

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: Реконструкция электрических сетей напряжением 220 кВ
Надеждинского района Приморского края в связи с переводом подстанции 35 кВ
Надеждинская на напряжение 220 кВ

Исполнитель

студент группы 142-об2

(подпись, дата)

Д.Ю. Бедарев

Руководитель

профессор, канд. техн. наук

(подпись, дата)

Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

(подпись, дата)

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2025

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.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Бедарева Даниила Юрьевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрических сетей напряжением 220 кВ Надеждинского района Приморского края в связи с переводом подстанции 35 кВ Надеждинская на напряжение 220 кВ

(утверждено приказом от 10.04.2025 № 950-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: контрольные замеры, электрические схемы подстанций, однолинейная схема сети

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика реконструируемого района электрических сетей. 2. Расчёт и прогнозирование электрических нагрузок. 3. Разработка и анализ вариантов конфигурации электрической сети при переводе подстанции 35 кВ Надеждинская на напряжение 220 кВ. 4. Расчёт токов короткого замыкания. 5. Расчёт и анализ установившихся режимов сети. 6. Выбор и проверка электрических аппаратов. 7. Молниезащита и заземление подстанции 220 кВ Надеждинская. 8. Релейная защита и автоматика. 9. Техничко-экономический расчёт. 10. Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Принципиальная схема электрической сети. 2. Расчёт режимов исходной сети. 3. Варианты конфигурации электрической сети. 4. Однолинейная схема подстанции 220/35/6 Надеждинская. 5. План и разрез подстанции 220/35/6 Надеждинская. 6. Расчёт режимов после перевода. 7. Терминал Сириус-ТЗ.

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ю.В. Мясоедов, профессор, к.т.н.

(фамилия, имя, отчество, должность, учёная степень, учёное звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 175 с., 126 формул, 24 рисунка, 74 таблицы, 30 источников, 8 приложений.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ, РЕКОНСТРУКЦИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ АППАРАТЫ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, ПОСЛЕАВАРИЙНЫЙ РЕЖИМ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА.

В выпускной квалификационной работе разработан вариант реконструкции электрических сетей напряжением 220 кВ в Надеждинском районе Приморского края в связи с переводом ПС 35 кВ Надеждинская на напряжение 220 кВ.

В процессе работы были выполнены расчёты электрических нагрузок, анализ района проектирования и существующей сети, расчёт её режимов, в последствии были разработаны варианты конфигурации электрической сети и проведено технико-экономическое сравнение вариантов. Были рассчитаны токи короткого замыкания и на основе результата расчётов и климатических характеристик было выбрано и проверено оборудование подстанции. Так же был проработаны вопросы безопасности и экологичности.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ВЧЗ – высокочастотный заградитель;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

КС – конденсатор связи;

ЛЭП – линия электропередачи;

НН – низшее напряжение.

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПВК – программный вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

СН – среднее напряжение;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;

ТЭС – тепловая электростанция;

ФП – фильтр присоединения;

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения и сокращения	4
Введение	8
1 Характеристика реконструируемого района электрических сетей	10
1.1 Климатическая и географическая характеристика Надеждинского района Приморского края	10
1.2 Характеристика потребителей электроэнергии	11
1.3 Характеристика источников питания	12
1.4 Характеристика сетей	18
1.5 Расчёт электрических режимов существующей сети	22
1.5.1 Выбор эквивалента электрической сети	22
1.5.2 Параметры для расчёта режима	23
1.5.3 Расчёт электрического режима	25
2 Расчёт и прогнозирование электрических нагрузок	38
2.1 Расчёт вероятностных характеристик электрических нагрузок	38
2.2 Прогнозирование электрических нагрузок для подстанций	41
2.3 Компенсация реактивной мощности	43
2.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	43
3 Разработка и анализ вариантов конфигурации электрической сети при переводе подстанции 35 кВ Надеждинская на напряжение 220 кВ	46
3.1 Разработка вариантов конфигурации электрической сети	47
3.2 Выбор типов схем распределительных устройств подстанций	50
3.3 Техничко-экономическое сравнение вариантов	55
3.4 Выбор сечений проводников	56
4 Расчёт токов короткого замыкания	59
4.1 Общие сведения	59
4.2 Составление схемы замещения	60
4.3 Определение параметров элементов схемы замещения	61

