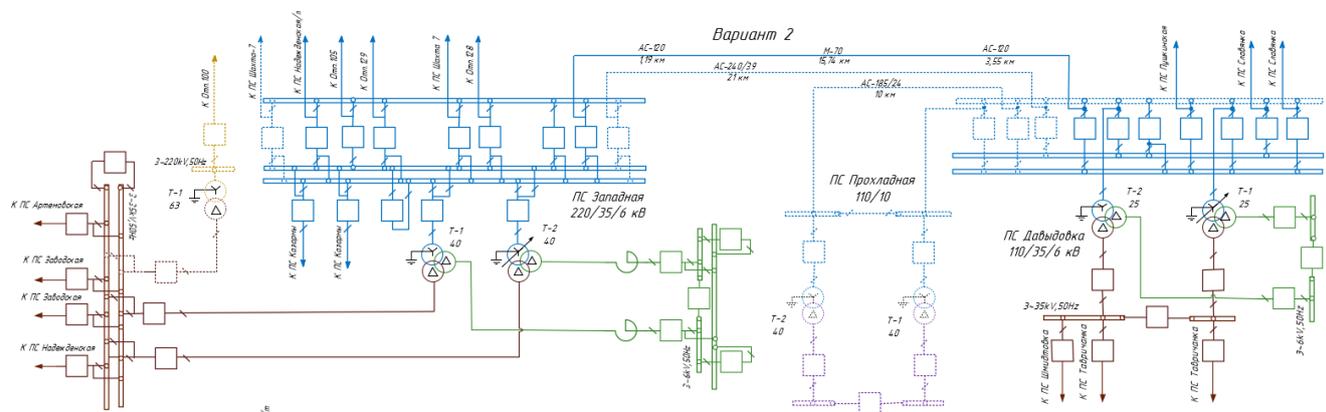


Рисунок 13 – Однолинейная схема подключения по варианту № 2

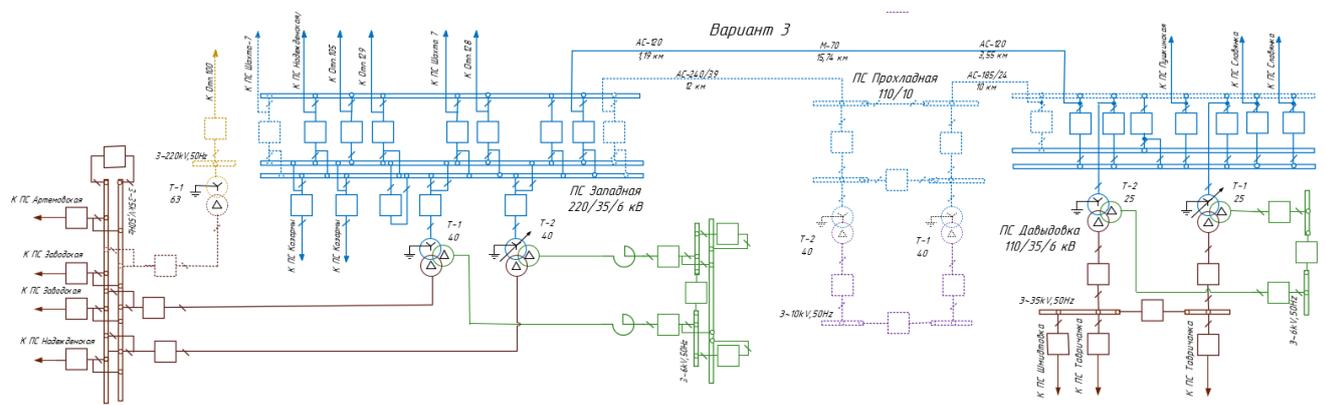


Рисунок 14 – Однолинейная схема подключения по варианту № 3

3.4 Выбор сечения новых линий электропередачи

Сечение провода – это основной параметр линии, определяющий пропускную способность линии. Чем больше сечение, тем выше пропускная способность участка, меньше потери и их стоимость за год. Но при этом

увеличиваются габариты линии, соответственно затраты на ее сооружения и отчисления от них возрастают.

Сечение проводов определяется, исходя из допустимого нагрева с учетом нормального и аварийного режимов, а также неравномерного распределения токов между отдельными линиями, поскольку, нагрев изменяет физические свойства проводника, повышает его сопротивление, увеличивает бесполезный расход электрической энергии на нагрев токопроводящих частей и сокращает срок службы изоляции. Чрезмерный нагрев опасен для изоляции и контактных соединений и может привести к пожару и взрыву.

Пример выбора ВЛ покажем на примере линии ПС Давыдовка – ПС Прохладная в варианте №1, по методике, приведенной в [35].

Для Подключения ПС Прохладная необходимо провести строительство двух ЛЭП суммарной длиной 20 км.

Расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_{pij} = I_{maxij} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \quad (6)$$

где I_{pij} – расчётный ток, А;

I_{maxij} – максимальный ток, А;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

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

Для воздушных линий 110 – 220 кВ, α_i принимается равным 1,05; α_t равным 1.

Максимальный ток в воздушных линиях между подстанциями рассчитывается по формуле:

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

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

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

$n_{\text{ц}}$ – количество цепей;

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

Рассчитаем максимальный и расчетный ток на участке ПС Давыдовка – ПС Прохладная.

$$I_{\max ij} = \frac{\sqrt{38^2 + 15,2^2}}{2 \cdot 110 \cdot \sqrt{3}} = 0,107 \text{ кА};$$

$$I_{\text{р}ij} = 0,107 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,113 \text{ кА}.$$

Также должно выполняться следующее условие:

$$I_{\text{д.д}} \geq I_{\text{р.П/А}};$$

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

$I_{\text{р.П}}$ – расчетный послеаварийный ток, А.

Расчет для послеаварийного режима проводим аналогично при отключении одного из участков схемы. Результаты расчета по каждой схеме сводим в таблицу.

Исходя из полученных результатов, примем к использованию провод марки АС – 185/24. [1] Длительно допустимый ток для данного провода 510 А. Результаты выбора сечений ЛЭП сведем в таблицу 15.

Таблица 15 – Выбор ЛЭП

Вариант	Линия	Номинальное напряжение, кВ	Количество цепей	Расчетный ток, А	Длина, км	Допустимый ток провода	Марка провода
1	ПС Давыдовка – ПС Прохладная	110	2	113	10	520	АС – 185/24
	ПС Западная – ПС Давыдовка	110	1	230	21	610	АС – 240/39
2	ПС Западная – ПС Прохладная	110	2	113	12	510	АС – 185/24
	ПС Западная – ПС Давыдовка	110	1	154	21	610	АС – 240/39
3	ПС Давыдовка – ПС Прохладная	110	1	101	10	510	АС – 185/24
	ПС Западная – ПС Прохладная	110	1	279	12	610	АС – 240/39
1,2,3	ПС Западная – Отп.100	220	2	139	2	690	АС – 300/48
	АТЭС – ПС Западная	110	1	276	20,5	610	АС – 240/39

Выбранные сечение удовлетворяют требованиям надежности в нормальных и послеаварийных режимах.

3.5 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов на подстанции Прохладная

Количество трансформаторов на подстанции определяется согласно категории по надежности электроснабжения. Так для 1 и 2 категории на подстанции, питающей потребителя, должно быть установлено не менее двух трансформаторов. Мощность силовых трансформаторов определяется исходя их значений средней активной мощности и не скомпенсированной реактивной мощности и вычисляется по формуле, приведенной ниже. В случае аварии на одном из них, второй должен обеспечивать потребителя полной мощностью.

Определим расчетную мощность трансформаторов для выбора из каталога, МВА:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{срi}^2 + Q_{нескi}^2}}{n \cdot K_3}, \quad (8)$$

где n – число трансформаторов, установка которых требуется на ПС;

K_3 – коэффициент загрузки (принимается равным 0,625); [18]

$P_{срi}$ – среднее значение активной мощности;

$Q_{нескi}$ – некомпенсированная мощность.

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{38^2 + 15,2^2}}{2 \cdot 0,625} = 32,74 \text{ МВт.}$$

Выбираем трансформатор ТДН-40000/110 – У1 [35].

После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в номинальном и послеаварийном режимах работы.

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{P_{ср(зима)}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot S_{ТРном}}. \quad (9)$$

Полученное значение номинального коэффициента загрузки не должно выходить за границы интервала 0,5 – 0,75.

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{38^2 + 15,2^2}}{2 \cdot 40} = 0,512.$$

Проверку трансформаторов осуществляем в послеаварийном режиме на подстанциях:

$$K_{3.ПА} = \frac{\sqrt{P_{ср(зима)}^2 + Q_{неск}^2}}{(n-1) \cdot S_{ТРном}}, \quad (10)$$

$$K_{3.ПА} = \frac{\sqrt{38^2 + 15,2^2}}{(2-1) \cdot 40} = 1,02.$$

Коэффициент загрузки трансформатора в аварийном режиме не должен превышать значения 1,25 согласно [18]. Выбранный трансформатор проверен, и удовлетворяет предъявляемым требованиям.

3.6 Выбор компенсирующих устройств

Компенсирующие устройства устанавливаются на стороне низкого либо среднего напряжения. Определим требуемую мощность КУ:

$$Q_{KYi} = P_{\max} \cdot (tg\varphi_{\text{зад}i} - tg\varphi_p), \quad (11)$$

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

$tg\varphi_{\text{зад}i}$ – фактический коэффициент реактивной мощности;

$tg\varphi_p$ – допустимый коэффициент реактивной мощности, установленный

Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. № 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии [16].

Принимаем $tg\varphi_p = 0,4$.

Так как $tg\varphi_{\text{зад}i} - tg\varphi_p = 0$, то компенсация реактивной мощности не требуется.

4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

При технико-экономическом сравнении сопоставляются только допустимые по техническим требованиям варианты, то есть такие, в которых потребитель получает нужную электроэнергию заданного качества при заданной степени надежности.

Выбор эффективного варианта выполняется по результатам анализа характеристики предложенных вариантов. В технико – экономическом анализе варианты сравниваются между собой по показателям капиталовложения в проект и эксплуатационным издержкам.

4.1 Капитальные вложения

Применительно к электрическим сетям капитальные затраты состоят из капитальных затрат на сооружение подстанций ($K_{ПС}$) и капитальных затрат на сооружение линий ($K_{Л}$). Все на сооружение берутся из справочника по проектированию электрических сетей [27].

Рассмотрим на примере схемы №1:

$$K_{\Sigma} = K_{ПС} + K_{Л}. \quad (12)$$

Капитальные вложения на сооружение подстанций:

$$K_{ПС} = (K_{от.з.} + K_{пост} + K_{ру} + K_{тр} + K_{ку}) \cdot K_{п} \cdot K_{з}; \quad (13)$$

где $K_{пост}$ – постоянная часть затрат;

$K_{ру}$ – затраты на сооружение РУ;

$K_{тр}$ – затраты на покупку силовых трансформаторов;

$K_{ку}$ – затраты на компенсирующие устройства;

$K_{от.з.}$ – затраты на отведение земли под строительство ПС;

K_{Π} – индекс изменения сметной стоимости, на 1 квартал 2022 года к стоимости в ценах 2000 года равен 8,7%;

K_3 – районный коэффициент для дальнего востока равен 1,4.

$$K_{\text{от.з.}} = S_{\text{от.з.}} \cdot \Pi_{\text{от.з.}}; \quad (14)$$

где $\Pi_{\text{от.з.}}$ – цена отведения одного квадратного метра земли, равна 7 руб/м²;

$S_{\text{от.з.}}$ – площадь земли, отводимая под ПС:

Для схемы «мостик 110 кВ» и «два блока 110 кВ» равна 15 тыс. м²;

Для схемы «блок – трансформатор 220 кВ» равна 20 тыс. м².

$$K_{\text{от.з.}} = 5 \cdot 10 \cdot 7 + 1 \cdot 15 \cdot 7 = 455 \text{ тыс.руб.}$$

$K_{\text{пост}}$ ПС 110 кВ схемы №1 равен 11000 тыс.руб, для 220 кВ – 13000 тыс.руб.

$$K_{\text{пост}} = 11000 + 13000 = 24000 \text{ тыс.руб.}$$

Затраты на сооружение РУНН не учитываются. Для РУВН принимаем элегазовые выключатели. Стоимость одной ячейки выключателя напряжением 110 кВ примем 7000 тыс.руб., а для строительства РУ ВН ПС Западная примем 12500 тыс. руб. Далее указанные стоимости умножаем на соответствующие количества выключателей.

$$K_{\text{ру}} = 7000 \cdot 3 + 12500 = 33500 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем капитальные затраты на установку трансформаторов:

$$K_{\text{тр.тдн40}} = 2 \cdot 8600 = 17200 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем суммарные капитальные затраты на сооружение ПС:

$$K_{\text{ПС}} = (11000 + 42000 + 17200 + 105) \cdot 1,4 \cdot 8,7 = 856314,9 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем капиталовложения на сооружение ВЛЭП:

$$K_{\text{л}} = (K_{\text{от.з.}} + K_{\text{влэп}}) \cdot K_{\Pi} \cdot K_3; \quad (15)$$

где $K_{от.з}$ – стоимость на отведение земли и вырубку просеки;

$K_{лэп}$ – стоимость сооружения ВЛЭП.

$$K_{от.з} = 1 \cdot S_{от.з} \cdot Ц_{от.з} + З_{пр} \cdot l; \quad (16)$$

где $З_{пр}$ – затраты на вырубку просеки.

$$K_{лэп} = K_0 \cdot l; \quad (17)$$

где K_0 – удельные затраты на 1 км. линии.

Определяем капитальные затраты на сооружение ВЛЭП:

$$K_{л} = (33020 + 92760) \cdot 8,7 \cdot 1,4 = 1532000,4 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем суммарные капитальные затраты:

$$K = 1532000,4 + 1347656 = 2879657 \text{ тыс.руб.}$$

Для схем №2 и №3 производим аналогичный расчет и результат сводим в таблицу 16.

Таблица 16 – Капиталовложения схем

Варианты схем	$K_{л}$, тыс.руб.	$K_{пс}$, тыс.руб.	K , тыс.руб.
1	1532000	1347656	2879657
2	1603984	1347656	2951640
3	1131095,7	1432916,1	2564011,8

4.2 Эксплуатационные издержки

Эксплуатационные издержки – расходы необходимые для эксплуатации энергетических объектов в течении одного года. Эксплуатационные издержки включают в себя расходы на эксплуатацию ЛЭП, расходы на эксплуатацию подстанций, стоимость потерь электроэнергии.

$$I_{\Sigma} = I_{элр} + I_{ам} + I_{\Delta W}; \quad (18)$$

где I_{AM} – ежегодные амортизационные отчисления оборудования, руб.;

$I_{ЭИР}$ – издержки на ремонт и эксплуатацию оборудования, руб.;

$I_{\Delta W}$ – затраты на передачу электроэнергии, руб.

Амортизационные отчисления – накопление средств для покупки и замены устаревшего оборудования.

$$I_{AM} = \frac{K_{ЛЭП}}{T_{ЛЭП}} + \frac{K_{ПС}}{T_{ПС}}; \quad (19)$$

где $K_{ЛЭП(ПС)}$ – капиталовложения в сооружение ЛЭП и ПС соответственно, руб.;

$T_{ЛЭП(ПС)}$ – срок службы оборудования, для ЛЭП 15 лет, для ПС 20 лет.

Эксплуатационные издержки на ремонт и эксплуатацию необходимы для поддержания оборудования в рабочем состоянии. Они определяются через нормы отчислений и капитальные вложения.

$$I_{ЭИР} = \alpha_{НОВЛ} \cdot K_{ЛЭП} + \alpha_{НОПС} \cdot K_{ПС}; \quad (20)$$

где $\alpha_{НОВЛ}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ, принимается равным, $\alpha_{НОВЛ} = 0,008$;

$\alpha_{НОПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт ПС, $\alpha_{НОПС} = 0,049$.

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\square W}; \quad (21)$$

где ΔW – потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии.

Стоимость потерь в Приморском крае принимаем равным – 2,71 руб/кВт·ч
 Суммарные потери включают потери электрической энергии в элементах сети (линии ($\Delta W_{Л}$), трансформаторы ($\Delta W_{ТР}$), компенсирующие устройства ($\Delta W_{КУ}$).

$$\Delta W = \Delta W_{БЛ} + \Delta W_{ТР} + \Delta W_{КУ}; \quad (22)$$

Потери в линиях:

$$\Delta W_{Л} = 3 \cdot I_{max}^2 \cdot R \cdot T_{max}; \quad (23)$$

где I_{max} – максимальный ток линии, А, рассчитанный в пункте 3.4 данной работы;

R – активное сопротивление линии, Ом;

T_{max} – продолжительность использования наибольшей нагрузки, принимаем $T_{max} = 5800$ ч.

Потери в силовых трансформаторах:

$$\Delta W_{ТР} = \left(2 \cdot \Delta P_{ХХ} + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{К} \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{ном}} \right)^2 \right) \cdot T_{max}; \quad (24)$$

где $\Delta P_{ХХ}$ – потери активной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода, МВт;

$\Delta P_{К}$ – активные потери в меди при номинальной нагрузке;

$S_{расч}$ – расчетная мощность подстанции, МВт, рассчитана в пункте 3.5;

$S_{ном}$ – номинальная мощность трансформаторов, выбранная в пункте 3.5, МВт.

Определяем суммарные потери и эксплуатационные издержки. Результаты сведены в таблицу 17.

Таблица 17 – Результаты расчета эксплуатационных издержек

Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
261485,6	267047,1	241020,8

4.3 Определение дисконтированных затрат

Далее проведем сравнение трех вариантов по методу минимуму дисконтированных затрат для выбора наиболее экономически привлекательного варианта для дальнейшего расчета чистого дисконтированного расчета.

$$Z = \sum_{t=1}^{T_{расч}} (K_t + I_{\text{э}}) \cdot (1 + E_{н.д})^{1-t}; \quad (25)$$

где K_t – капитальные вложения;

$I_{\text{э}}$ – эксплуатационные годовые издержки;

$T_{расч}$ – расчетное время примем 20 лет;

$E_{н.д}$ – норма дисконта, принимаем равной 10 %.

Расчет произведен автоматизированным способ, подробный расчет приведен в приложении. Результаты расчета сведем в таблицу 18.

Таблица 18 – Расчет дисконтированных затрат

Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
664637,49	680276,75	599982,47

Таким образом самым экономически привлекательным вариантов будет №3, рассчитаем основные технико-экономические показатели проекта и чистый дисконтированный доход.

4.4 Чистый дисконтированный доход

Формула для расчета ЧДД:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_{расч}} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1 + E_{Н.Д})^t}; \quad (26)$$

где \mathcal{E}_t – чистый поток платежей, выражается следующей формулой.

$$\mathcal{E}_t = D_t - K_t - I_t - K_{Д} \quad (27)$$

где K_t – величина капитальных вложений в год, тыс.руб;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год, тыс. руб;

D_t – суммарный доход от реализации проекта в год, тыс. руб;

$K_{Д}$ – затраты на демонтаж оборудования;

$E_{Н.Д}$ – норма дисконта, определяется по размеру ставки рефинансирования ЦБ РФ, по состоянию на текущий год равна 10 %;

$T_{РАСЧ}$ – расчетный период, принимаем равным 20 годам.

Затраты на демонтаж оборудования определяются по следующей формуле:

$$K_{дем} = (K_{ПС} + K_{ЛЭП}) \cdot K_{зон} \cdot K_{инф}; \quad (28)$$

где $K_{ПС}$ – стоимость демонтажа оборудования на ПС;

$K_{ЛЭП}$ – стоимость демонтажа ЛЭП (в проекте не требуется демонтаж ЛЭП);

$K_{зон}$ – зональный повышающий коэффициент, для Дальнего Востока считаем равным 1,4.

$$K_{дем} = 58,8 \cdot 1,4 \cdot 8,7 = 577,92 \text{ тыс.руб.};$$

Для выбранного варианта реконструкции доход будет измеряться по стоимости переданной по новым ЛЭП мощности в год.

$$D_{t\Sigma} = D_{t\min} \cdot D_{t\max}; \quad (29)$$

где $D_{t\min}$ – доход от передачи электрической энергии в весенне-летний период;

$D_{t\max}$ – доход от передачи электрической энергии в осенне-зимний период.

$$D_{t\max} = P_{\Sigma\max} \cdot C \cdot W_{\text{полгода}}; \quad (30)$$

$$D_{t\min} = P_{\Sigma\min} \cdot C \cdot W_{\text{полгода}}; \quad (31)$$

где C – стоимость передачи электрической энергии для Приморского края 2,71 тыс.руб/тыс.кВт·ч.;

$W_{\text{полгода}}$ – период, ч;

$P_{\Sigma\max}, P_{\Sigma\min}$ – переданная по линиям активная мощность за максимальный и минимальный период, МВт.

$$D_{t\max} = (204,3 + 110,5 + 8,9) \cdot 2,7 \cdot 3380 = 3596303 \text{ тыс.руб};$$

$$D_{t\min} = (66,5 + 24 + 41,6) \cdot 2,7 \cdot 3380 = 1109336 \text{ тыс.руб};$$

Тогда суммарный доход от реализации проекта составит:

$$D_{t\Sigma} = 3596303 + 1109336 = 4705639 \text{ тыс.руб};$$

Так как в данном случае, дисконтированные затраты отличаются больше, чем на 5 %, то выбираем вариант, где Z меньше.