4.4	Расчёт токов короткого замыкания	64
5	Выбор и проверка электрических аппаратов	67
5.1	Выбор и проверка выключателей	67
5.2	Выбор и проверка заземляющих ножей	71
5.3	Выбор и проверка трансформаторов тока	73
5.4	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	81
5.5	Выбор и проверка токоведущих частей	84
5.6	Выбор и проверка изоляторов	96
5.7	Выбор и проверка ограничителей перенапряжения	100
5.8	Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд	106
5.9	Выбор и проверка аккумуляторной батареи	107
5.10	Выбор и проверка ВЧЗ	110
6	Расчёт и анализ установившихся режимов сети	113
6.1	Расчёт максимального режима	114
6.2	Расчёт минимального режима	117
6.3	Расчёт послеаварийного режима	121
7	Молниезащита и заземление подстанции 220 кВ Надеждинская	126
7.1	Общие сведения	126
7.2	Расчёт заземлителя	126
7.3	Расчёт молниезащиты подстанции 220 кВ Надеждинская	128
8	Релейная защита и автоматика	130
8.1	Расстановка релейной защиты на подстанции и линии	130
8.2	Защита трансформатора	130
8.2.1	Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора	131
8.2.2	Выбор уставок максимальной токовой защиты	139
8.2.3	Расчёт уставок защиты от перегрузки трансформатора	141
8.2.4	Газовая защита трансформатора	142
8.3	Автоматика	142
9	Технико-экономический расчёт	145

9.1 Расчёт капиталовложений	145
9.2 Расчёт эксплуатационных издержек	147
9.3 Определение эксплуатационных затрат	148
10 Безопасность и экологичность	151
10.1 Безопасность	151
10.2 Экологичность	161
10.3 Чрезвычайные ситуации	166
Заключение	171
Библиографический список	173
Приложение А	176
Приложение Б	177
Приложение В	178
Приложение Г	184
Приложение Д	185
Приложение Е	186
Приложение Ж	187
Приложение З	190

ВВЕДЕНИЕ

Современное развитие электроэнергетики требует постоянной модернизации и повышения надёжности электросетевой инфраструктуры. Одним из ключевых направлений в этом процессе является реконструкция и техническое перевооружение высоковольтных сетей, обеспечивающих передачу электроэнергии на дальние расстояния и питающих крупные населённые пункты, промышленные и социальные объекты.

Надеждинский район Приморского края представляет собой активно развивающийся регион, где возрастает потребность в устойчивом и качественном электроснабжении. В связи с этим особую актуальность приобретает перевод подстанции 35 кВ «Надеждинская» на более высокий класс напряжения — 220 кВ. Это решение направлено не только на повышение пропускной способности электросети и снижение потерь, но и на разгрузку перегруженных участков сети напряжением 110–35 кВ, а также на снижение нагрузки на трансформаторы реконструируемой подстанции. В результате возрастёт надёжность электроснабжения как существующих, так и перспективных потребителей, что особенно важно в условиях роста энергопотребления.

Данная работа посвящена вопросам реконструкции электрических сетей напряжением 220 кВ в Надеждинском районе. В ходе проектирования будут рассмотрены технические и организационные аспекты реализации проекта, будет проведён анализ текущего состояния электросетевого комплекса, а также предложены оптимальные решения для его модернизации с учётом перспективных нагрузок и требований надёжности.

Целью данной работы является разработка технически обоснованных решений по реконструкции электрических сетей 220 кВ, обеспечивающих эффективный перевод подстанции «Надеждинская» на класс напряжения 220 кВ,

разгрузку существующей сети и оборудования, а также соответствие современным стандартам электроэнергетики.

Основными задачами работы будут являться:

анализ реконструируемого района электрических сетей;

расчёт и анализ установившихся режимов электрической сети;

разработка и анализ вариантов конфигурации сети при переводе ПС 35 кВ Надеждинская на напряжение 220 кВ;

выбор и проверка оборудования подстанции;

провести технико-экономическое обоснование проекта;

оценка безопасности и экологичности решений.

Используемые ПК при выполнении выпускной квалификационной работы: Microsoft Office Word, Microsoft Office Excel, Microsoft Office Visio, MatchCad 15, RastrWin3.

Графическая часть ВКР выполнена на листах формата А1 в количестве 7 листов.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РЕКОНСТРУИРУЕМОГО РАЙОНА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

1.1 Климатическая и географическая характеристика Надеждинского района Приморского края

Надеждинский муниципальный район находится в южной части Приморского края. На севере граничит с Уссурийским городским округом, на востоке — с Артёмовским, на юго-западе — с Хасанским муниципальным районом, на юге граница района проходит по береговой линии Амурского залива. Часть границ района приходится на морское побережье, часть которого приходится на залив Угловой. Площадь района составляет 1595,7 квадратных километров.

Климат муссонный с теплым летом, влажный континентальный. Средняя температура января составляет $-17,3$ градусов цельсия. Лето теплое и непродолжительное, с многочисленными дождями, Средняя температура июля составляет $+21,2$ градус. Весна отличается крайне неустойчивой погодой с перепадами температур и частыми ветрами. В сентябре температура падает постепенно до $+20$ — $+25$ градусов, но уже с середины сентября погода резко меняется: начинаются дожди, сильные ветры, снижается температура воздуха.

Таблица 1 – Сводная таблица климатических параметров

Характеристика	Значение
Преобладающее направление ветра	З, СЗ
Нормативная скорость ветра на высоте 10 м	36 м/с
Скорость ветра при гололеде	16 м/с
Нормативная толщина стенки гололеда	25 мм
Температура воздуха при гололеде	-10°C
Абсолютный минимум температуры воздуха	$-48,8^{\circ}\text{C}$
Абсолютный максимум температуры воздуха	$+38^{\circ}\text{C}$
Глубина промерзания грунта	1,41 м
Среднегодовая продолжительность гроз	30 часов
Среднегодовое количество осадков	550–920 мм
Район по гололеду	4
Ветровой район	4

Для выбранного района проектирования необходимо выбирать оборудование, соответствующее умеренно холодному климату.

1.2 Характеристика потребителей электроэнергии

В отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприемники разделяются на следующие три категории.

Электроприемники первой категории — электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения.

Из состава электроприемников первой категории выделяется особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов и пожаров.

Электроприемники второй категории — электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

Электроприемники третьей категории — все остальные электроприемники, не подпадающие под определения первой и второй категорий [1].

К основным существующим крупным потребителям электрической энергии Приморского края относятся:

- ОАО «РЖД»;
- АО «Спасскцемент»;
- ТС ВСТО ООО «Транснефтьэнерго» (НПС-38, НПС-40, НПС-41)
- КГУП «Приморский водоканал»;
- ООО «ССК «Звезда»;

- АО «Восточный порт»;
- АО «ГМК «Дальполиметалл»;
- АО ААК «Прогресс» [2].

В рассматриваемом районе проектирования приблизительно 16,47 % потребителей относятся к I и II по надёжности. К таким потребителям относятся больницы, фабрики, котельни, здания, оснащённые лифтами, детские учреждения, городские учреждения и т. Остальные 83,53 % потребителей, не попадающие под определение первой и второй категорий, относятся к III категории по надёжности.