Соответственно, к дальнейшему рассмотрению выбираем вариант №3, подключение ПС Прохладная к ПС 110 кВ Западная и ПС 110 кВ Давыдовка.

5 АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ СЕТИ ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ПО ВЫБРАННОМУ ВАРИАНТУ

В данном разделе проводится расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов после реконструкции сети 110-220 кВ в связи со строительством ПС Прохладная 110 кВ, с целью проверки токовых нагрузок элементов сети и уровня напряжения, для того чтобы выявить необходимость возможного усиления сети. Требуется определить токовые нагрузки ЛЭП, СТ и АТ и сравнить их с ДДТН. Требуется проверить отклонение напряжения в центрах питания от номинального и, если потребуется произвести регулировку напряжения с помощью устройств РПН, установленных на СТ и АТ. В максимальном режиме по принципу встречного регулирования следует держать напряжение на источниках питания равным $(1,05 - 1,1) \cdot U_{НОМ}$ согласно. [12] Подробный расчет максимального режима представлен на листе 4 графической части.

Вероятностные характеристики для проектируемой подстанции ПС Прохладная 110/10 кВ приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Вероятностные характеристики проектируемой ПС.

Наименование подстанции	Время	Прогнозируемые нагрузки							
		Pmax, МВт	Pcp, МВт	Pэф, МВт	Pmin, МВт	Qmax, МВт	Qcp, МВт	Qэф, МВт	Qmin, МВт
Прохладная	Зима	38,00	31,67	53,83	22,17	15,20	18,24	21,34	14,94
	Лето	32,30	26,92	45,76	18,84	12,46	14,96	17,49	12,25

Для расчета режимов использован ПВК RastrWin 3. Параметры загрузки ЛЭП приведены ниже в таблице 20. Расчет был выполнен для максимальных зимних нагрузок.

Таблица 20 – Токовая загрузка ЛЭП

Участок	Ток в начале линии, А	Ток в конце линии, А	Длительный допустимый ток при 25 °С, А	Длительный допустимый ток при -21 °С, А	Токовая загрузка, %
1	2	3	4	5	6
ВН АТЭЦ - ПС Аэропорт	286,38	283,81	825	1183,05	24,2
ПС Аэропорт - СН ПС Владивосток	297,25	294,560	825	1183,05	25,1
СН ПС Владивосток - ВН ПС Зеленый угол	113,51	115,45	690	1183,05	9,8
ВН ПС Зеленый угол - ВН ВТЭЦ-2	60,34	59,562	690	989,46	6,1
ВН АТЭЦ - ВН ВТЭЦ-2	114,75	103,59	610	989,46	11,6
СН ПС Зеленый угол - ПС Горноста́й	27,28	26,23	610	874,74	13,1
ПС Горноста́й - ПС Лазурная	41,19	38,70	610	874,74	14,7
ПС Лазурная - ПС Океан	78,99	77,22	610	874,74	9,0
ПС Океан - ПС Муравейка	99,51	97,72	610	874,74	11,4
ПС Муравейка - СН АТЭЦ	122,61	121,25	610	874,74	14,0
СН ПС Волна - ПС Чайка	200,02	200,23	270	874,74	22,9
ПС Чайка - ПС Спутник	66,07	65,46	380	387,18	17,1
ПС Спутник - ПС Промузел	170,59	169,94	270	544,92	31,3
ПС Промузел - СН АТЭЦ	268,67	266,8	380	387,18	69,4
СН АТЭЦ - ПС Шахта-7	341,64	342,180	270	544,92	62,8
ПС Шахта-7 - ВН ПС Западная	221,01	221,10	270	387,18	57,1
ВН ПС Западная - ПС Давыдовка	252,30	253,25	445	387,18	65,4
ПС Давыдовка - ПС Пушкинская	32,77	29,2	445	638,13	5,1
ПС Пушкинская - ПС Раздольное-1	35,29	34,4542	380	638,13	5,5
ПС Раздольное-1 - ПС Кипарисово	87,32	86,600	380	544,92	16,0
ПС Кипарисово - ВН ПС Западная	107,64	106,16	445	544,92	19,8
ВН ПС Западная - отп 129	128,37	126,18	445	638,13	20,1
ВН ПС Западная - отп.128	128,37	126,18	445	638,13	20,1
отп 129 - ПС Кролевцы	65,87	67,83	445	638,13	10,6
отп.128 - ПС Кролевцы	65,87	67,83	445	638,13	10,6
отп 129 - отп 43	191,92	191,34	445	638,13	30,1
отп.128 - отп.44	191,92	191,34	445	638,13	30,1
отп.44 - СН АТЭЦ	238,66	238,46	445	638,13	37,4
СН АТЭЦ - отп 43	238,45	238,66	445	638,13	37,4
отп 43 - ПС Штыково	47,240	47,362	445	638,13	7,4
отп.44 - ПС Штыково	47,23	47,36	690	638,13	7,4
СН ПС Владивосток - отп	362,48	364,05	690	989,46	36,8
отп - ВН ПС Волна	227,40	231,06	690	989,46	23,4
отп - ВН 220 Западная	136,68	137,75	610	989,46	13,9
ВН ПС Западная - ВН ПС Прохладная	304,28	305,33	610	874,74	34,9
СН АТЭЦ - ВН ПС Западная	294,3	296,52	510	874,74	33,9
ВН ПС Прохладная - ПС Давыдовка	90,53	91,66	825	731,34	12,5
отп 129 - ПС Кролевцы	65,87	67,83	445	638,13	10,6
отп.128 - ПС Кролевцы	65,87	67,83	445	638,13	10,6
отп 129 - отп 43	191,92	191,34	445	638,13	30,1
отп.128 - отп.44	191,92	191,34	445	638,13	30,1
отп.44 - СН АТЭЦ	238,66	238,46	445	638,13	37,4
СН АТЭЦ - отп 43	238,45	238,66	445	638,13	37,4

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5	6
отп 43 - ПС Штыково	47,240	47,362	445	638,13	7,4
отп.44 - ПС Штыково	47,23	47,36	690	638,13	7,4
СН ПС Владивосток - отп	362,48	364,05	690	989,46	36,8
отп - ВН ПС Волна	227,40	231,06	690	989,46	23,4
отп - ВН 220 Западная	136,68	137,75	610	989,46	13,9
ВН ПС Западная - ВН ПС Прохладная	304,28	305,33	610	874,74	34,9
СН АТЭЦ - ВН ПС Западная	294,3	296,52	510	874,74	33,9
ВН ПС Прохладная - ПС Давыдовка	90,53	91,66	825	731,34	12,5

По приведенным данным, полученным в результате анализа пропускной способности видно, что все линии не загружены, максимальная нагрузка ЛЭП в нормальном режиме составляет 69 % от длительного допустимого тока при данной температуре, это линия Промузел – АТЭЦ 110 кВ, значение максимального тока, протекающего по линии, составляет 268 А.

Загрузка трансформаторов на подстанциях 220 кВ находится в пределах от 15 %, до 65 %, что говорит приемлемой нагрузке трансформаторов в нормальном режиме при их длительном использовании.

U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	XX_тр	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Q_Ген_ЛЭП	Q_XX_тр
220	4,73	2,31	1,45	0,97	58,86	11,33	57,48	-28,91	18,97
110	8,70	7,16	0,92	0,62	31,66	12,80	29,00	-14,30	4,15

Рисунок 16 – Потери в нормальном режиме

Для расчета послеаварийных режимов отключим самую загруженную линию, которой является ВЛ 110 кВ АТЭЦ – ПС Промузел. Графическое представление результатов расчета находится в приложениях Д и Е. Параметры загрузки ЛЭП в ПА режиме приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Токовая нагрузка ЛЭП в ПА режиме (Зима МАХ)

Участок	Ток в начале линии, А	Ток в конце линии, А	Длительно допустимый ток при 25 °С, А	Длительно допустимый ток при -21 °С, А	Токовая нагрузка, %
1	2	3	4	5	6
ВН АТЭЦ – ПС Аэропорт	208,65	206,04	825	1183,05	17,6
ПС Горноста́й – ПС Лазурная	52,341	50,26	610	874,74	6,0
ПС Лазурная – ПС Океан	93,18	91,61	610	874,74	10,7

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4	5	6
ПС Аэропорт – СН ПС Владивосток	219,507	216,84	825	1183,05	18,6
СН ПС Владивосток – ВН ПС Зеленый угол	85,7957	84,69	690	1183,05	7,3
ВН АТЭЦ – ВН ВТЭЦ-2	99,31	86,75	610	989,46	10,0
ПС Океан – ПС Муравейка	114,17	112,55	610	874,74	13,1
ПС Муравейка – СН АТЭЦ	137,58	136,32	610	874,74	15,7
СН ПС Волна – ПС Чайка	494,69	495,20	270	874,74	56,6
ПС Чайка – ПС Спутник	328,42	328,75	380	387,18	79,7
ПС Спутник – ПС Промузел	110,30	110,63	270	544,92	20,3
ПС Промузел – СН АТЭЦ	0	0	380	387,18	0
СН АТЭЦ – ПС Шахта-7	355,95	356,49	270	544,92	65,4
ПС Шахта-7 – ВН ПС Западная	235,55	235,65	270	387,18	60,9
ВН ПС Западная – ПС Давыдовка	251,61	252,56	445	387,18	65,2
ПС Раздольное-1 – ПС Кипарисово	87,08	86,36	380	544,92	16,0
ПС Кипарисово – ВН ПС Западная	107,35	105,87	445	544,92	19,7
ВН ПС Западная – отп 129	135,4	133,26	445	638,13	21,2
ВН ПС Западная – отп.128	135,4	133,26	445	638,13	21,2
отп 129 – ПС Кролевцы	65,62	67,58	445	638,13	10,6
отп.128 – ПС Кролевцы	65,62	67,58	445	638,13	10,6
отп 129 – отп 43	198,73	198,14	445	638,13	31,1
отп.128 – отп.44	198,73	198,14	445	638,13	31,1
отп.44 – СН АТЭЦ	245,28	245,08	445	638,13	38,4
СН АТЭЦ – отп 43	245,08	245,28	445	638,13	38,4
отп 43 – ПС Штыково	47,05	47,17	445	638,13	7,4
отп.44 – ПС Штыково	47,05	47,17	690	638,13	7,4
СН ПС Владивосток – отп	499,35	501,55	690	989,46	50,7
отп – ВН ПС Волна	389,21	394,57	690	989,46	39,9
отп – ВН 220 Западная	114,4	115,30	610	989,46	11,7
ВН ПС Западная – ВН ПС Прохладная	303,45	304,50	610	874,74	34,8
СН АТЭЦ – ВН ПС Западная	308,21	310,44	510	874,74	35,5
ВН ПС Прохладная – ПС Давыдовка	90,28	91,41	825	731,34	12,5

Анализируя полученные данные по загрузке ВЛ и трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах, приходим к выводу, что при прогнозируемом возрастании нагрузки, существующая электрическая сеть после подключения новой ПС «Прохладная» способна обеспечить надежное электроснабжение потребителей.

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В данном разделе произведен расчет однофазных, двухфазных и трехфазных ТКЗ с целью дальнейшего выбора и проверки основного электротехнического оборудования на ПС Прохладная, а также для выбора и настройки устройств релейной защиты и автоматики;

В трёхфазных электроустановках более распространены однофазные короткие замыкания (70–95%), однако встречаются также трёх- и двухфазные короткие замыкания. Также не исключено появление двухфазных коротких замыканий на землю. Самый тяжелый для сети является режим трехфазного короткого замыкания.

6.1 Составление схем замещения и определения параметров для расчета токов короткого замыкания

Схема замещения для расчета токов КЗ прямой последовательности аналогична схеме замещения установившегося режима, параметры ЛЭП, (авто-) трансформаторов остаются такими же. Система, генераторы и нагрузка задается эквивалентными сопротивлениями и ЭДС. При расчетах не учитывается нагрузка, так как с её стороны отсутствует подпитка.

Расчет режима при несимметричном КЗ основан на использовании метода симметричных составляющих, в соответствии с которым ток и напряжение в фазах определяются как геометрическая сумма токов или напряжений прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Для расчета несимметричных КЗ используют комплексные схемы замещения. Каждый вид КЗ характеризуется соответствующей комбинацией схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей и определяется соотношением симметричных составляющих токов и напряжений для особой фазы. Как отдельные симметричные составляющие, так и полные величины токов и напряжений носят комплексный характер.

При формировании схемы замещения энергосистемы для расчетов токов КЗ в соответствии с [5] допускается:

не учитывать межсистемные связи, выполненные с помощью электропередачи (вставки) постоянного тока;

- не учитывать поперечную емкость воздушных линий электропередачи напряжением 110–220 кВ, если их длина не превышает 200 км, и напряжением 330–500 кВ, если их длина не превышает 150 км;

- не учитывать насыщение магнитных систем электрических машин;

- не учитывать ток намагничивания трансформаторов и автотрансформаторов;

- не учитывать влияние активных проводимостей ЛЭП, КЛЭП, трансформаторов (автотрансформаторов);

- приближенно учитывать электроприемники, сосредоточенные в отдельных узлах исходной расчетной схемы;

- принимать численно равными активное сопротивление и сопротивление постоянному току любого элемента исходной расчетной схемы.

6.1.1 Параметры схем замещения прямой и обратной последовательности

При расчёте токов КЗ в ПВК RastrWin3 необходимо задать сопротивление генераторов прямой и обратной последовательности, а также сопротивлений линий прямой и нулевой последовательности.

На Артемовской ТЭЦ и Владивостокской ТЭЦ – 2 установлены генераторы двух типов. Их основные параметры приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Параметры генераторов ВТЭЦ – 2 и АТЭЦ.

Марка генератора	$U_{НОМ}, кВ$	$S_{НОМ}, МВА$	$P_{НОМ}, МВт$	$\cos \varphi$	$X''_d, о.е.$	$X'_d, о.е.$	$X_d, о.е.$
ТВФ–100–2	10,5	117,5	100	0,85	0,189	0,271	2,040
ТВФ–120–2ЕУЗ		125	100	0,8	0,192	0,278	1,907

Для расчета токов КЗ в ПВК RastrWin 3 необходимо определить реактивное сопротивление прямой последовательности генератора и его ЭДС.

$$x_1 = \frac{x''_d \cdot U_{ном}^2}{S_H}, \quad (32)$$

$$E = E''_d \cdot U_{ном}. \quad (33)$$

Определим реактивное сопротивление прямой последовательности генератора ТВФ–100–2 по формуле 32:

$$x_1 = \frac{0,189 \cdot 10,5^2}{117,5} = 0,177$$

Схема замещения обратной последовательности по структуре аналогична схеме замещения прямой последовательности, но не содержит ЭДС, а сопротивления элементов считаются постоянными для любого момента времени. Генераторы вводятся в схему своими сопротивлениями обратной последовательности X_2 .

Реактивное сопротивление генераторов обратной последовательности рассчитывается по формуле:

$$x_2 = 1,22 \cdot x_{н.п.}, \quad (34)$$

$$x_2 = 1,22 \cdot 0,177 = 0,216$$

Аналогично проводятся расчеты для генератора ТВФ–110–2ЕУЗ.

Полученные параметры для генераторов приведены в таблице 23.

Таблица 23 – параметры схемы замещения обратной последовательности ТГ

Позиция	Е, кВ	X_1 , Ом	X_2 , Ом
ТВФ–120–2УЗ	10,5	0,212	0,258
ТВФ–100–2	10,5	0,177	0,216

Параметры трансформаторов и линий при расчете ТКЗ прямой и обратной последовательности аналогичны параметрам, рассчитанным в пункте 1.5 и приведены в таблице 8.

6.1.2 Параметры схемы замещения нулевой последовательности

Схема замещения нулевой последовательности обычно существенно отличается от схем прямой и обратной последовательностей. Ее конфигурация определяется в основном положением расчетной точки КЗ и схемами соединения обмоток трансформаторов и автотрансформаторов исходной расчетной схемы. Токи нулевой последовательности протекают через трансформаторы, нейтрали которых заземлены. Генераторы не принимают участие в схеме, т.к. оказываются отдаленными от путей протекания токов нулевой последовательности. Для автотрансформатора учитывается обмотка НН.

В соответствии с [9] при приближенных расчетах токов несимметричных КЗ для ВЛ допускается рассчитывать сопротивления нулевой последовательности по упрощенным выражениям. А именно, по средним значениям отношений сопротивлений нулевой и прямой последовательностей воздушных линий электропередачи, приведенным в таблице 24.

Таблица 24 – Средние значения отношений сопротивлений нулевой и прямой последовательностей ВЛ

Характеристика линии	X_0/X_1
Одноцепная линия без заземлённых тросов	3,5
Одноцепная линия со стальными заземленными тросами	3,0
Двухцепная линия без заземлённых тросов	5,5
Двухцепная линия со стальными заземленными тросами	4,7

$$X_{0(ВЛ)} = \frac{X_0}{X_1} \cdot X. \quad (35)$$

Расчитанные сопротивления представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Сопротивления ЛЭП нулевой последовательности

Ветвь	$X_1, Ом$	$X_0, Ом$
1	2	3
ВН АТЭЦ – ПС Аэропорт	8,4	25,23
ПС Аэропорт – СН ПС Владивосток	8,82	26,46
СН ПС Владивосток – ВН ПС Зеленый угол	22,35	81,52
ВН ПС Зеленый угол – ВН ВТЭЦ-2	27,17	5,53
ВН АТЭЦ – ВН ВТЭЦ-2	20,04	60,12

1	2	3
СН ПС Зеленый угол – ПС Горностай	2,43	7,29
ПС Горностай – ПС Лазурная	6,08	18,2
ПС Лазурная – ПС Океан	5,87	17,6
ПС Океан – ПС Муравейка	6,52	19,56
ПС Муравейка – СН АТЭЦ	5,40	16,21
СН ПС Волна – ПС Чайка	3,56	10,68
ПС Чайка – ПС Спутник	2,71	8,14
ПС Спутник – ПС Промузел	2,71	8,14
ПС Промузел – СН АТЭЦ	7,70	23,11
СН АТЭЦ – ПС Шахта-7	4,63	13,89
ПС Шахта-7 – ВН ПС Западная	1,92	5,76
ВН ПС Западная – ПС Давыдовка	6,33	18,99
ПС Давыдовка – ПС Пушкинская	13,75	41,25
ПС Пушкинская – ПС Раздольное-1	3,875	11,62
ПС Раздольное-1 – ПС Кипарисово	4,01	12,03
ПС Кипарисово – ВН ПС Западная	8,86	26,58
ВН ПС Западная – отп 129	11,508	34,52
ВН ПС Западная – отп.128	11,508	34,52
отп 129 – ПС Кролевцы	11,94	35,82
отп.128 – ПС Кролевцы	11,94	35,82
отп 129 – отп 43	3,35	10,05
отп.128 – отп.44	3,35	10,05
отп.44 – СН АТЭЦ	1,12	3,36
СН АТЭЦ – отп 43	1,12	3,36
отп 43 – ПС Штыково	0,71	2,13
отп.44 – ПС Штыково	0,71	2,13
СН ПС Владивосток – отп	6,70	20,12
отп – ВН ПС Волна	15,63	46,9
отп – ВН 220 Западная	0,84	2,52
ВН ПС Западная – ВН ПС Прохладная	5,04	15,12
СН АТЭЦ – ВН ПС Западная	8,50	25,5
ВН ПС Прохладная – ПС Давыдовка	4,61	12,63

6.2 Расчет токов короткого замыкания

В максимальном режиме требуется рассчитать ударные ТКЗ и апериодические составляющие ТКЗ в начальный момент времени, необходимые для выбора и проверки основного электротехнического оборудования. Ударные и апериодические токи определяются по наибольшему из ТКЗ. Требуется выбрать оборудование на проектируемой ПС 110 кВ Прохладная, поэтому необходимо рассчитать ТКЗ на шинах ВН – узел 65, а также на шинах НН – узел 66. Точки КЗ показаны на рисунке 15.

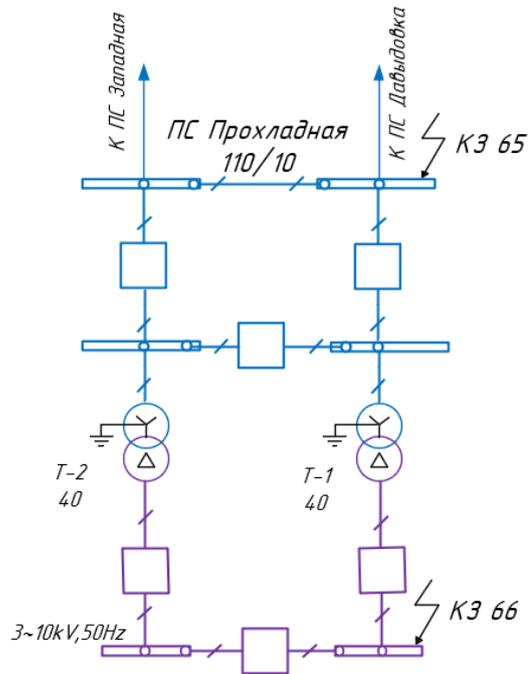


Рисунок 15 – Точки КЗ на ПС Прохладная

Модуль полного ТКЗ определяется по следующей формуле:

$$I_{K(i)} = m \cdot I_{KA1}; \quad (36)$$

где $I_{(KA1)}$ – составляющая тока прямой последовательности;

m – коэффициент зависящий от вида КЗ, при трехфазном КЗ равен 1, при двухфазном равен $\sqrt{3}$, при однофазном равен 3 [13].

Таблица 26 – Токи короткого замыкания в максимальном режиме

Точка КЗ	Вид КЗ	$I_{(KA1)}, \text{кА}$	$I_{(KA2)}, \text{кА}$	$I_{(KA0)}, \text{кА}$	$I_{(K)}, \text{кА}$
1	2	3	4	5	6
63	3-х фазное	6,444	–	–	6,444
	2-х фазное	3,127	–4,127	–	5,416
	1-но фазное	3,127	2,127	3,127	9,381
66	3-х фазное	28,082	–	–	28,082
66	2-х фазное	13,872	–13,872	–	24,027
67	3-х фазное	28,082	–	–	28,082
	2-х фазное	13,872	–13,872	–	24,027

Ударный ток в месте КЗ определяется по значению периодической составляющей тока КЗ при $t = 0$. Ударный ТКЗ рассчитывается при трехфазном КЗ, так как по нему оборудование проверяется на электродинамическую стойкость, а в этом случае электродинамическое взаимодействие между фазами максимально.

$$i_{уд(i)} = \sqrt{2} \cdot I_{K(i)}^{(3)} \cdot K_{уд(i)}; \quad (37)$$

где $I_{K(i)}^{(3)}$ – действующее значение 3-х фазного ТКЗ, взятого из таблицы XX;

$K_{уд(i)}$ – ударный коэффициент.

$$K_{уд(i)} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a.эк(i)}}}; \quad (38)$$

где $T_{a.эк(i)}$ – эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей ТКЗ, для расчетной точки КЗ.

Покажем расчет коэффициента ударного тока на примере точки К65, результат по остальным точкам приведен в таблице 27:

$$K_{уд(K65)} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,03}} = 1,72$$

$$i_{уд(K65)} = \sqrt{2} \cdot 6,444 \cdot 1,72 = 15,635 \text{ кА};$$

Таблица 27 – постоянная времени для расчетных точек КЗ

Точка КЗ	$T_{a.эк}, c$	$K_{уд}$	$i_{уд}, кА$
К65 (РУ ВН)	0,03	1,716	15,639
К66, К67 (РУ НН)	0,02	1,606	53,35

Наибольшее начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ, согласно [9] в общем случае следует принимать равным амплитуде периодической составляющей тока в начальный момент КЗ, и определять по следующей формуле:

$$i_{a(i)} = \sqrt{2} \cdot I_{K(i)}^{(m)}; \quad (39)$$

Покажем расчет апериодической составляющей ТКЗ на примере точки К63, результат по остальным точкам приведен в таблице 28.

$$i_{a(K65)} = \sqrt{2} \cdot 6,444 = 9,11 \text{ кА};$$

Таблица 28 – Апериодическая составляющая ТКЗ в начальный момент времени

Точка КЗ	$i_a, \text{кА}$
К65 (РУ ВН)	9,11
К66, К67 (РУ НН)	39,71

По результат ТКЗ будет произведен выбор и проверка технического оборудования, устанавливаемого на ПС Прохладная.

7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ, УСТАНОВЛЕННОГО НА ПОДСТАНЦИИ ПРОХЛАДНАЯ

Задачей данного раздела является выбор и проверка основного электротехнического оборудования подстанций, а также проверка ранее установленного оборудования.

Выбор оборудования будет на проектируемой ПС Прохладная 110 кВ. Необходимо установить следующее оборудование:

- Ограничители перенапряжения
- Высокочастотный заградитель;
- Выключатели (секционные, линейные);
- Разъединители (секционные, ремонтные, линейные, шинные);
- Трансформаторы напряжения;
- Трансформаторы тока;
- Опиновки;
- Изоляторы.

7.1 Выбор и проверка выключателей РУ ВН

Для установки в ОРУ 110 кВ выбираем элегазовый выключатель ВГТ–110 – 40/2000 У1. Проверку выключателей производим по следующим параметрам: по напряжению установки, по длительному току, по отключающей способности, по термической и электродинамической устойчивости. Расчет приведен на примере линейного и секционного выключателя ПС 110 кВ.

Максимально возможный ток на стороне 110 кВ равен:

$$I_{\max BH\Sigma} = \frac{\sqrt{P_{\text{ПРОГ. max}}^2 + Q_{\text{ПРОГ. max}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}}; \quad (40)$$

$$I_{\max BH\Sigma} = \frac{\sqrt{38^2 + 15,2^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,215 \text{ кА.}$$

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}; \quad (41)$$

$110 \leq 110 \text{ кВ}$ – условие выполняется.

Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{\max} \leq I_{НОМ}; \quad (42)$$

$215 \leq 2000 \text{ А}$ – условие выполняется.

Проверку по отключающему току производят по следующему условию:

$$I_{П\tau} \approx I_{ПО} \leq I_{ОТКЛ.НОМ}; \quad (43)$$

$6,44 \leq 20 \text{ кА}$ – условие выполняется.

Проверку по включаемому току производят по следующему условию:

$$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ.НОМ}; \quad (44)$$

$6,44 \leq 20 \text{ кА}$ – условие выполняется.

Проверку на электродинамическую стойкость производят по следующему условию:

$$i_{уд} \leq I_{д.с.}; \quad (45)$$

$15,64 \leq 102 \text{ кА}$ – условие выполняется.

Проверку по термической устойчивости выключателя производят по следующей формуле:

$$B_K = I_{\Pi 0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a); \quad (46)$$

$$B_K = 6,444^2 \cdot (0,065 + 0,03) = 3,322 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{K.ном} = I_{T.C.}^2 \cdot t_{T.C.}; \quad (47)$$

$$B_{K.ном} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_K \leq B_{K.ном}; \quad (48)$$

$3,322 \leq 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ – условие выполняется.

Проверку на возможность отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания производят по следующим формулам:

$$i_{aНОМ} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{НОМ}}{100} \cdot I_{откл.НОМ}; \quad (49)$$

где $\beta_{НОМ}$ – нормированное процентное содержание апериодической составляющей тока короткого замыкания, 45 %.

$$i_{aНОМ} = \sqrt{2} \cdot \frac{45}{100} \cdot 40 = 25,45 \text{ кА};$$

Апериодическая составляющая к моменту отключения равна:

$$i_{ar} = i_{a0} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_a}\right)}; \quad (50)$$

$$i_{ar63} = 9,11 \cdot e^{\left(\frac{-0,065}{0,03}\right)} = 1,72 \text{ кА};$$

$$i_{at} \leq i_{aНОМ}; \quad (51)$$

$1,72 \leq 25,45 \text{ кА}$ – условие выполняется.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 29.

Таблица 29 – Сравнение данных выключателя ВГТ-110 с расчетными

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 2000 \text{ А}$	$I_{\max} = 214 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{ОТКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 7,45 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛНОМ}$
$I_{ВКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{Пт} = 7,45 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{Д.С.} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 15,64 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$В_{К.НОМ} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{К} = 3,33 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{К} \leq В_{К.НОМ}$
$i_{aНОМ} = 25,45 \text{ кА}$	$i_{at} = 1,72 \text{ кА}$	$i_{at} \leq i_{aНОМ}$

Выбранные выключатели удовлетворяют всем условиям и могут быть приняты к установке.

7.2 Выбор и проверка выключателей РУ НН

Для установки в КРУ 10 кВ выбираем вакуумный LF– 10 – 31,5/630;2000-УХЛ2. Проверка выбранных выключателей производится аналогично, как и для стороны ВН, сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 30.

Таблица 30 – Сравнение данных выключателя LF– 10 – 31,5/630;2000-УХЛ2.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{Д.С.} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 63,35 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 630 \text{ А}$ $I_{НОМ} = 2000 \text{ А}$	$I_{\max} = 481 \text{ А}$ $I_{\max} = 1979,2 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{ОТКЛ} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 28,08 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛНОМ}$
$I_{ВКЛ} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{Пт} = 28,08 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$В_{К.НОМ} = 2976 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{К} = 78,86 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{К} \leq В_{К.НОМ}$
$i_{aНОМ} = 17,81 \text{ кА}$	$i_{at} = 16,71 \text{ кА}$	$i_{at} \leq i_{aНОМ}$

Выбранные выключатели удовлетворяют всем условиям и могут быть приняты к установке.

7.3 Выбор и проверка разъединителей

Проверку разъединителей производим по следующим параметрам: по напряжению установки, по длительному току, по термической и электродинамической устойчивости.

На стороне 110 кВ ПС Прохладная выберем разъединители марки:

РДЗ–1–110/1000 НУХЛ1 – с одним заземляющим ножом:

РДЗ–2–110/1000 НУХЛ1 – с двумя заземляющими ножами:

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (52)$$

$110 \leq 110 \text{ кВ}$ – условие выполняется.

Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{max} \leq I_{ном}; \quad (53)$$

$215 \leq 1000 \text{ А}$ – условие выполняется.

Проверку на электродинамическую стойкость производят по следующему условию:

$$i_{уд} \leq I_{д.с.}; \quad (54)$$

$15,64 \leq 63 \text{ кА}$ – условие выполняется.

Проверку по термической устойчивости выключателя производят по следующей формуле:

$$B_{к.ном} = I_{т.с.}^2 \cdot t_{т.с.}; \quad (55)$$

$$B_{K.ном} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_K \leq B_{K.ном}; \quad (56)$$

$$34,47 \leq 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} - \text{условие выполняется.}$$

Таблица 31 – Сопоставление каталожных и расчетных данных.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
U _{НОМ} = 110 кВ	U _{УСТ} = 110 кВ	U _{УСТ} ≤ U _{НОМ}
I _{НОМ} = 1000 А	I _{МАХ} = 215 А	I _{МАХ} ≤ I _{НОМ}
I _{Д.С.} = 80 кА	i _{УД} = 15,64 кА	i _{УД} ≤ I _{Д.С.}
Главные ножи		
B _{К.НОМ} = 2976 кА ² с	B _К = 34,47 кА ² с	B _К ≤ B _{К.НОМ}
Заземляющие ножи		
B _{К.НОМ} = 992 кА ² с	B _К = 31,55 кА ² с	B _К ≤ B _{К.НОМ}

Выбранный разъединитель удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

7.4 Выбор и проверка трансформаторов тока РУ ВН

Перед выбором трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² для медных и 4 мм² для алюминиевых. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета.

Таблица 32 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока на стороне 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
Вольтметр	Альфа А1800	0,015	0,015	0,015
Ваттметр				
Варметр				
Счетчик АЭ и РЭ				
ИТОГО		0,015	0,015	0,015

Выберем марку трансформатора тока ТОГФ – 110 – 0,5/10р – 600/5 – УХЛ1.

Трансформатор тока проверяется по допустимой нагрузке вторичных обмоток, по длительно допустимому току первичной обмотки, по термической стойкости, по напряжению установки.

Мощность вторичных обмоток при классе точности 0,5 (для цепей электроэнергии) равна, $S_{2НОМ} = 50 \text{ ВА}$.

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{уст} \leq U_{НОМ}; \quad (57)$$

$110 \leq 110 \text{ кВ}$ – условие выполняется.

Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{\max} \leq I_{НОМ}; \quad (58)$$

$215 \leq 600 \text{ А}$ – условие выполняется.

Проверку на электродинамическую стойкость производят по следующему условию:

$$i_{уд} \leq I_{д.с.}; \quad (59)$$

$15,64 \leq 64 \text{ кА}$ – условие выполняется.

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2 \text{ доп}} \geq \sum Z_{ПРИБ} + Z_{ПР} + Z_K. \quad (60)$$

Индуктивным сопротивлением можно пренебречь ввиду его малых значений, считая, что полное сопротивление равно активному.

Допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока:

$$Z_{2ДОП} = R_{2НОМ} = \frac{S_{2НОМ}}{I_{2НОМ}^2}; \quad (61)$$

$$R_{2ДОП} = \frac{50}{5^2} = 2 \text{ Ом};$$

Суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН:

$$\Sigma Z_{ПРИБ} = \Sigma R_{ПРИБ} = \frac{S_{ПРИБ}}{I_2^2}; \quad (62)$$

$$\Sigma R_{ПРИБ} = \frac{0,015}{5^2} = 0,0006 \text{ Ом}.$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,1 \text{ Ом}$

Таким образом приближенное сопротивление провода будет равно:

$$r_{ПР} = R_{2ДОП} - \Sigma R_{ПРИБ} - R_K; \quad (63)$$

$$r_{ПР} = 1,2 - 0,0006 - 0,1 = 1,099 \text{ Ом};$$

Определяем допустимое сечение провода:

$$S_{ДОП} = \frac{\rho \cdot l}{r_{ПР}}; \quad (64)$$

где l – длина соединительных проводов для 110 кВ принимается: $l = 75 \text{ м}$.

ρ – удельное сопротивление материала провода, для алюминия $0,0283 \text{ мм}^2/\text{м}$;

$$S_{ДОП} = \frac{0,0283 \cdot 75}{1,099} = 1,93 \text{ мм}^2.$$

Выберем кабель марки АКРНГ 4–х жильный с сечением 4 мм^2 .

Определяем действительное сопротивление провода:

$$R_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S}; \quad (65)$$

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

Определяем полное сопротивление вторичной цепи трансформатора тока:

$$R_{НАГР} = Z_2 = \Sigma R_{ПРИБ} + R_{ГР} + R_K; \quad (66)$$

$$R_{НАГР} = Z_2 = 0,0006 + 0,53 + 0,1 = 0,6306 \text{ Ом};$$

$$Z_{2ДОП} \geq Z_2; \quad (67)$$

$2 \geq 0,63 \text{ Ом}$ – условие выполняется.

$$B_{K.ном} = I_{Т.С.}^2 \cdot t_{Т.С.}; \quad (68)$$

$$B_{K.ном} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_K \leq B_{K.ном}; \quad (69)$$

$34,47 \leq 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ – условие выполняется.

Результаты расчета сводятся в таблицу 33.

Таблица 33 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{Д.С.} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 15,64 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$I_{НОМ} = 600 \text{ А}$	$I_{max} = 215 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{НОМ}$

1	2	3
$Z_{НОМ} = 1,6 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,63 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{НОМ}$
$B_{КНОМ} = 2976 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 34,47 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq B_{КНОМ}$

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

7.5 Выбор и проверка трансформаторов тока РУ НН

Для установки в КРУ 10 кВ для вводных ячеек и СВ выбираем следующий ТТ: ТОЛ-10-0,2S/0,5/10р-2000/5, для линейных ячеек выбираем следующий ТТ: ТОЛ-10-0,2S/0,5/10р-600/5.

Приборы, подключаемые на стороне 10 кВ приведены в таблице 34.

Таблица 34 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока на стороне 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Альфа А1800	0,015	0,015	0,015
Ваттметр				
Варметр				
Счетчик АЭ и РЭ				
ИТОГО		0,015	0,015	0,015

Расчет аналогичен алгоритму выбора ТТ для стороны 110 кВ, приведен в таблице 35.

Таблица 35 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 600 \text{ А}$ $I_{НОМ} = 2000 \text{ А}$	$I_{\max} = 481,72 \text{ А}$ $I_{\max} = 1979,5 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$Z_{НОМ} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,171 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{НОМ}$
$I_{Д.С.} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 53,35 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$B_{КНОМ} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 18,16 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq B_{КНОМ}$

Выбранные ТТ удовлетворяют всем условиям и могут быть приняты к установке.

7.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения РУ ВН

Выберем трансформаторы напряжения на стороне 110 кВ ПС Прохладная. Вторичная нагрузка трансформаторов на стороне ВН представлена в таблице 36.

Выберем масляный антирезонансный однофазный трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1.

Нагрузку на один трансформатор напряжения будем рассчитывать из условия, что все приборы подключены к нему т.к. один ТН может быть выведен в ремонт.

Таблица 36 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 110 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность, ВА	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	Альфа А1800	2	3,6	14,4
Ваттметр		3		
Варметр		3		
Счетчик АЭ и РЭ		3		
ИТОГО				14,4

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (70)$$

$110 \leq 110 \text{ кВ}$ – условие выполняется;

Проверку на допустимую мощность нагрузки вторичных обмоток производят по следующему условию:

$$S_{приб} \leq S_{ном}; \quad (71)$$

$14,4 \leq 200 \text{ ВА}$ – условие выполняется.

В таблице 37 приведено сопоставление каталожных и расчетных данных.

Таблица 37 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$S_{ном} = 200 \text{ ВА}$	$S_{приб} = 14,4 \text{ ВА}$	$S_{ном} \geq S_{приб}$

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

7.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения РУ НН

Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения на стороне 10 кВ. Вторичная нагрузка трансформаторов на стороне НН представлена в таблице 38.

Таблица 38 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 10 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность, ВА	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	Альфа А1800	2	3,6	28,8
Ваттметр		6		
Варметр		8		
Счетчик АЭ и РЭ		8		
ИТОГО				28,8

Выберем трансформатор напряжения НАМИ-10-95 УХЛ2:

Проверка выбранных ТН производится аналогично, как и для стороны ВН, сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 39.

Таблица 39 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$S_{НОМ} = 200 \text{ ВА}$	$S_{ПРИБ} = 28,8 \text{ ВА}$	$S_{НОМ} \geq S_{ПРИБ}$

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

7.8 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН

На стороне 110 кВ ПС Прохладная выбираем гибкую ошиновку.

Т.к. по экономической плотности тока гибкая ошиновка не проверяется, то выбираем по допустимому току. Выбираем гибкие шины АС-185/24.

Проверка шин на схлестывание можно допускается не делать, если периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА.

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \quad (72)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{34,47 \cdot 10^6}}{91} = 64,5 \text{ мм}^2;$$

$q_{\min} < q$ – выбранное сечение подходит по термической стойкости.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}; \quad (73)$$

$$215 \leq 330 \text{ А.}$$

Выбранное сечение подходит по нагреву.

Проверка на коронный разряд:

Определяем максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, при которой происходит коронирование:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{\text{ПР}}}}\right); \quad (74)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода равен 0,82.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,695}}\right) = 33,75 \text{ кВ / см.}$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\text{НОМ}}}{r_{\text{ПР}} \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{ПР}}}}; \quad (75)$$

$$D_{cp} = \sqrt[3]{2} \cdot D; \quad (76)$$

$$D_{cp} = \sqrt[3]{2} \cdot 300 = 378 \text{ см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,695 \cdot \lg \frac{378}{0,695}} = 20,48 \text{ кВ / см};$$

Провода не будут коронировать, если выполняется следующие условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0; \quad (77)$$

$$21,91 \leq 30,37 \text{ кВ / см};$$

Выбранный провод удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

7.9 Выбор и проверка сборных шин РУ НН

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Выбираем алюминиевую шину прямоугольного сечения 100x8 мм:

$$q = 800 \text{ мм}^2; I_{доп} = 2080 \text{ А}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \quad (78)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{18,16 \cdot 10^6}}{91} = 48,82 \text{ мм}^2;$$

Условие выполняется.

Момент инерции шины, расположенной на изоляторах плашмя:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}; \quad (79)$$

$$J = \frac{0,8 \cdot 10^3}{12} = 66,6 \text{ см}^4.$$

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

$$f_0 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}; \quad (80)$$

$$f_0 = 200 \text{ Гц};$$

$$l^2 \geq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{66,6}{8}} = 2,49 \text{ м}^2;$$

$$l = \sqrt{2,49} = 1,58 \text{ м}.$$

Принимаем $l = 1,5 \text{ м}$.

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{ВД}^2}{a}; \quad (81)$$

a – расстояние между фазами для 10 кВ равно 0,22 м;

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{53350^2}{0,22} = 2240,59 \text{ Н / м}.$$

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

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W_{\phi}}; \quad (82)$$

$$W_{\phi} = \frac{b \cdot h^2}{6}; \quad (83)$$

$$W_{\phi} = \frac{0,8 \cdot 10^2}{6} = 13,3 \text{ см}^3;$$

$$\sigma_{расч} = \frac{2240,59 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 13,3} = 37,91 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{расч} < \sigma_{доп}. \quad (84)$$

Для выбранной шины $\sigma_{доп} = 40 \text{ МПа}$, следовательно условие по механической прочности выполняется, и выбранная шина подходит для установки.

7.10 Выбор и проверка изоляторов РУ ВН

Для гибкой ошиновки выбираем подвесные изоляторы, ЛК 70/110-И-4 СП(СС);

Подвесные изоляторы на электродинамическую стойкость по режиму короткого замыкания и по разрушающей нагрузке не проверяются.

Опорные изоляторы проверяются по номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (85)$$

$110 \leq 110 \text{ кВ}$ – условие выполняется.

И по условию допустимой нагрузки:

$$F_{расч} \leq F_{доп}; \quad (86)$$

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

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

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр};$$

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

При горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила H определяется по выражению:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{уд}^2}{a} l \cdot k_h \cdot 10^{-7}; \quad (87)$$

где $i_{уд}$ – ударный ток на шинах ПС Прохладная;

l – длина пролета между изоляторами примем 180 м;

a – расстояние между фазами согласно ПУЭ для 110 кВ 1 м.

7.11 Выбор и проверка опорных изоляторов РУ НН

Выбираем опорный изолятор ИОР-10-7,5 УХЛ2:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F; \quad (88)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н};$$

Высота изолятора равна: $H_{из} = 120 \text{ мм}$.

Определяем максимальную силу, действующую на изгиб:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h; \quad (89)$$

$$k_h = \frac{H_{из} + h + \frac{3 \cdot b}{2}}{H_{из}}; \quad (90)$$

$$k_h = \frac{120 + 100 + \frac{3 \cdot 8}{2}}{120} = 1,93;$$

$$F_{расч} = 704,32 \cdot 1,5 \cdot 1,93 = 2039 \text{ Н};$$

$$F_{расч} \leq F_{доп} \text{ – данное условие выполняется и выбранный изолятор подходит}$$

для установки.

7.12 Выбор и проверка ОПН ВН

В данном пункте требуется выбрать ОПН на сторонах 10 и 110 кВ для защиты силового трансформатора от перенапряжений. Также согласно [3], ОПН должен устанавливаться в месте присоединения кабеля к шинам ОРУ.

На стороне 110 кВ трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН –П– 110/86/10/550 УХЛ1.

ОПН выбирается по следующим условиям:

Выбор по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \tag{91}$$

$$110 \leq 110 \text{ кВ.}$$

Условие выполняется.

Выбор по наибольшему длительно допустимому напряжению:

$$U_{н.р.д} = 1,05 \cdot \frac{U_{н.р.с.}}{\sqrt{3}}; \tag{92}$$

$U_{н.р.с.}$ – наибольшее рабочее напряжение сети, по [3] равно 126 кВ;

$$U_{н.р.д} = 1,05 \cdot \frac{126}{\sqrt{3}} = 76,38 \text{ кВ};$$

$$U_{н.р.д} \leq U_{н.р.ном}; \tag{93}$$

$$76,38,8 \leq 86 \text{ кВ.}$$

Условие выполняется.

Выбор по условиям взрывобезопасности:

$$I_{в.б.} > 1,2 \cdot I_{по}. \quad (94)$$

Для выбранного ОПН взрывобезопасный ток равен 40 кА;

$$40 > 1,2 \cdot 6,44 = 7,73 \text{ кА.}$$

Условие выполняется.

Выбор по временно допустимому повышению напряжения:

Максимальное значение напряжения при однофазном КЗ на шинах ОРУ:

$$U_{н.р.} = 1,15 \cdot \frac{110}{\sqrt{3}} = 73,03 \text{ кВ};$$

$$U_y = 1,4 \cdot U_{н.р.}; \quad (95)$$

$$U_y = 1,4 \cdot 73,03 = 102,24 \text{ кВ};$$

Кратность перенапряжения равна:

$$\frac{U_y}{U_{н.р.ном}} = \frac{102,24}{86} = 1,18;$$

Время, в течении которого выдерживается перенапряжение для выбранного ОПН, $t_{опн} = 1200 \text{ с};$

Значение средней длительности при одностороннем отключении однофазного КЗ, $t = 4 \text{ с};$

$$t_{опн} > t; \quad (96)$$

$$1200 > 4 \text{ с};$$

Условие выполняется.

Максимальное значение остающихся перенапряжений при грозовом импульсе с амплитудой 10 кА для ОПН работающих в сетях 110 кВ не должно превышать значения 295 кВ;

Для выбранного ОПН, $U_{\text{ост.гр.ном}} = 282 \text{ кВ}$;

$$U_{\text{ост.гр.ном}} < U_{\text{ост.гр}}; \quad (97)$$

$$282 < 295 \text{ кВ};$$

Условие выполняется.

Определение защитного уровня при коммутационных перенапряжениях:

$$U_{\text{ост.к}} = \frac{\sqrt{2} \cdot K_{\text{и}} \cdot K_{\text{к}} \cdot U_{\text{исп}}}{1,2}; \quad (98)$$

$$U_{\text{ост.к}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 200}{1,2} = 286,4 \text{ кВ};$$

Для выбранного ОПН, $U_{\text{ост.к.ном}} = 215 \text{ кВ}$;

$$U_{\text{ост.к.ном}} < U_{\text{ост.к}}; \quad (99)$$

$$215 < 286,4 \text{ кВ};$$

Для района со второй степенью загрязненности окружающей среды для подстанционного оборудования длина пути утечки должна быть не менее,

$$l_{\text{утеч.}} = 280 \text{ см.}$$

Для выбранного ОПН, $l_{\text{утеч.ном}} = 315 \text{ см}$;

$$l_{\text{утеч.ном}} > l_{\text{утеч.}}; \quad (100)$$

$$315 > 280 \text{ см};$$

Условие выполняется. Все результаты сводятся в таблицу 40.

Таблица 40 – Сравнение расчетных и каталожных данных для выбранного ОПН

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие
$U_{уст}=110 \text{ кВ}$	$U_{ном}=110 \text{ кВ}$	$U_{уст} > U_{ном}$
$U_{н.р.д}=76,4 \text{ кВ}$	$U_{н.р.ном}=86 \text{ кВ}$	$U_{н.р.д} \leq U_{н.р.ном};$
$1,2 \cdot I_{п0} = 3,58 \text{ кА}$	$I_{в.б}=40 \text{ кА}$	$I_{в.б.} > 1,2 \cdot I_{п0};$
$t=4 \text{ с}$	$t_{опн}=1200 \text{ с}$	$t_{опн} > t$
$U_{ост.гр}=295 \text{ кВ}$	$U_{ост.гр.ном}=282 \text{ кВ}$	$U_{ост.гр.ном} < U_{ост.гр}$
$U_{ост.к}=286,4 \text{ кВ}$	$U_{ост.к.ном}=215 \text{ кВ}$	$U_{ост.к.ном} < U_{ост.к}$
$L_{утеч}=280 \text{ см}$	$L_{утеч.ном}=315 \text{ см}$	$L_{утеч.ном} > L_{утеч}$

Выбранный ОПН удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

7.13 Выбор и проверка ОПН НН

На стороне 10 кВ трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН –П1– 10/12/10/2, алгоритм расчета аналогичен приведенному выше, с той разницей что ОПН на стороне 10 кВ не проверяется на грозовые перенапряжения.

Таблица 41 – Сравнение расчетных и каталожных данных для выбранного ОПН

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие
$U_{уст}=110 \text{ кВ}$	$U_{ном}=110 \text{ кВ}$	$U_{уст} > U_{ном}$
$U_{н.р.д}=12 \text{ кВ}$	$U_{н.р.ном}=12 \text{ кВ}$	$U_{н.р.д} \leq U_{н.р.ном};$
$1,2 \cdot I_{п0} = 13,57 \text{ кА}$	$I_{в.б.} = 20 \text{ кА}$	$I_{в.б.} > 1,2 \cdot I_{п0};$
$W_p = 2,29 \text{ кДж / кВ}$	$W_{опн} = 2,8 \text{ кДж / кВ}$	$W_{опн} \geq W_p;$
$t=0,5 \text{ с}$	$t_{опн}=789 \text{ с}$	$t_{опн} > t$
$U_{ост.к}=50,11 \text{ кВ}$	$U_{ост.к.ном}=30,75 \text{ кВ}$	$U_{ост.к.ном} < U_{ост.к}$

Выбранный ОПН удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

7.14 Выбор трансформаторов собственных нужд

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, аварийное освещение, система пожаротушения.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 0,4 кВ, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд, которые приведены в таблице 42.

Таблица 42 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность, кВт			
	кВт х ед	$\cos \varphi$	$P_{уст}, кВт$	$Q_{уст}, кВар$
1	2	3	4	5
Охлаждение ТДН-40000/110	5x2	0,85	10	8,5
Подогрев приводов разъединителей на стороне 110 кВ, на три полюса	12x0,25	1	3	–
Подогрев приводов выключателей на стороне 110 кВ, на три полюса	4x2	1	8	–
Подогрев релейного шкафа	1x14	1	14	–
Отопление и подогрев ячеек КРУ	1x14	1	14	–
Освещение и вентиляция КРУ	1x7	0,9	7	3,39
Отопление и освещение ОПУ	60	1	60	–
Освещение ОРУ 110 кВ	5	1	5	–
Питание оперативных цепей	1,8	0,38	1,8	4,38
Итого			123,8	15,72

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

$$S_{РАСЧ} = K_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}; \quad (101)$$

K_c – коэффициент одновременности нагрузки, принимаем равным 0,8;

$$S_{РАСЧ} = 0,8 \cdot \sqrt{119,8^2 + 13,72^2} = 99,28 \text{ кВА};$$

$$S_{ТСН} = \frac{S_{РАСЧ}}{1,25}; \quad (102)$$

$$S_{TCH} = \frac{99,28}{1,25} = 79,42 \text{ кВА.}$$

Выбираем трансформатор ТМГ – 100/10 У1.

6.14 Выбор и проверка ячеек КРУ

На стороне 10 кВ выбираем КРУ внутренней установки 10 кВ К-63, основные параметры представлены в таблице 43.

Таблица 43 – Основные параметры КРУ К-63

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток сборных шин, А	2000
Номинальный ток главных цепей КРУ, А	2000
Ном. ток отключения высоковольтного выключателя, кА	31,5
Ток электродинамической стойкости, кА	81
Ток термической стойкости (3 с), кА	31,5
Тип выключателя	LF– 10 – 31,5/630;2000-УХЛ2
Габариты шкафа, мм: Высота/глубина/ширина	2270/1365/750
Трансформатор тока	ТОЛ-10-0,2S/0,5/10р-600/5 ТОЛ-10-0,2S/0,5/10р-2000/5
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2

В данном разделе произведен выбор оборудования РУ ВН и РУ НН проектируемой подстанции 110/10 кВ Прохладная, выбраны выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, Гибкая ошиновка на ОРУ 110 кВ и жесткая ошиновка КРУ 10 кВ, а также исходя из полученных расчетов произведены выбор и проверка ячеек КРУ.

8 РАЗРАБОТКА МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

В данном разделе произведен расчет контура заземления, зон молниезащиты и произведена оценка надежности молниезащиты ПС Прохладная.

8.1 Конструктивное исполнение заземления и его расчет

Контур сетки заземления располагаем на расстоянии не менее 1-1,5 м от оборудования, чтобы человек при прикосновении к корпусу электротехнического оборудования не мог находиться за его пределами. Расчет заземляющего контура будет производиться с учетом рекомендаций. [15]

Площадь, используемая под заземлитель, определяется по следующей формуле:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3); \quad (103)$$

где А и В – геометрические размеры территории под заземлитель, м.

$$S = (37,5 + 3) \cdot (71,6 + 3) = 3021,3 \text{ м}^2;$$

Конструктивно контур заземления будет представлять собой сетку, состоящую из горизонтальных проводников, в узлах которой находятся вертикальные заземлители. Горизонтальные заземлители укладываются в траншеи глубиной 1 м от уровня планировочной отметки земли. В качестве горизонтальных и вертикальных заземлителей принимаем проводники круглого сечения диаметром $d = 10$ мм и длиной 5 м.

Определим сечение проводников:

$$F_{II} = \pi \cdot R^2; \quad (104)$$

$$F_{II} = \pi \cdot 5^2 = 78,5 \text{ мм}^2;$$

Выполним проверку на термическую стойкость по следующей формуле:

$$F_{TEP} = \sqrt{\frac{I_K^{(1)2} \cdot T}{400 \cdot \beta}}; \quad (105)$$

где $I_K^{(1)}$ – наибольший ток однофазного КЗ из раздела 5;

T – время срабатывания РЗ, принимаем 0,3 с;

β – коэффициент термической стойкости, для стали равен 21.

$$F_{TEP} = \sqrt{\frac{9381^2 \cdot 0,3}{400 \cdot 21}} = 56,054 \text{ мм}^2.$$

Выполним проверку сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}); \quad (106)$$

$$S_{CP} = a_K \cdot \ln^3 T + b_K \cdot \ln^2 T + c_K \cdot \ln T + \alpha_K; \quad (107)$$

где a_K, b_K, c_K, α_K – справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта. Данные коэффициенты приняты с учетом низкой коррозионности [26].

T – время использования заземлителя за 20 лет, 240 мес.

$$S_{CP} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,0092 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,668 \text{ мм};$$

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,668 \cdot (10 + 0,668) = 22,388 \text{ мм}^2;$$

Сечение проводников должно удовлетворять следующему условию:

$$F_{II} \geq F_{TEP} + F_{КОР}; \quad (108)$$

$$78,5 \geq 78,442 \text{ мм}^2;$$

Условие выполняется, следовательно, выбранный диаметр подходит.

Принимаем расстояние между полосами сетки 6 м, тогда общая длина горизонтальных полос в сетки будет равна:

Найдем длину горизонтальных электродов:

$$L = C \cdot c + B \cdot \vartheta; \quad (109)$$

c – количество полос по ширине ОРУ C ;

ϑ – количество полос по длине ОРУ B ;

$$c = \frac{C}{k}; \quad (110)$$

$$c = \frac{37,5 + 3}{6} = 6,75;$$

$$\vartheta = \frac{B}{k}; \quad (111)$$

$$\vartheta = \frac{71,6 + 3}{6} = 12,43.$$

Тогда общая длина горизонтальных электродов будет равна:

$$L = 37,5 \cdot 6,75 + 71,6 \cdot 12,43 = 1143,11 \text{ м.}$$

Определим количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{\vartheta \cdot \sqrt{S}}{c}; \quad (112)$$

$$n_B = \frac{7 \cdot \sqrt{3021,3,8}}{13} = 29,38;$$

принимаем $n_B = 102$.

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{ЭКВ}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right); \quad (113)$$

где l_B – длина вертикального электрода, принимаем равной 5 м;

$\rho_{\text{ЭКВ}}$ – эквивалентное удельное сопротивление грунта, согласно [26] равно 1513 Ом*м;

Коэффициент A зависит от соотношения длины вертикальных электродов l_B и \sqrt{S} :

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = \frac{5}{\sqrt{3021,3}} = 0,09 \Rightarrow A = 0,1; \quad (114)$$

$$R = 30 \cdot \left(\frac{0,1}{\sqrt{3021,3}} + \frac{1}{1143,1 + 102 \cdot 5} \right) = 0,38 \text{ Ом.}$$

Определим импульсный коэффициент заземления, по следующей формуле (115):

$$a_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{ЭКВ}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}; \quad (115)$$

где I_M – ток молнии, кА. Принимаем равным 60 кА для равнин [26].

$$a_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{3021,3}}{(500 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 0,97.$$

Определим импульсное сопротивление грунтов, которое должно соответствовать условию:

$$R_{II} = R \cdot a_{II} \leq 0,5;$$

$$R_{II} = 0,38 \cdot 0,97 = 0,37 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

Условие выполняется.

8.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Требуется выполнить защиту на уровне здания ОПУ совмещенного с ЗРУ 10 кВ, принимаем высоту здания равной 5,6 м. Высота линейных порталов 11,4 м. Ограждение территории ПС имеет высоту 2 м. Принимаем к установке шесть стержневых молниеотводов, четыре из которых расположены на линейных порталах, а 2 расставлены на прожекторных мачтах. Примем прожекторные мачты ПМС-24 высотой 24 метра и молниеотводом 2 м.

Рассмотрим вариант установки молниеотводов на прожекторные мачты и на вершины линейных порталов.

Примем высоту молниеотводов, установленных на прожекторные мачты ПМС-24 равной:

$$h = 26 \text{ м.}$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{M36} = 27,8 \text{ м.}$$

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h; \tag{116}$$

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 26 = 22,1 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h; \tag{117}$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 26) \cdot 26 = 27,25 \text{ м.}$$

Радиус внутренней зоны при условии $h < L < 2h$;

$$r_{C0} = r_0; \quad (118)$$

$$r_{C0} = 27,25 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_{1CX} = h_{\text{ЭФ}} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L_{M36} - h); \quad (119)$$

$$h_{1CX} = 22,1 - (0,17 + 0,0003 \cdot 26) \cdot (27,8 - 26) = 22,09 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне линейного портала:

$$r_{1CX(ЛП)} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{1CX} - h_{\text{оф}}}{h_{1CX}} \right); \quad (120)$$

$$r_{1CX(ЛП)} = 27,25 \cdot \left(\frac{22,09 - 16,4}{22,09} \right) = 7,02.$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне шинного портала:

$$r_{1CX} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{1CX} - h_{\text{оф}}}{h_{1CX}} \right); \quad (121)$$

$$r_{1CX} = 27,25 \cdot \left(\frac{22,09 - 7,8}{5,6} \right) = 55,66.$$

Радиус внутренней зоны на уровне линейного портала:

$$r_{1X} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_X}{h_{\text{ЭФ}}} \right); \quad (122)$$

$$r_{1X(Я)} = 27,25 \cdot \left(1 - \frac{16,4}{22,1} \right) = 7,03 \text{ м.}$$

Радиус внутренней зоны на уровне шинного портала:

$$r_{1X} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_X}{h_{ЭФ}}\right); \quad (123)$$

$$r_{1X(Я)} = 27,25 \cdot \left(1 - \frac{7,8}{22,1}\right) = 18,30 \text{ м.}$$

Аналогичный расчет производится для всех сочетаний молниеотводов, подробный расчет приведен в приложении 3, результат сведен в таблице 44.

Таблица 44 – Результаты расчета молниезащиты

Параметр	Пара проверяемых молниеотводов							
	1-2, 3-4	1-3, 2-4	2-3, 1-4	4-5	3-5	2-6	1-6	5-6
$L, \text{ м}$	26,80	38,0	46,5	19,75	18,70	25,7	25,0	30,00
$h_{CX}, \text{ м}$	16,35	14,34	12,85	17,56	17,72	21,71	16,63	21,39
$r_{X(ЛП)}, \text{ м}$	7,51	7,51	7,51	7,51	7,51	7,51	7,51	13,19
$r_{CX(ЛП)}, \text{ м}$	6,54	4,45	2,44	7,61	7,76	6,72	6,83	12,73
$r_{X(КРУ)}, \text{ м}$	16,10	16,10	16,10	16,10	16,10	16,10	16,10	21,70
$r_{CX(КРУ)}, \text{ м}$	15,72	14,89	14,10	16,15	16,20	15,79	15,84	21,52

На листе 5 графической части представлен план ПС Прохладная с расставленными молниеотводами и указанием зон защит. Как видно из чертежа, в зону действия молниезащиты попадают все объекты ПС.

8.4 Оценка надежности молниезащиты ПС

В данном пункте произведена оценка надежности молниезащиты проектируемой ПС Прохладная. Расчет будет производиться по методике, указанной в [3].

Надежность защиты ОРУ ПС Прохладная от прямых ударов молнии характеризуется числом случаев перекрытия изоляции при прорывах молнии

через зону защиты молниеотводов и обратных перекрытий при ударах молнии в молниеотводы. Это число может быть определено по следующей формуле:

$$N_{П.У} = p_0 \cdot (a_T + 2 \cdot R_{ЭКВ}) \cdot (b_T + 2 \cdot R_{ЭКВ}) \cdot (\eta_{ПР} \cdot p_a \cdot P_{ПР} + \eta_{ОП} \cdot P_{ОП}) \cdot 10^{-6}; \quad (124)$$

где a_T, b_T - длина и ширина территории ОРУ;

p_0 – плотность разрядов молнии на 1 км² земной поверхности, определяется по формуле (121);

$R_{ЭКВ}$ – эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает боковые разряды молнии, определяется по формуле (122);

$\eta_{ПР}, \eta_{ОП}$ – вероятность перехода импульсного перекрытия изоляции в силовую дугу, соответственно, при разрядах молнии в ОРУ, минуя молниеотводы, и при обратных перекрытиях (в расчетах принимается равной 0,9)

p_a – вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ, минуя молниеотводы, принимаем равной 0,005;

$P_{ПР}$ – доля опасных грозовых перенапряжений, возникающих при непосредственном грозовом разряде в ошиновку ОРУ, минуя молниеотводы;

$P_{ОП}$ – вероятность обратного перекрытия, определяется по формуле (127).

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{Г.Ч}; \quad (125)$$

$$R_{ЭКВ} = 5 \cdot h - \frac{2 \cdot h^2}{30}; \quad (126)$$

$$p_0 = 0,05 \cdot 4 = 2;$$

где h – высота сооружения;

$$R_{ЭКВ} = 5 \cdot 11,4 - \frac{2 \cdot 11,4^2}{30} = 48,967 \text{ м};$$

$$p_{ПП} = e^{-0,04 \cdot I_{КР}}; \quad (127)$$

где $I_{КР}$ – критический ток молнии;

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{ош}}; \quad (128)$$

где $Z_{ош}$ – волновое сопротивление ошиновки;

$U_{50\%}$ – 50 %-ное разрядное напряжение изоляции для импульсов отрицательной полярности, вычисляется по формуле (126);

$$Z_{ош} = 60 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot h_{ср}}{r_э} \right); \quad (129)$$

где $r_э$ – радиус фазы, для АС-185/29 равен 0,19 м;

$h_{ср}$ – высота подвески шин, равна высоте 11,4 м;

$$Z_{ош} = 60 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot 11,4}{0,19} \right) = 327,3 \text{ Ом};$$

$$U_{50\%} = U_{50\%}^- \cdot \left(0,92 - 0,012 \cdot l_{ИЗ}^{(0,74 - 0,06 \cdot l_{ИЗ}) \cdot (l_{ИЗ} - 3)} \right); \quad (130)$$

где $U_{50\%}^-$ – 50 %-ное разрядное напряжение для стандартного импульса отрицательной полярности. Определяется по [3], принимаем равным 539 кВ;

$l_{ИЗ}$ – длина разрядного пути по гирлянде изоляторов, для выбранного изолятора равна 1,2 м;

$$U_{50\%} = 539 \cdot \left(0,92 - 0,012 \cdot 1,2^{(0,74 - 0,06 \cdot 1,2) \cdot (1,2 - 3)} \right) = 490,6 \text{ кВ};$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot 490,6}{327,3} = 2,99 \text{ кА};$$

$$p_{ИП} = e^{-0,04 \cdot 2,99} = 0,887;$$

$$p_{ОП} = e^{-0,04 \cdot \frac{U_{50\%} - 50 \cdot I_{ИЗ}}{R_{И}}}; \quad (131)$$

$$p_{ОП} = e^{-0,04 \cdot \frac{490,6 - 50 \cdot 1,2}{0,181}} = 0,01;$$

$$N_{И.У} = 2 \cdot (147,9 + 2 \cdot 93,33) \cdot (82 + 2 \cdot 93,33) \cdot (0,9 \cdot 0,005 \cdot 0,887) \cdot 10^{-6} = 0,000973;$$

Определим среднюю повторяемость опасных перенапряжений на ПС из-за грозных разрядов в ОРУ (в годах):

$$T_{И.У} = \frac{1}{N_{И.У}}; \quad (132)$$

$$T_{И.У} = \frac{1}{0,000973} = 1027 \text{ год.}$$

Для ОРУ 110 кВ данный показатель должен быть не менее 1000 лет. Условие выполняется, следовательно, молниезащита обеспечивает требуемый уровень надежности.

9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

9.1 Релейная защита силового трансформатора на проектируемой ПС

В данном пункте приводится расчет релейной защиты силового трансформатора Т1 марки ТДН-40000/110, установленного на проектируемой ПС Прохладная.

9.1.1 Расчет дифференциальной защиты трансформатора

Защита реализована с применением микропроцессорного устройства защиты БМРЗ-ТД-12-20-21 НТЦ «Мехатроника», по методике, приведенной в [4]. В таблице 46 приведены исходные данные для расчета защиты.

Таблица 46 – Исходные данные для расчета защиты трансформатора

Параметр	Значение
Схема и группа соединения обмоток	$Y_0 / \Delta / -11$
$S_{T,НОМ}$, МВА	40
$U_{T,НОМ}^{BH}$, кВ	115
$U_{T,НОМ}^{HH}$, кВ	11
$U_{к\text{ ВН-НН МАХ}}$, %	11,5
$U_{к\text{ ВН-НН МИН}}$, %	10,9
РПН в нейтрали ВН, $n=19$, $\Delta U=1,78\%$	
X_C^{MIN} , Ом	6,805
X_C^{MAX} , Ом	3,625
$K_{ТТ}^{BH}$	800/5
$K_{ТТ}^{HH}$	2000/5

Сопротивление трансформатора рассчитывается для двух предельных случаев - крайнего нижнего и крайнего верхнего положения РПН.

$$U_{MIN/MAX}^{BH} = U_{T,НОМ}^{BH} \cdot \left(1 \pm \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100} \right); \quad (133)$$

$$U_{MIN}^{BH} = 115 \cdot \left(1 - \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1}{100} \right) = 104,65 \text{ кВ};$$

$$U_{MAX}^{BH} = 115 \cdot \left(1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1}{100} \right) = 125,35 \text{ кВ}.$$

Сопротивление трансформатора, соответствующее крайним положениям РПН рассчитывается по следующим формулам:

$$X_{T.MIN/MAX} = \frac{U_{k\ MIN/MAX}}{100} \cdot \frac{U_{MIN/MAX}^2}{S_{T.HOM}}; \quad (134)$$

$$X_{T.MIN} = \frac{10,9}{100} \cdot \frac{104,65^2}{40} = 29,84 \text{ Ом};$$

$$X_{T.MAX} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{125,35^2}{40} = 45,17 \text{ Ом}.$$

В некоторых блоках БМРЗ предусмотрена настройка ПТН аналоговых входов, определяющих диапазоны измерения вторичных токов. Для обеспечения правильного измерения максимально тока КЗ, проходящего через ТТ, значение верхней границы диапазона измерений ПТН измерительного канала $i_{MAX\ ПТН}^{BH}$ должно удовлетворять следующему условию Значения ТКЗ на стороне ВН трансформатора берем из раздела 5.

Далее производим расчет ПТН для блоков БМРЗ на сторонах ВН и НН по следующим формулам:

$$i_{MAX\ ПТН}^{BH} \geq K_{ПЕР} \cdot \frac{I_{K\ MAX}^{BH}}{K_{ТТ}^{BH}}; \quad (135)$$

где $K_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим (наличие апериодической составляющей тока), принимаем равным двум;

$$i_{MAX\ ПТН}^{BH} \geq 2 \cdot \frac{6444}{120} = 107,4 \text{ А};$$

В соответствии с [4] выбрать ПТН с $i_{MAX\ ПТН}^{BH} = 500 \text{ А}$ и $I_{НОМ\ ПТН}^{BH} = 5 \text{ А}$.

Выбранные ПТН необходимо проверить по условию обеспечения заданной погрешности измерения тока нагрузочного режима для ПТН с током, равным 5 А и 2,5 А по следующему выражению:

$$I_{НОМ ПТН}^{BH} \leq 6 \cdot \frac{I_{Т.НОМ}^{BH}}{K_{ТТ}^{BH}}; \quad (136)$$

$$I_{Т.НОМ}^{BH} = \frac{S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т.НОМ}^{BH}}; \quad (137)$$

$$I_{Т.НОМ}^{BH} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 200,82 \text{ А};$$

$$2,5 \leq 6 \cdot \frac{200,82}{120} = 10.$$

Выбранный ПТН обеспечивает измерение тока нагрузочного режима с заданной погрешностью.

Аналогичный расчет производится и для стороны НН с подстанцией соответствующих ТКЗ. Для начала рассчитаем предельный ТКЗ на стороне НН с учетом регулировки напряжения;

$$I_{K \text{ MAX ПРИБ}}^{HH} = \frac{U_{Т.НОМ}^{BH}}{\sqrt{3} \cdot (X_C^{MAX} + X_{Т.МІN})} \cdot 10^3; \quad (138)$$

$$I_{K \text{ MAX ПРИБ}}^{HH} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (3,625 + 29,84)} = 1984,02 \text{ А};$$

$$I_{K \text{ MAX}}^{HH} = I_{K \text{ MAX ПРИБ}}^{HH} \cdot \frac{U_{МІN}^{BH}}{U_{Т.НОМ}^{HH}}; \quad (139)$$

$$I_{K \text{ MAX}}^{HH} = 1984,02 \cdot \frac{104,65}{11} = 18757,82 \text{ А};$$

$$i_{MAX ПТН}^{HH1} \geq 2 \cdot \frac{18757,82}{800} = 46,89 A.$$

Принимаем ПТН с $i_{MAX ПТН}^{HH} = 65 A$ и $I_{НОМ ПТН}^{BH} = 0,5 A$;

$$I_{T.НОМ}^{HH} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2099,46;$$

$$0,5 \leq 3 \cdot \frac{2099,46}{800} = 7,87.$$

Выбранный ПТН обеспечивает измерение тока нагрузочного режима с заданной погрешностью.

9.1.2 Расчет уставки ДТО

Далее определяется относительный расчетный ток небаланса при максимальном тормозном токе внешнего КЗ.

$$I_{НБ ДТО} = (k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon_{MAX} + U_{РЕГ1} \cdot k_{ТОК1} + \gamma) \cdot \frac{I_{K MAX ПРИВ}^{HH}}{I_{T.НОМ}^{BH}}; \quad (140)$$

где $k_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока, принимаем равным 2,5;

$k_{ОДН}$ – коэффициент однотипности ТТ, принимаем равным 1;

ε_{MAX} – максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем току $I_{K MAX}$, с целью упрощения расчета допустимо принять значение погрешности ε_{MAX} равным 0,1 при условии, что реальная кратность тока КЗ не превосходит номинальную) и реальная нагрузка на вторичные цепи ТТ не превосходит номинальную;

$U_{РЕГ1}$ – относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора. Относительные

погрешности принимают равными половине используемого диапазона регулирования, $U_{РЕГ1} = \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100}$, но не менее 0,05.

$k_{ТОК1}$ – коэффициенты токораспределения, равные отношению тока, проходящего по стороне, где производится регулирование напряжения, в режиме рассматриваемого внешнего КЗ к току КЗ. Для упрощения расчетов допустимо принимать предельные значения коэффициентов $k_{ТОК1} = 1$, учитывая, что это ведет к снижению коэффициента чувствительности защиты.

γ – относительная погрешность цифрового выравнивания токов плеч, принимаем равной 0,05;

Для двухобмоточного трансформатора в правой части формулы (140) слагаемое $U_{РЕГ1} \cdot k_{ТОК1}$ не учитывают.

$$I_{НБ РАСЧ} = (2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,05) \cdot \frac{1984,02}{200,8} = 2,964 \text{ о.е.}$$

Уставка срабатывания ДТО рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{ДТО} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ РАСЧ};$$

где $K_{ОТС}$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас, принимаем равным в диапазоне от 1,15 до 1,3;

$$I_{ДТО} = 1,225 \cdot 2,964 = 3,631 \text{ о.е.}$$

Для отстройки от броска тока намагничивания уставку ДТО рекомендуется принять от 4 до 5 о.е. номинальных значений тока трансформатора. Диапазон принят с учётом подавления апериодической составляющей тока при цифровой обработке сигналов в блоке БМРЗ, принимаем значение равное 4 о.е. [4].

В качестве уставки срабатывания ДТО следует принять большее из двух полученных значений, поэтому принимаем $I_{ДТО} = 4 \text{ о.е.}$

9.1.3 Расчет дифференциальной защиты трансформатора

Рассчитывается уставка начального тока срабатывания ДЗТ.

Относительный расчетный ток небаланса, используемый при расчете уставки $I_{ДЗТ.НАЧ}$, рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{НБ.ДЗТ.НАЧ} = 0,5 \cdot (k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon_{0,5} + U_{РЕГ1} \cdot k_{ТОК1} + \gamma); \quad (141)$$

где $k_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим (принято отсутствие апериодической составляющей тока в нагрузочном режиме), принимаем равным 1;

$$k_{ОДН} = 1 - \text{коэффициент однотипности ТТ};$$

$\varepsilon_{0,5}$ – максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем $0,5 \cdot I_{Т.НОМ}$. С целью упрощения расчетов допустимо принять значения погрешностей $\varepsilon_{MIN}, \varepsilon_{0,5}, \varepsilon_{1,5}, \varepsilon_{РАБ.МАХ}$ равными 0,1 при условии, что значение $\varepsilon_{МАХ}$ не превосходит 0,1.

Для группы "грубых" уставок относительные погрешности принимают равными половине используемого диапазона регулирования. Для группы "чувствительных" уставок принимают $U_{РЕГ1} = \frac{3 \cdot \Delta U}{100}$, но не менее 0,05;

$$I_{НБ.ДЗТ.НАЧ} = 0,5 \cdot \left(1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1}{100} \cdot 1 + 0,05 \right) = 0,12.$$

Уставка начального тока срабатывания ДЗТ рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{ДЗТ.НАЧ} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ.ДЗТ.НАЧ}; \quad (142)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас, принимаем равным 1,5.

$$I_{ДЗТ.НАЧ} = 1,5 \cdot 0,12 = 0,18 \text{ о.е.};$$

Значение уставки $I_{ДЗТ.НАЧ}$ не рекомендуется выбирать менее 0,3 о.е, так как согласно [31] ДЗТ с уставкой $I_{ДЗТ.НАЧ}$ от 0,3 до 0,5 о.е. обеспечивает требуемый коэффициент чувствительности к витковым замыканиям в переплетённых обмотках и межкатушечным замыканиям в любых обмотках, поэтому принимаем:

$$I_{ДЗТ.НАЧ} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Выбор уставки коэффициента торможения второго участка характеристики торможения ДЗТ $K_{ТОРМ2}$.

Для начала требуется определить ток срабатывание ДЗТ $I_{ДЗТ2}$ при токе торможения $1,5 \cdot I_{Т.НОМ}$, рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{ДЗТ2} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ.ДЗТ.2}; \quad (143)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас, принимаем равным в диапазоне от 1,15 до 1,3;

$$I_{НБ.ДЗТ.2} = 1,5 \cdot (k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon_{1,5} + U_{РЕГ1} + \gamma); \quad (144)$$

где $k_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока, принимаем равным 2;

$$I_{НБ.ДЗТ.2} = 1,5 \cdot \left(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1}{100} + 0,05 \right) = 0,51 \text{ о.е.};$$

$$I_{ДЗТ2} = 1,225 \cdot 0,51 = 0,625;$$

$$K_{ТОРМ2} = I_{ДЗТ2} - I_{ДЗТ.НАЧ}; \quad (145)$$

$$K_{ТОРМ2} = 0,625 - 0,3 = 0,325 \text{ о.е.}$$

Выбор уставки коэффициента торможения третьего участка характеристики торможения ДЗТ $K_{ТОРМ3}$.

Для начала требуется определить значение тока торможения $I_{КТОРМ}$, соответствующее максимальному току внешнего КЗ $I_{КМАХПРИВ}^{HH}$, рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{КТОРМ} = \left(1 - \frac{K_{ПЕР} \cdot \varepsilon_{МАХ}}{2} \right) \cdot \frac{I_{КМАХПРИВ}^{HH}}{I_{Т.НОМ}^{BH}}; \quad (146)$$

где $k_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока, принимаем равным 2,5;

$$I_{КТОРМ} = \left(1 - \frac{2,5 \cdot 0,1}{2} \right) \cdot \frac{1982,02}{200,82} = 8,64 \text{ о.е.};$$

$$K_{ТОРМ3} = \frac{I_{ДТО} - I_{ДЗТ2}}{I_{КТОРМ} - I_{ТОРМ2}}; \quad (147)$$

где $I_{ТОРМ2}$ – ток торможения, соответствующий второму излому характеристики торможения, принимаем равным 1,5;

$$K_{ТОРМ3} = \frac{3,631 - 0,625}{8,64 - 0,325} = 0,362 \text{ о.е.};$$

9.1.4 Расчет группы чувствительных уставок

Далее рассчитываются группы «чувствительных уставок». Алгоритм расчета аналогичен предыдущему, разница заключается в коэффициенте $U_{РЕГ1}$, который рассчитывается по следующей формуле:

$$U_{PEГ1} = \frac{3 \cdot \Delta U}{100}; \quad (148)$$

$$U_{PEГ1} = \frac{3 \cdot 1,78}{100} = 0,0534 \text{ о.е.};$$

$$I_{НБ.ДЗТ.НАЧ}^Ч = 0,5 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,0534 \cdot 1 + 0,05) = 0,102;$$

$$I_{ДЗТ.НАЧ}^Ч = 1,5 \cdot 0,102 = 0,153 \text{ о.е.}$$

Принимаем $I_{ДЗТ.НАЧ}^Ч = 0,3 \text{ о.е.};$

$$I_{НБ.ДЗТ.2}^Ч = 1,5 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,0534 \cdot 1 + 0,05) = 1,17 \text{ о.е.};$$

$$I_{ДЗТ2}^Ч = 1,225 \cdot 1,17 = 1,433;$$

$$K_{ТОРМ2}^Ч = 1,433 - 0,3 = 1,133 \text{ о.е.}$$

При расчёте коэффициента торможения третьего участка группы "чувствительных" уставок вместо значения тока $I_{ДТО}$ следует использовать значение тока $I_{ДТО}^Ч$, который определяется по аналогичной формуле, но значение $U_{PEГ1}$ подставляется из формулы (144):

$$I_{ДТО}^Ч = 1,225 \cdot (2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,0534 \cdot 1 + 0,05) \cdot \frac{1984,02}{200,8} = 10,08 \text{ о.е.};$$

$$K_{ТОРМ3}^Ч = \frac{10,02 - 0,0534}{8,64 - 1,5} = 1,404 \text{ о.е.}$$

9.1.5 Проверка чувствительности ДЗТ

Для проверки чувствительности ДЗТ рассчитать приведенное минимальное относительное значение периодической составляющей двухфазного ТКЗ на стороне НН:

$$I_{K \text{ MIN ПРИБ}}^{НН} = \frac{U_{Т.НОМ}^{ВН}}{2 \cdot (X_C^{MIN} + X_{Т.МАХ})} \cdot 10^3; \quad (149)$$

$$I_{K \text{ MIN ПРИБ}}^{HH} = \frac{115 \cdot 1000}{2 \cdot (6,805 + 45,17)} = 1100,6 \text{ A.}$$

Коэффициент чувствительности ДЗТ при металлическом КЗ рассчитывается по следующей формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K \text{ MIN ПРИБ}}^{HH} \cdot (1 - \varepsilon_{\text{MIN}})}{I_{\text{Т.НОМ}}^{\text{BH}} - I_{\text{ДЗТ.НАЧ}}}; \quad (150)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{1100,6 \cdot (1 - 0,1)}{200,82 \cdot 0,18} = 27,4 \geq 2.$$

Чувствительность защиты достаточна.

9.1.6 Выбор уставки сигнализации тока небаланса

Рассчитывается относительный расчетный ток небаланса:

$$I_{\text{НБ}} = k_{\text{ОТС}} \cdot (k_{\text{ПЕР}} \cdot k_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon_{\text{РАБ.МАХ}} + U_{\text{РЕГ1}} \cdot k_{\text{ТОК1}} + \gamma);$$

где $k_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчёта и необходимый запас, принимаем равным 1,1.

$$I_{\text{НБ}} = 1,1 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,0534 \cdot 1 + 0,05) = 0,224.$$

9.1.7 Выбор уставок ДЗТ при возникновении БНТ

В соответствии с руководством по эксплуатации блока БМРЗ [4] уставка сигнализации небаланса $I_{\text{НБ}}$ должна быть задана коэффициентом $K_{\text{НБ}}$, который рассчитывается по следующему выражению:

$$K_{\text{НБ}} = \frac{I_{\text{НБ}}}{I_{\text{ДЗТ.НАЧ}}};$$

$$K_{НБ} = \frac{0,224}{0,3} = 0,747 \text{ о.е.}$$

Уставку по времени ограничения длительности перекрёстного режима блокирования $T_{ПБ}$ в соответствии с [31] принять равной 2 с.

Уставку ИПБ $K_{ИПБ}$ в соответствии с [31] принять равным 0,15 о.е.

Общая информация по уставкам ДЗТ трансформатора представлена в таблице 47.

Таблица 47 – Уставки ДЗТ трансформатора

Параметр	Значение
Номинальный ток ПТН для стороны ВН; $I_{НОМ ПТН}^{ВН}$, А	5
Номинальный ток ПТН для стороны НН; $I_{НОМ ПТН}^{НН}$, А	0,5
Ток срабатывания ДТО; $I_{ДТО}$, о.е.	5
Коэффициент сигнализации небаланса; $K_{НБ}$, о.е.	0,747
Начальный ток срабатывания ДЗТ; $I_{ДЗТ.НАЧ}$, о.е.	0,3
Коэффициент торможения второго участка ДЗТ; $K_{ТОРМ2}$	0,325
Коэффициент торможения третьего участка ДЗТ; $K_{ТОРМ3}$	0,4362
ИПБ; $K_{ИПБ}$, о.е.	0,15
Время ограничения длительности перекрёстного режима блокирования; $T_{ПБ}$, с	2
Начальный ток срабатывания "чувствительного" органа ДЗТ; $I_{ДЗТ.НАЧ}^Ч$, о.е.	0,3
Коэффициент торможения второго участка "чувствительного" органа ДЗТ; $K_{ТОРМ2}^Ч$	1,133
Коэффициент торможения второго участка "чувствительного" органа ДЗТ; $K_{ТОРМ3}^Ч$	1,404

9.2 Расчет резервных защит

Данные защиты реализованы на базе микропроцессорного блока БМРЗ-ТР-51.

8.2.1 Расчет уставок МТЗ

Ток срабатывания МТЗ по условию отстройки от тока в месте установки защиты при самозапуске двигателей рассчитать по формуле:

$$I_{СЗ}^{II} = \frac{k_{ОТС} \cdot k_{СЗП}}{k_B} \cdot I_{РАБ.МАХ}; \quad (151)$$

$k_{СЗП}$ – коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей, принимаем равным 5;

k_B – коэффициент возврата, принимаем равным 0,95;

$k_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, принимаем значение 1,15;

$I_{РАБ.МАХ}$ – максимальный рабочий ток на стороне ВН трансформатора;

$$I_{РАБ.МАХ} = \frac{\sqrt{P_{МАХ}^2 + Q_{МАХ}^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot n} \cdot 1,4 \cdot 10^3;$$

$$I_{РАБ.МАХ} = \frac{\sqrt{38^2 + 15,2^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} \cdot 1,4 \cdot 10^3 = 150,37 \text{ А};$$

$$I_{СЗ}^{II} = \frac{1,15 \cdot 5}{0,95} \cdot 150,37 = 907,89 \text{ А}.$$

Значение тока в реле при металлическом двухфазном КЗ за трансформатором определить согласно

$$I_P = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{К МАХ ПРИВ}^{НН}}{K_{ТТ}^{ВН}}; \quad (152)$$

$$I_P = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{1984,02}{120} = 14,31 \text{ А}.$$

Осуществляется проверка по чувствительности МТЗ при металлическом двухфазном КЗ на шинах НН:

$$K_{\eta} = \frac{I_P \cdot K_{ТТ}^{ВН}}{I_{СЗ}}; \quad (153)$$

$$K_{\eta} = \frac{14,31 \cdot 120}{1984,02} = 0,866 < 1,5.$$

Коэффициент чувствительности не удовлетворяет требованиям ПУЭ к коэффициенту чувствительности основной защиты шин, поэтому необходимо применение максимальной токовой защиты с пуском по напряжению.

Ток срабатывания МТЗ с пуском по напряжению рассчитать из условия возврата токового реле при номинальном токе трансформатора по формуле:

$$I_{C3}'' = \frac{k_{OTC}}{k_B} \cdot I_{T.НОМ}; \quad (154)$$

$$I_{C3}'' = \frac{1,15}{0,95} \cdot 200,82 = 243,09.$$

Несрабатывание защиты при самозапуске двигателей обеспечивается за счет отстройки по напряжению.

Уставку срабатывания по напряжению рассчитать из условия возврата реле после отключения внешнего КЗ по формуле:

$$U_{C3} = \frac{U_{MIN}}{k_{OTC} \cdot k_B}; \quad (155)$$

где U_{MIN} – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ. В ориентировочных расчетах может быть принято равным 0,85;

$$U_{C3} = \frac{0,85 \cdot 11}{1,15 \cdot 1,05} = 7,74 \text{ кВ}.$$

Уставку срабатывания по напряжению рассчитать из условия отстройка от напряжения самозапуска при включении от АПВ или АВР заторможенных двигателей по формуле:

$$U_{C3} \leq \frac{U_{C3П}}{k_{OTC}};$$

где U_{C3II} – междуфазное напряжение в месте установки ПОН в условиях самозапуска заторможенных двигателей при включении их от АПВ или АВР. В ориентировочных расчетах может быть принято равным примерно $0,7 \cdot U_{НОМ}$;

$$U_{C3} \leq \frac{0,7 \cdot 11}{1,15} = 6,69 \text{ кВ};$$

В качестве уставки принимается меньшее из двух полученных значений, принимаем 6,69 кВ;

Уставку срабатывания по напряжению обратной последовательности рассчитать из условия отстройки от напряжения небаланса по формуле:

$$U_{2C3} = K_{НБ} \cdot U_{НОМ}; \quad (156)$$

где $K_{НБ}$ – коэффициент небаланса, принимаем равным 0,06;

$$U_{2C3} = 0,06 \cdot 11 = 0,66 \text{ кВ}.$$

Коэффициент чувствительности МТЗ определить при металлическом двухфазном КЗ на шинах НН по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{P}} \cdot K_{\text{ГТ}}^{\text{BH}}}{I_{\text{C3}}}; \quad (157)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{14,31 \cdot 120}{382,9} = 4,49;$$

$$4,49 \geq 1,5.$$

Уставки токовых защит во вторичных значениях для ввода в терминал БМРЗ рассчитываются по следующей формуле:

$$I_{\text{C3}}^{\text{II}} = \frac{382,9}{120} \cdot \sqrt{3} = 5,53 \text{ А};$$

Выдержку времени защиты выбирают по условию согласования с последними, наиболее чувствительными ступенями защит от многофазных КЗ

предыдущих элементов, т.е. на ступень селективности больше, чем выдержка времени последней, наиболее чувствительной ступени.

Для терминалов БМРЗ ступень селективности может быть принята равной 0,3 с.

$$t_{II} = t_{ПРЕД} + \Delta t; \quad (158)$$

$$t_{II} = 0 + 0,3 = 0,3 \text{ с.}$$

9.2.2 Расчет уставок защиты от перегрузки

Ток срабатывания защиты от перегрузки определить из условия возврата токового реле при номинальном токе трансформатора по формуле.

На стороне ВН:

$$I_{C3}^{III} = \frac{k_{ОТС}}{k_B} \cdot I_{РАБ.МАХ}; \quad (159)$$

где $k_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, принимаем равным 1,05;

k_B – коэффициент возврата, принимаем равным 0,95;

$$I_{C3}^{III} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 150,37 = 166,198 \text{ А};$$

$$I_{C3}^{II} = \frac{166,198}{120} \cdot \sqrt{3} = 2,399 \text{ А}.$$

На стороне НН

$$I_{C3}^{III} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 2146,67 = 2372,66 \text{ А};$$

$$I_{C3}^{II} = \frac{2372,66}{800} = 2,96 \text{ А}.$$

Так как подстанция с постоянным оперативным персоналом, то защиту от перегрузки следует сделать с действием на сигнал, принимаем следующую выдержку времени: $t_{III} = 10 \text{ с}$.

9.3 Автоматика

В рамках данной ВКР рассматриваются следующие типы системной автоматики, такие как АПВ, АВР.

Устройства АПВ используются для быстрого восстановления питания потребителей или межсистемных и внутрисистемных связей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты. Предусматривается установка устройств АПВ на следующих элементах реконструируемой сети, а именно:

- На силовых трансформаторах, устанавливаемых на ПС Прохладная – трехфазное АПВ с запретом срабатывания при отключении СТ газовой защитой или дифференциальной защитой;
- На ВЛ 110 кВ Западная – Прохладная – трехфазное АПВ однократного действия.

Система АВР – это оборудование для автоматического ввода резерва.

Главное назначение устройства АВР заключается в обеспечении бесперебойного питания электроэнергией потребителей. Для этого система АВР должна отслеживать состояние основной линии. И при выявлении нарушений переходить на подачу электроэнергии потребителю от резервного ввода. При этом процесс восстановления электропитания должен происходить максимально быстро. Обязательным условием является однократность выполняемого действия. То есть не должно быть повторных срабатываний в случае одной и той же неисправности (неустраненные токи короткого замыкания и т.п.). Еще один важный момент – разрыв основной сети должен происходить до подключения резервной линии. обо всех изменениях устройство АВР должно информировать с помощью индикации параметров.

Устройство АВР предусматривается для установки на секционный выключатель ОРУ 110 кВ ПС Прохладная.

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Фактором, определяющим экономическое развитие общества, уровень его материальной культуры и обеспеченности, является энергетика. Перспективы и темпы развития энергетики зависят от уровня надежности электроснабжения и безопасности, в том числе экологической, электростанций разного типа, а также защитой от возникновения чрезвычайных ситуаций на энергообъектах. В виду этого в данном разделе рассматриваются вопросы безопасности работников, экологичности проекта и пожарной безопасности.

В подразделе безопасность рассмотрены требования, предъявляемые к работникам при монтаже и эксплуатации объектов строительства и реконструкции. В подразделе экологичность описаны факторы воздействия проектируемого оборудования на окружающую среду, здоровье и жизнедеятельность человека, а также произведен расчёт уровня шума в зависимости от типа территории, прилегающей к ПС. В подразделе чрезвычайные ситуации рассмотрена наиболее вероятная и опасная для данного объекта ЧС, а именно пожар, на проектируемой подстанции.

10.1 Безопасность

10.1.1 Требования к персоналу, выполняющему оперативное обслуживание и осмотры электроустановок.

Оперативные переключения должен выполнять оперативный или оперативно-ремонтный персонал, допущенный распорядительным документом руководителя организации. Существуют следующие требования к персоналу, выполняющему монтажные работы [22]:

- вид оперативного обслуживания электроустановки, число работников из числа оперативного персонала в смене определяется руководителем организации или структурного подразделения и закрепляется соответствующим распоряжением;

- единоличный осмотр электроустановок, электротехнической части технологического оборудования может выполнять работник, имеющий группу не ниже III, из числа оперативного персонала, обслуживающего данную электроустановку в рабочее время или находящегося на дежурстве;

- отключать и включать разъединители, отделители и выключатели напряжением выше 1000 В с ручным приводом необходимо в диэлектрических перчатках.

10.1.2 Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ

При выполнении работ в электроустановках работники должны иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены в специализированных центрах подготовки персонала. При монтаже так же должны осуществляться нижеуказанные требования: [131]

- профессиональная подготовка персонала, повышение его квалификации, проверка знаний и инструктажи проводятся в соответствии с требованиями государственных и отраслевых нормативных правовых актов по организации охраны труда и безопасной работе персонала.

- проверка состояния здоровья работника проводится до приема его на работу. Совмещаемые профессии должны указываться администрацией организации в направлении на медицинский осмотр.

- электротехнический персонал до допуска к самостоятельной работе должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказания первой помощи при несчастных случаях.

- работник, проходящий стажировку, дублирование, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником.

10.1.3 Безопасность при монтаже и ремонте ВЛ

Работы на опорах воздушных линий являются особо сложными по организации безопасных условий труда по следующим причинам [22]:

- работа связана с подъемом на опоры на большую высоту;
- рабочие места меняются ежедневно, а иногда и несколько раз в день;
- электромонтажники рассредоточиваются по рабочим местам вдоль воздушной линии, находясь друг от друга на расстоянии пролета между опорами, что затрудняет контроль за безопасностью их труда;
- работа требует постоянного контроля за состоянием заземляющих устройств, а также постоянной проверки отсутствия напряжения в отключенных цепях воздушных линий, работа связана с погодными условиями, состоянием подъездных путей и конструкцией опор [22].

Работы по монтажу и ремонту ВЛ связаны с подъемом людей и материалов на значительную высоту. Наиболее производительным и более безопасным способом подъема рабочих для выполнения работ на высоте является подъем с помощью специальных подъемных устройств, автовышки, автогидроподъемника и т.п.

Для обеспечения безопасности работающих на опорах, гирляндах, проводах и грозозащитных тросах необходимо строго выполнять правила техники безопасности, так как все работы на опорах воздушных линий относятся к верхолазным [22].

Подвеска проводов и тросов на участках пересечений должна выполняться только после отключения и надежного заземления рабочего пролета действующей ВЛ.

10.2 Экологичность

Так как в данной работе рассматривается проектирование ПС 110 кВ Прохладная, которая находится в непосредственной близости от объектов, на которых работают и проживают люди, рассмотрим шумовое загрязнение окружающей среды от работы трансформаторов.

При строительстве объекта инженеру необходимо руководствоваться природоохранными нормами и требованиями, а также законодательством, разработанным по охране окружающей среды.

Электроустановки должны удовлетворять требованиям действующих нормативных документов об охране природной среды по допустимым уровням шума, вибрации, напряженностей электрического и магнитного полей, электромагнитной совместимости [32].

Шум трансформаторов вызывается вибрацией активной части, а также вентиляторами системы охлаждения. Существенное влияние на шум трансформатора оказывают резонансные явления, возникающие в его отдельных элементах - охладителях, стенках бака, расширителе, трубопроводах и т. д.

Вибрация активной части трансформатора обусловлена магнитострикционными и электромагнитными силами в магнитной системе и динамическими силами в обмотках. В трансформаторах преобладает магнитострикционная составляющая вибрации. В магнитных системах реакторов, имеющих немагнитные зазоры, могут преобладать магнитные силы притяжения в зазорах.

На подстанции планируется установить трансформаторы ТДН-40000/110-У1 (2 шт.).

В таблице 48 приведены исходные данные для расчета.

Таблица 48 – Исходные данные

Характеристика	Исходные данные
Количество трансформаторов, N	2
Вид системы охлаждения	система охлаждения вида Д
Типовая мощность трансформатора, МВ*А	40
Класс напряжения, кВ	110
Тип территории	Территории, непосредственно прилегающие к жилым комнатам квартир, домам стационарных организаций социального обслуживания, организациям для детей-сирот и детей, оставшихся без попечения родителей, спальным помещениям в школах-интернатах, дошкольным образовательным организациям, домам отдыха, пансионатам.
Допустимый уровень шума для рассматриваемой территории, дБА	45

Согласно постановлению [35], определим допустимый уровень шума в зависимости от типа территории, которая прилегающей к ПС. Для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В

расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов.

Определяем шумовые характеристики источника шума (модель трансформатора известна из расчетной части проекта), согласно [6]. 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.

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (системы охлаждения вида Д) уровень звуковой мощности L_{PA} составляет 91 дБА ($S_{ном} = 40$ МВА, $U_{ном} = 110$ кВ)

Если источник шумового загрязнения имеет показатель направленности равный 1 и его скорректированный уровень звуковой мощности равен L_{PA} , то в любой точке полусферы радиусом R уровень шума создаваемый данным источником будет равным L_A (рисунок 16).

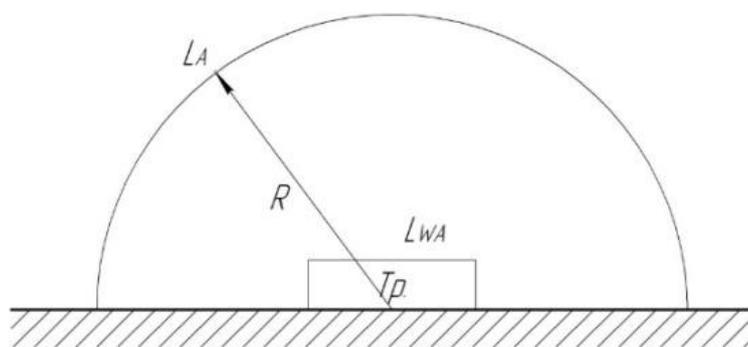


Рисунок 16 – Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с [35] справедливо соотношение (160):

$$L_{WA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (160)$$

где S – площадь поверхности полусферы, принимаем 1 м^2 .

Тогда уровень шума можно определить по формуле (161):

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (161)$$

где $S = \pi R^2$. (162)

Строительство ПС Прохладная планируется в пос. Новый Надеждинского района. В соответствии с картой местности поселка составлена схема расположения ПС относительно ближайшей застройки, которая приведена на рисунке 17. Ближайшее к ПС здание – частный малоэтажный жилой дом. Расстояния R_1 и R_2 в соответствии с картой равны 300 и 303 м соответственно, а L – известно (из проекта).

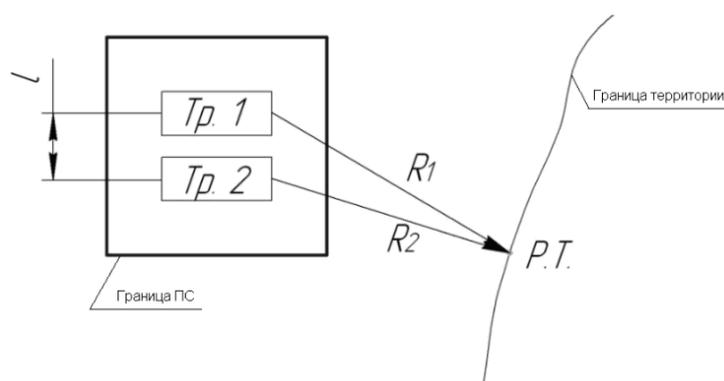


Рисунок 17 – Схема расположения ПС относительно ближайшей застройки

Рассчитаем уровень шума, создаваемый трансформаторами во время работы по формуле:

$$L_{AT} = L_{PA} - 10 \lg \frac{2\pi R^2}{S_0}, \quad (163)$$

где R – расстояние от трансформатора до жилой застройки.

Для первого трансформатора, дБ:

$$L_{AT1} = 91 - 10 \lg \frac{2\pi \cdot 300^2}{1}$$

$$L_{AT1} = 33,5 \text{ дБА}$$

Для второго трансформатора, дБ:

$$L_{AT2} = 91 - 10 \lg \frac{2\pi \cdot 303^2}{1}$$

$$L_{AT2} = 33,4 \text{ дБА}$$

Определим суммарный уровень шума в расчетной точке по формуле:

$$L_{A\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot L_{PA}} \text{ дБА.} \quad (164)$$

$$L_{A\Sigma} = 10 \cdot \lg(10^{0,1 \cdot 33,5} + 10^{0,1 \cdot 33,4});$$

$$L_{A\Sigma} = 36,4 \text{ дБА.}$$

Для соблюдения санитарно-гигиенических требований, создаваемого установленными трансформаторами, требуется соответствие полученных результатов неравенству:

$$L_{A\Sigma} \leq ДУ_{L_A}. \quad (165)$$

$$36,4 \leq 45$$

Вывод: уровень шума, создаваемого трансформаторами, установка которых проектируется на ПС Прохладная, не превышает допустимый уровень звука на территориях, непосредственно прилегающих к жилым комнатам квартир, домам стационарных организаций социального обслуживания,

организациям для детей-сирот и детей, оставшихся без попечения родителей, спальным помещения в школах-интернатах, дошкольным образовательным организациям, домам отдыха, пансионатам.

10.3 Чрезвычайные ситуации

Причинами возможных аварийных(чрезвычайных) ситуаций на ПС Прохладная 110/10 кВ могут послужить:

- повреждения и перекрытия одного из изоляторов трансформатора (так как масло находится под давлением, оно расширяется, вытекает и при взаимодействии с воздухом и электрической дугой может возгореться);
- тяжелые внутренние повреждения (радиатор либо кожух разрываются с возникновением искр, и горящее масло течет по камере трансформатора);
- кондуктивные помехи (качество электроэнергии: провода, кабели, трансформаторы, двигатели и так далее);
- износ, усталость материала аппарата.

Чрезвычайная ситуация – внешне неожиданная обстановка, характеризующаяся резким нарушением установившегося процесса и оказывающая отрицательное воздействие на жизнедеятельность человека, функционирование экономики, социальную сферу, окружающую среду.

Одним из наиболее опасных видов чрезвычайных ситуаций на ПС являются пожары. Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

Противопожарная защита обеспечивается [19]:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением средств пожаротушения;

- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;

- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Важное значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается [19]:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением огнепреграждающих устройств (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.);
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Наиболее частыми причинами возникновения пожаров на электроустановках являются:

- короткие замыкания;
- перегрузка электропроводок и оборудования;
- нагрев контактных соединений из-за высокого переходного сопротивления, обусловленного износом соединения;
- возникновение электрической дуги в месте повреждения изоляции;

Электрооборудование, расположенное во взрыво- или пожароопасных зонах должно быть выбрано в соответствии с требованиями, приведенными в главах 7.3 и 7.4 [15].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы были выполнены основные задачи по реконструкции и проектированию электрической сети выбранного района проектирования, с учетом требуемых параметров надежности электроснабжения и качества электрической энергии.

Было рассмотрено несколько вариантов подключения проектируемой подстанции Прохладная и требуемого усиления сети, из них был выбран наиболее экономически целесообразный вариант.

Произведен расчет существующих и прогнозируемых, нормальных и послеаварийных режимов рассматриваемой сети в «ПВК Rastr Win3». Результаты расчета обосновывают необходимость строительства и подключения новой ПС Прохладная к данной сети.

В ходе выполнения ВКР были рассчитаны рабочие токи и токи КЗ, требуемые для выбора и проверки электрооборудования реконструируемой сети.

Выполнен расчет зон молниезащиты и анализ грозоупорности. Произведена настройка параметров релейной защиты и автоматики на базе современного автоматизированного оборудования.

Так же рассмотрены основные мероприятия техники безопасности при эксплуатации электрооборудования, а также вопросы охраны окружающей среды.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Методическое пособие / А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. – Екатеринбург: Изд-во ГОУ ВПО УГТУ-УПИ. 2005. 52 с
- 2 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к практическим занятиям – М. : АмГУ, 2014. – 91 с.
- 3 Басманов, В.Г. Заземление и молниезащита: учеб. Пособие для вузов в двух частях. Часть 2 Молниезащита/ В.Г. Басманов – Киров: ПРИП ФГБОУ ВПО «ВятГАУ», 2012. – 246 с.
- 4 Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-ТД. Руководство по эксплуатации, ДИВГ. 648228.070-20 РЭ, НТЦ Мехатроника, 2016 г.
- 5 ГОСТ Р 52735–2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ.— Введ. 2008–07–01.— М. : Стандартинформ, 2008.— 36 с.
- 6 ГОСТ 32144-2013. Издания. Шум. Трансформаторы маслянные. Нормы и методы контроля. – введ. 1998-08-01. – Москва : Государственный комитет Российской Федерации по стандартизации, метрологии и сертификации ; М. : Изд-во стандартов, 1998. – 28 с.
- 7 ГОСТ 2.1.024-87. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – введ. 2014-07-01. – Москва : Государственный комитет Российской Федерации по стандартизации и метрологии; М. : Изд-во стандартов, 2004. – 64 с.
- 8 ГОСТ Р 58670-2019. Издания. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем; введ. 2020-01-01. – Москва : федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии ; М. : Изд-во стандартов, 2019. – 34 с.
- 9 Ерошенко, С.А. Расчет токов короткого замыкания в энергосистемах: Учебное пособие / С. А. Ерошенко, и др. – Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2019. – 104 с.

10 Железко, Ю.С. Расчет и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов / Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. – М. : ЭНАС, 2008. – 280 с.

11 Засыпкин А.С. Релейная защита трансформаторов. – М.: Энергоатомиздат, 1989, - 240 с.

12 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети: учеб. пособие / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 592 с.

13 Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://www.rastrwin.ru/> - 02.06.2021.

14 Понижающие трансформаторы 35-220 кВ. Резервные защиты. Расчет уставок. Методические указания, СТО ДИВГ-056-2015, НТЦ Мехатроника, 2015 г.

15 Правила устройства электроустановок . – 7-е изд. – М. : Энергоатомиздат, 2010. – 118 с.

16 Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. № 380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии» // Зарегистрирован в Минюсте России 22 июля 2015 г. №38151.

17 Приказ Министерства юстиции РФ от 14 декабря 2021 г. № 1216/20 «Об утверждении тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети, оказываемые ПАО «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы», на 2021-2024 годы» // Зарегистрирован в Минюсте России 31 декабря 2021 г. №61990

18 Приказ Минэнерго России от 08.02.2019 № 81 «Об утверждении требования к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом

Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229» // Зарегистрирован в Минюсте России 28 марта 2021 г. №54199

19 Проектирование систем противопожарной защиты на объектах ОАО «ФСК ЕЭС». Общие технические требования, СТО 56947007-33.040.10.139-2012, ФСК ЕЭС, 2012 г.

20 РД 153-34.3-35.125-99 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений (Части 1-3. Приложения к частям 1, 2, 3) / РАО «ЕЭС России». – 2-ое издание. – Санкт-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999 год, 194 с

21 РД 153-34.20.118-2003 Методические указания по проектированию развития энергосистем / РАО «ЕЭС России». – 1-ое издание. – Москва: ЦИУС ЕЭС, 2003 год, 72 с.

22 РД 153-34.3-03.285-2002 3. Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ / РАО «ЕЭС России». – М.: ЗАО «Издательство НЦ ЭНАС», // Зарегистрирован в Минюсте России 1 мая 2002 г. №53126

23 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ, СТО 56947007-29.240.30.047-2010, ФСК ЕЭС, 2010 г.

24 Рожкова, Л.Д. Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 647 с.

25 Савина, Н.В. Электроэнергетические системы и сети. Методические указания к курсовому проектированию – Благовещенск. : АмГУ, 2013. – 59 с.

26 Савина, Н.В. Техника высоких напряжений. Методические указания / Савина Н.В., Проценко П.П. – Благовещенск. : АмГУ, 2015. – 32 с.

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

28 Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2020 – 2026. – 272 с.

29 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на период 2022 – 2026 годов. 2021. – 66 с.

30 Тимофеев, С.А. Основы выбора нелинейных ограничителей. Методические указания – Красноярск. : КГТУ, 2003. – 49 с.

31 Трансформаторы и автотрансформаторы 35 -220 кВ. Дифференциальная токовая защита. Расчет уставок. Методические указания, СТО ДИВГ-055-2013, НТЦ Мехатроника, 2013 г.

32 Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании СТО 56947007- 29.240.037-2010, ФСК ЕЭС, 2010 г

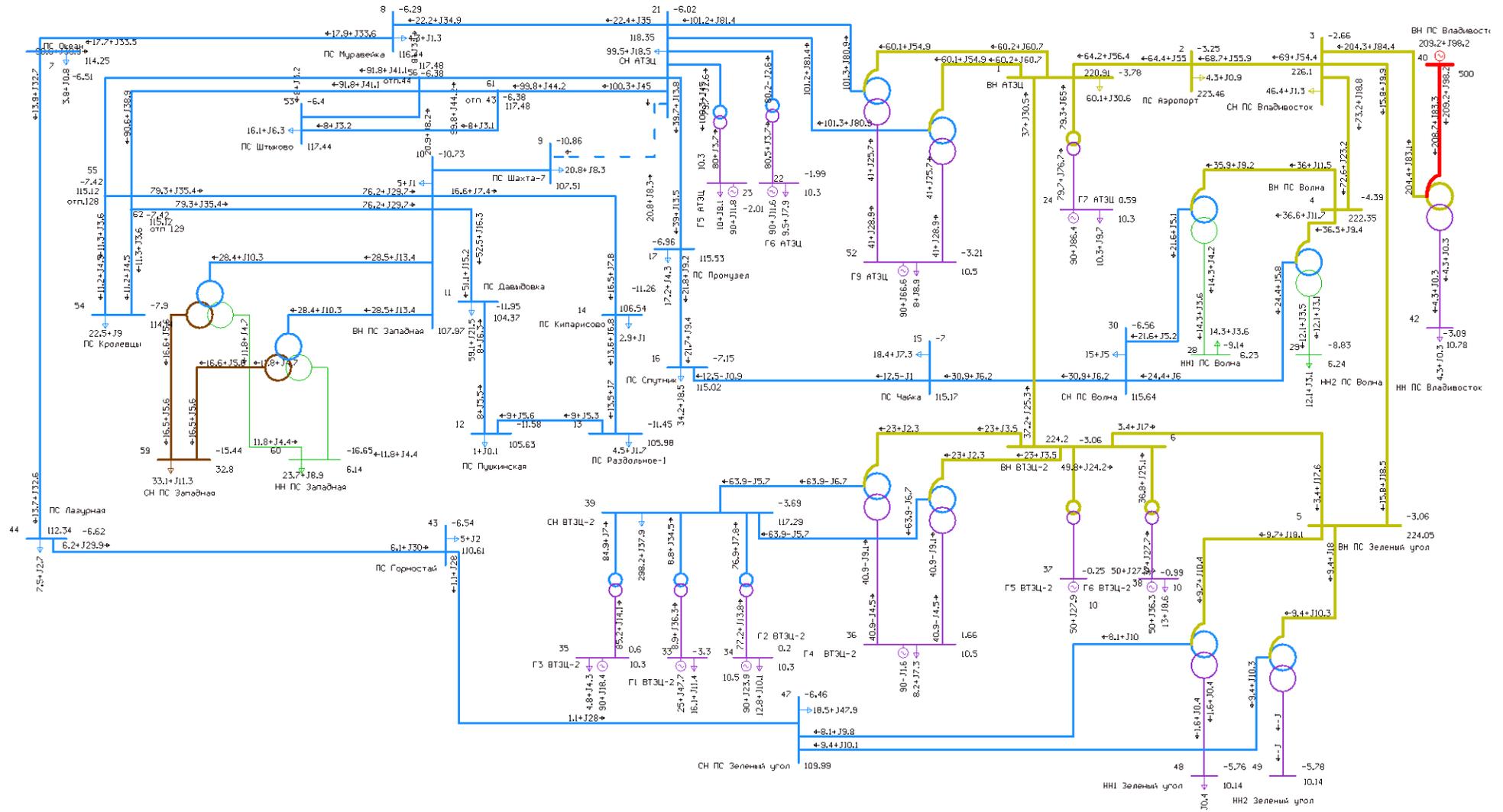
33 Электронный ресурс. – Режим доступа: <https://уровень-инфляции.рф/таблицы-инфляции>– 25.04.2021г.

34 Электронный ресурс. – Режим доступа: <https://www.transformator.com.ru/ttproduction/>- 21.03.2022

35 Электронный ресурс. – Режим доступа: [https://education.bashkortostan.ru/documents/active/352744/#:~:text=СанПин%201.2.368521%20«Гигиенические%20нормативы%20среды%20обитания». %2028%20января2022](https://education.bashkortostan.ru/documents/active/352744/#:~:text=СанПин%201.2.368521%20«Гигиенические%20нормативы%20среды%20обитания».%2028%20января2022) – 12.04.2022.

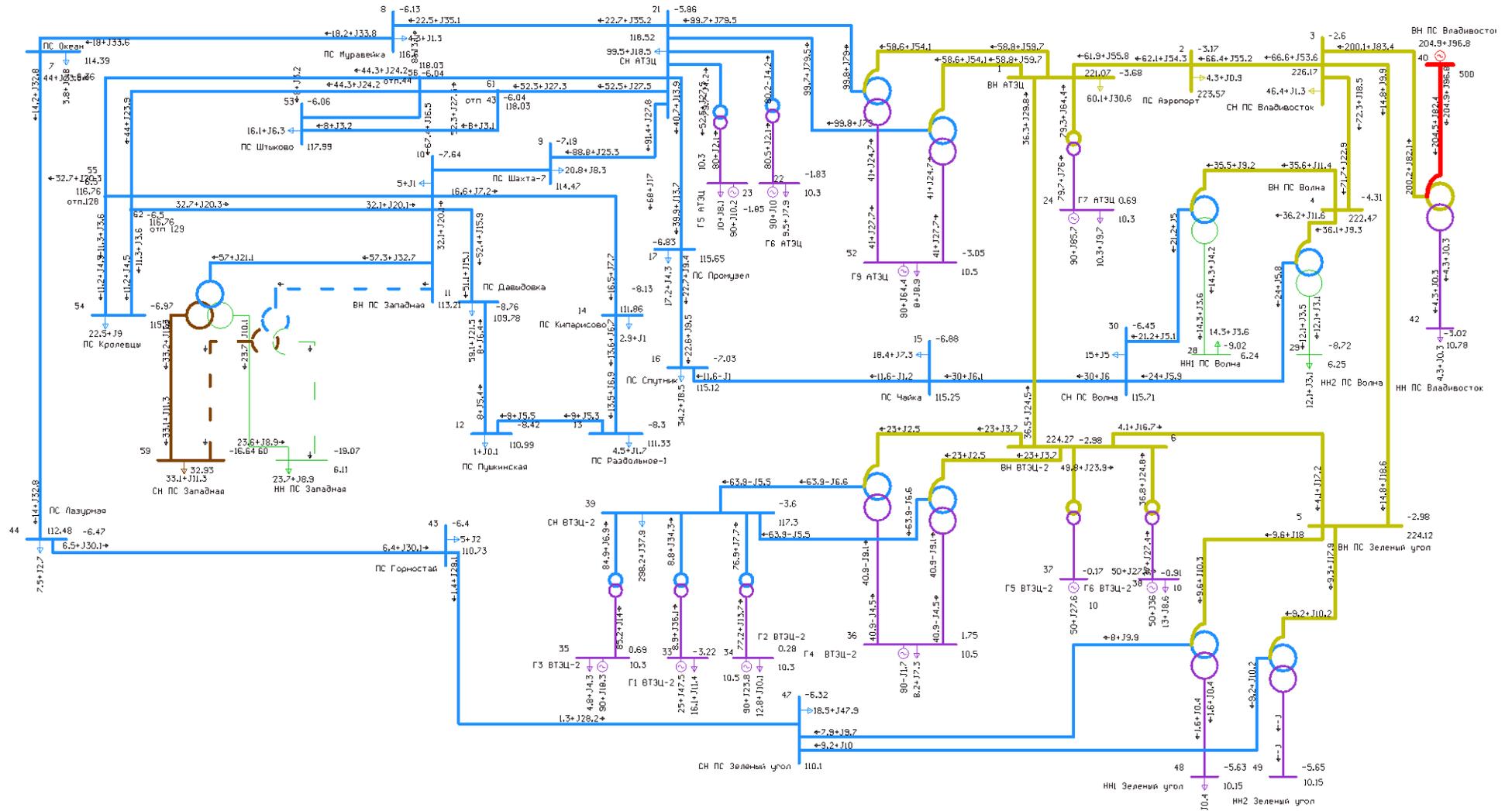
ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Графическое представление результатов расчёта послеаварийного режима существующей сети в ПК RastrWin 3



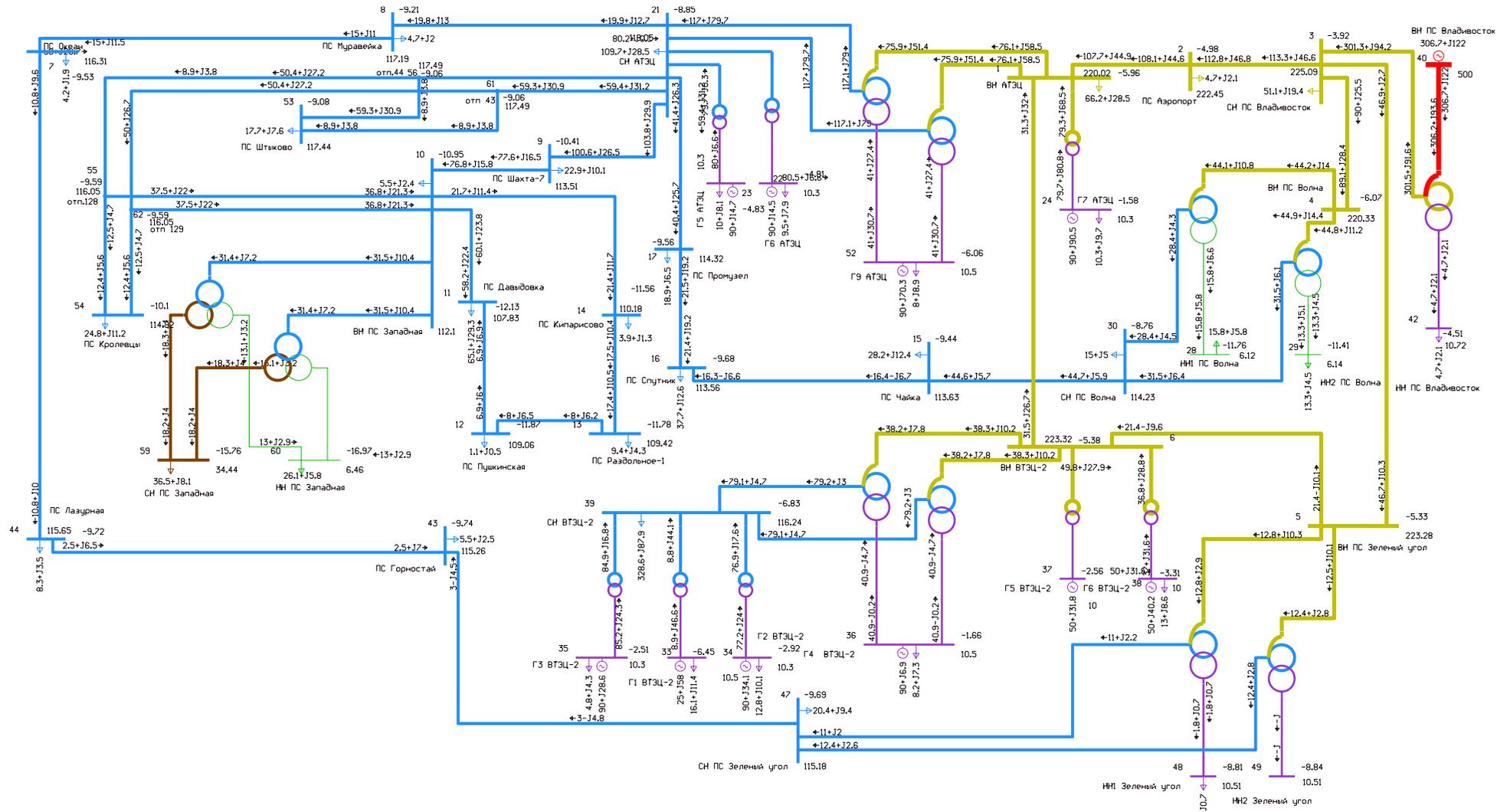
Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Графическое представление результатов расчёта послеаварийного режима существующей сети в ПК RastrWin 3



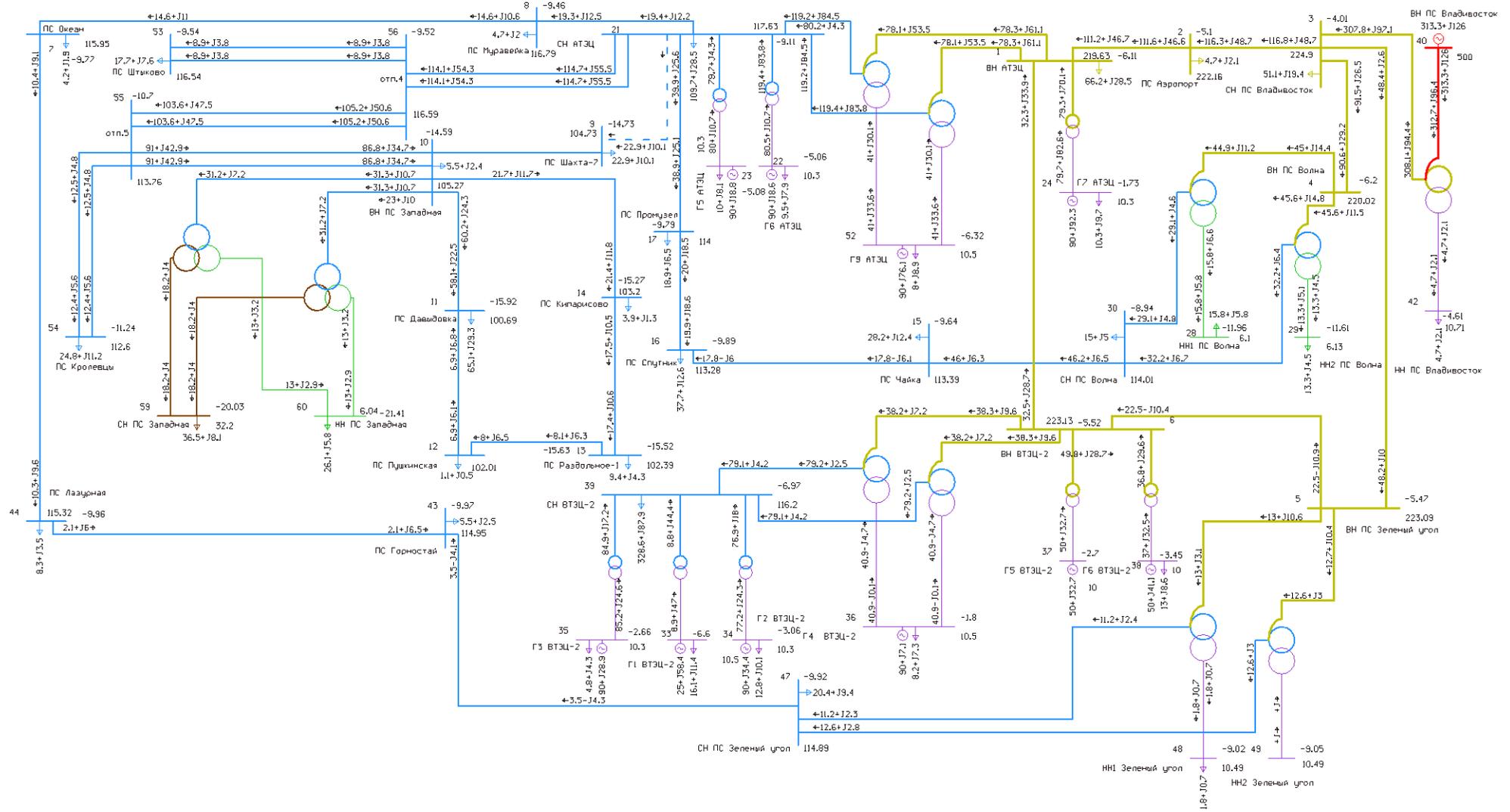
ПРИЛОЖЕНИЕ В

Графическое представление результатов расчёта максимального режима (прогнозируемые нагрузки) в ПК RastrWin 3



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Г

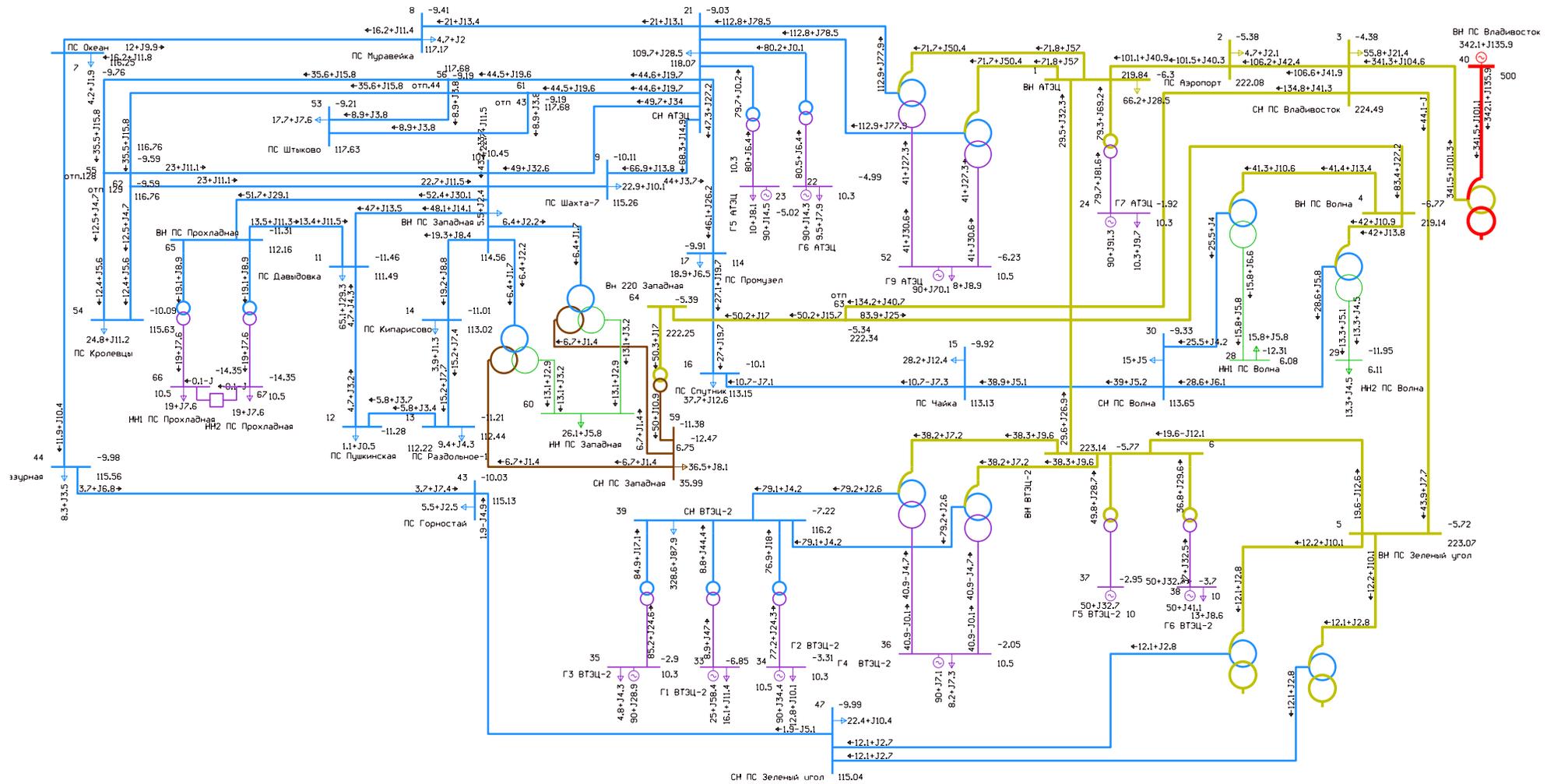
Графическое представление результатов расчёта послеаварийного режима (прогнозируемые нагрузки) в ПВК RastrWin 3



ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Графическое представление результатов расчёта максимального режима после подключения ПС 110 кВ Прохладная в

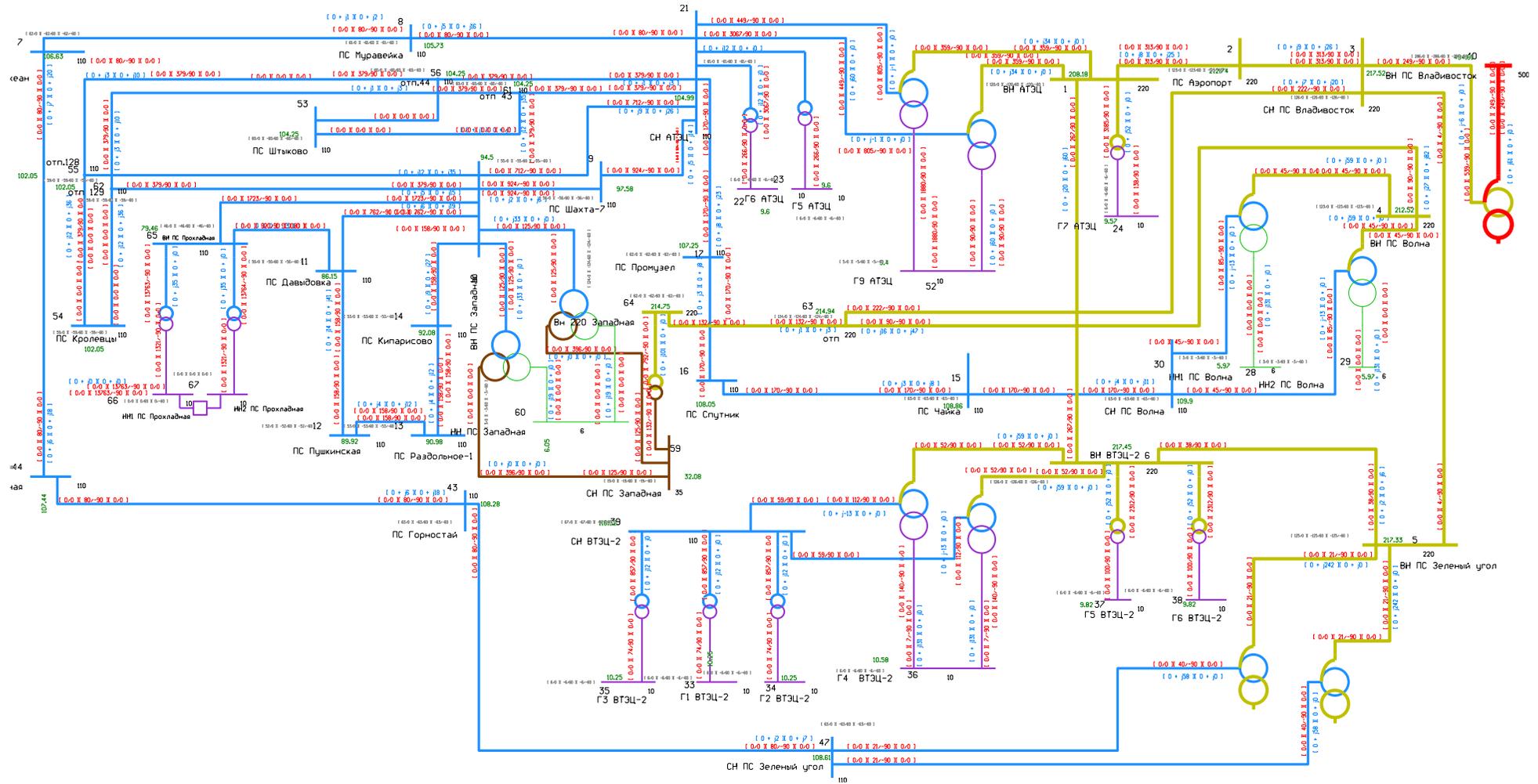
ПВК RastrWin3



ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Графическое представление результатов расчета токов короткого замыкания для узла 66 ПС Прохладная в ПВК

RastrWin 3



ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Экономический расчет в ПВК MathCad 15

Вариант для схемы 1

$$L_{110_1} := 42 \text{ км} \quad L_{110_2} := 20 \text{ км} \quad L_{220} := 2 \text{ км} \quad K_{\text{инфл}} := 8.7$$

Капиталовложения на сооружение пс

Стоимость отвода земли для строительства ПС

$$K_{\text{отз}} := 105 + 140 = 245 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост}} := 11000 + 13000 = 2.4 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в РУ

$$K_{\text{ру}} := 6 \cdot 7000 + 12500 = 5.45 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в трансформаторы

$$K_{\text{тр}} := 8600 \cdot 2 + 14700 = 3.19 \times 10^4$$

Суммарные капиталовложения в ПС

$$K_{\text{пс}} := (K_{\text{пост}} + K_{\text{тр}} + K_{\text{ру}} + K_{\text{отз}}) \cdot K_{\text{инфл}} \cdot 1.4 = 1.348 \times 10^6$$

Капиталовложения на сооружение ЛЭП

Стоимость отвода земли для строительства ЛЭП

$$K_{\text{отз}} := 6550 + 1900 + 12285 + 12285 = 3.302 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Стальные опоры

$$k_{220} := 2320 \text{ тыс.руб} \quad k_{110.1} := 1440 \text{ тыс.руб} \quad k_{110.2} := 1150 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{вл}} := 23000 + 9280 + 30240 + 30240 = 9.276 \times 10^4$$

$$K_{\text{лэп}} := (K_{\text{вл}} + K_{\text{отз}}) \cdot 1.4 \cdot K_{\text{инфл}} = 1.532 \times 10^6$$

Суммарные капиталовложения

$$K_{\text{сум}} := K_{\text{пс}} + K_{\text{лэп}} = 2.88 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Расчёт эксплуатационных издержек

Издержки на ремонт и эксплуатацию

$$\alpha_{\text{тэопс}} := 0.05 \quad \alpha_{\text{тэовл}} := 0.0085$$

$$\text{ИРЭИ} := K_{\text{пс}} \cdot \alpha_{\text{тэопс}} + K_{\text{вл}} \cdot \alpha_{\text{тэовл}} = 6.817 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Издержки на амортизационные отчисления

$$I_{\text{ам}} := \frac{K_{\text{пс}}}{20} + \frac{K_{\text{лэп}}}{15} = 1.695 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Издержки на потери в линиях, трансформаторах, потери на корону:

$$\Delta W_{\text{тр}} := 1925.43 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{\text{вл}} := 3121.9 \text{ МВт}$$

$$c_0 := 2.71 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Экономический расчет в ПВК MathCad 15

$$\Delta W := \Delta W_{\text{вл}} + \Delta W_{\text{тр}} = 5.047 \times 10^3 \quad \text{МВт}$$

$$I_{\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W = 1.368 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$I := I_{\text{ам}} + I_{\text{рЭИ}} + I_{\Delta W} = 2.514 \times 10^5$$

Расчет среднегодовых расходов:

$$З_1 := 0.14 \cdot K_{\text{сум}} + I = 6.545 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант для схемы 2

$$L_{110_1} := 42 \text{ км} \quad L_{110_2} := 12 \text{ км} \quad L_{220} := 2 \text{ км} \quad K_{\text{инфл}} := 8.7$$

Капиталовложения на сооружение пс

Стоимость отвода земли для строительства ПС

$$K_{\text{отз}} := 105 + 140 = 245 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост}} := 11000 + 13000 = 2.4 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в РУ

$$K_{\text{ру2}} := 6 \cdot 7000 + 12500 = 5.45 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в трансформаторы

$$K_{\text{тр2}} := 8600 \cdot 2 + 14700 = 3.19 \times 10^4$$

Суммарные капиталовложения в ПС

$$K_{\text{пс2}} := (K_{\text{пост}} + K_{\text{тр}} + K_{\text{ру}} + K_{\text{отз}}) \cdot K_{\text{инфл}} \cdot 1.4 = 1.348 \times 10^6$$

Капиталовложения на сооружение ЛЭП

Стоимость отвода земли для строительства ЛЭП

$$K_{\text{отз2}} := 7860 + 1900 + 12285 + 12285 = 3.433 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Стальные опоры

$$K_{\text{вл2}} := 27000 + 9280 + 30240 + 30240 = 9.676 \times 10^4$$

$$K_{\text{лЭП2}} := (K_{\text{вл2}} + K_{\text{отз2}}) \cdot 1.4 \cdot K_{\text{инфл}} = 1.597 \times 10^6$$

Суммарные капиталовложения

$$K_{\text{сум2}} := K_{\text{пс}} + K_{\text{лЭП2}} = 2.944 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Расчёт эксплуатационных издержек

Издержки на ремонт и эксплуатацию

$$\alpha_{\text{тЭОпс}} := 0.05 \quad \alpha_{\text{тЭОвл}} := 0.0085$$

$$I_{\text{рЭИ2}} := K_{\text{пс2}} \cdot \alpha_{\text{тЭОпс}} + K_{\text{вл2}} \cdot \alpha_{\text{тЭОвл}} = 6.821 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Издержки на амортизационные отчисления

$$I_{\text{ам2}} := \frac{K_{\text{пс2}}}{20} + \frac{K_{\text{лЭП2}}}{15} = 1.738 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Экономический расчет в ПВК MathCad 15

Издержки на потери в линиях, трансформаторах, потери на корону:

$$\Delta W_{\text{тр}2} := 1925.43 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{\text{вл}2} := 3190.9 \text{ МВт}$$

$$c_0 := 2.71 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_2 := \Delta W_{\text{вл}2} + \Delta W_{\text{тр}2} = 5.116 \times 10^3 \text{ МВт}$$

$$I_{\Delta W_2} := c_0 \cdot \Delta W_2 = 1.387 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$I_2 := I_{\text{ам}2} + I_{\text{рЭИ}2} + I_{\Delta W_2} = 2.559 \times 10^5$$

Расчет среднегодовых расходов:

$$3_2 := 0.14 \cdot K_{\text{сум}} + I = 6.545 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Вариант для схемы 3

$$L_{110_1} := 42 \text{ км} \quad L_{110_2} := 12 \text{ км} \quad L_{220} := 2 \text{ км} \quad K_{\text{инфл}} := 8.7$$

Капиталовложения на сооружение пс

Стоимость отвода земли для строительства ПС

$$K_{\text{отз}} := 105 + 140 = 245 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост}} := 11000 + 13000 = 2.4 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в РУ

$$K_{\text{руз}} := 7 \cdot 7000 + 12500 = 6.15 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в трансформаторы

$$K_{\text{тр}} := 8600 \cdot 2 + 14700 = 3.19 \times 10^4$$

Суммарные капиталовложения в ПС

$$K_{\text{пс}} := (K_{\text{пост}} + K_{\text{тр}} + K_{\text{руз}} + K_{\text{отз}}) \cdot K_{\text{инфл}} \cdot 1.4 = 1.433 \times 10^6$$

Капиталовложения на сооружение ЛЭП

Стоимость отвода земли для строительства ЛЭП

$$K_{\text{отз}3} := 7480 + 1900 + 12285 = 2.167 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Стальные опоры

$$K_{\text{вл}3} := 31680 + 9280 + 30240 = 7.12 \times 10^4$$

$$K_{\text{лэп}3} := (K_{\text{вл}3} + K_{\text{отз}3}) \cdot 1.4 \cdot K_{\text{инфл}} = 1.131 \times 10^6$$

Суммарные капиталовложения

$$K_{\text{сум}3} := K_{\text{пс}} + K_{\text{лэп}3} = 2.564 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Расчёт эксплуатационных издержек

Издержки на ремонт и эксплуатацию

$$\alpha_{\text{ремонт}} := 0.05 \quad \alpha_{\text{эксплуатация}} := 0.0085$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ 3
Экономический расчет в ПВК MathCad 15

$$I_{PЭИЗ} := K_{пс} \cdot \alpha_{тэопс} + K_{ВЛЗ} \cdot \alpha_{тэовл} = 7.225 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Издержки на амортизационные отчисления

$$I_{амз} := \frac{K_{пс}}{20} + \frac{K_{ЛЭПЗ}}{15} = 1.471 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Издержки на потери в линиях, трансформаторах, потери на корону:

$$\Delta W_{тр} := 1925.43 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{ВЛЗ} := 3501.4 \text{ МВт}$$

$$c_0 := 2.71 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_3 := \Delta W_{ВЛЗ} + \Delta W_{тр} = 5.427 \times 10^3 \text{ МВт}$$

$$I_{\Delta W.3} := c_0 \cdot \Delta W = 1.368 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$I_3 := I_{амз} + I_{PЭИЗ} + I_{\Delta W.3} = 2.33 \times 10^5$$

Расчет среднегодовых расходов:

$$З_3 := 0.14 \cdot K_{сумз} + I_3 = 5.919 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$