1.3 Характеристика источников питания

Установленная мощность электростанций энергосистемы Приморского края на 01.01.2024 составила 2759,0 МВт на ТЭС. В структуре генерирующих мощностей энергосистемы Приморского края доля ТЭС составляет 100 % [2].

Основные генерирующие мощности к началу 2024 года, выбранные в качестве источников питания:

- Артёмовская ТЭЦ АО «ДГК» — 400 МВт, 300 Гкал/час;
- Владивостокская ТЭЦ-2 ПАО «РусГидро» — 537 МВт, 1063 Гкал/час;
- ПС 500 кВ Владивосток ПАО «Россети» - 501 МВА [2].

Артёмовская ТЭЦ — это тепловая электростанция паротурбинного типа, осуществляющая комбинированную выработку электрической и тепловой энергии. Её установленная электрическая мощность составляет 400 МВт, а тепловая — 300 Гкал/ч. В летние месяцы станция переходит на работу с конденсационной догрузкой, следуя тепловому графику. За год электростанция используется на протяжении 5500–6000 часов в расчёте на установленную мощность. Тепловая схема включает поперечные связи между основными потоками пара и воды. Станция работает на каменных углях, поставляемых из Приморья и других угледобывающих регионов.

В состав основного оборудования входят четыре турбоагрегата, каждый мощностью по 100 МВт:

- турбоагрегат № 5 в составе турбины КТ-115-8,8-2 с генератором ТВФ-100, введён в 2000 году;
- турбоагрегат № 6 в составе турбины КТ-115-8,8-2 с генератором ТВФ-100, введён в 2004 году;
- турбоагрегат № 7 в составе турбины К-100-90-6 с генератором ТВФ-100, введён в 1966 году;
- турбоагрегат № 8 в составе турбины К-100-90-6 с генератором ТВФ-100, введён в 1967 году.

Пар для турбин генерируют 8 котлоагрегатов БКЗ-220-100ф, каждый с производительностью 220 тонн/час.

Электрическая энергия и мощность станции передаются в энергосистему через открытые распределительные устройства (ОРУ) на напряжение 220, 110 и 35 кВ по представленным в таблице 2 линиям электропередачи [4].

Таблица 2 – Линии электропередачи, отходящие от Артёмовской ТЭЦ

Название	U, кВ	Исполнение
Артёмовская ТЭЦ – ПС Аэропорт	220	КВЛ
Артёмовская ТЭЦ – Владивостокская ТЭЦ-2	220	ВЛ
Артёмовская ТЭЦ – ПС Береговая-2	220	ВЛ
Артёмовская ТЭЦ – ПС Уссурийск-1	110	ВЛ
Артёмовская ТЭЦ – ПС Смоляниново/т	110	ВЛ
Артёмовская ТЭЦ – ПС Муровейка	110	ВЛ
Артёмовская ТЭЦ – ПС Шахта-7	110	ВЛ
Артёмовская ТЭЦ – ПС Промузел	110	ВЛ
Артёмовская ТЭЦ – ПС Западная – ПС Кролевцы – ПС	110	ВЛ
Артёмовская ТЭЦ – ПС Шахтовая	35	ВЛ
Артёмовская ТЭЦ – ПС Птицефабрика	35	ВЛ
Артёмовская ТЭЦ – ПС Мебельная фабрика	35	ВЛ
Артёмовская ТЭЦ – ПС Шкотово	35	ВЛ
Артёмовская ТЭЦ – ПС Суражевка	35	ВЛ

В таблице 3 приведены схемы распределительных устройств Артёмовской ТЭЦ.

Таблица 3 – Схемы РУ Артёмовской ТЭЦ

Класс напряжения	Наименование схемы	№ схемы
220 кВ	Две рабочие и обходная системы шин	13Н
110 кВ	Две рабочие системы шин	13
35 кВ	Две рабочие системы шин	13

На рисунке 1 представлена схема Артёмовской ТЭЦ.

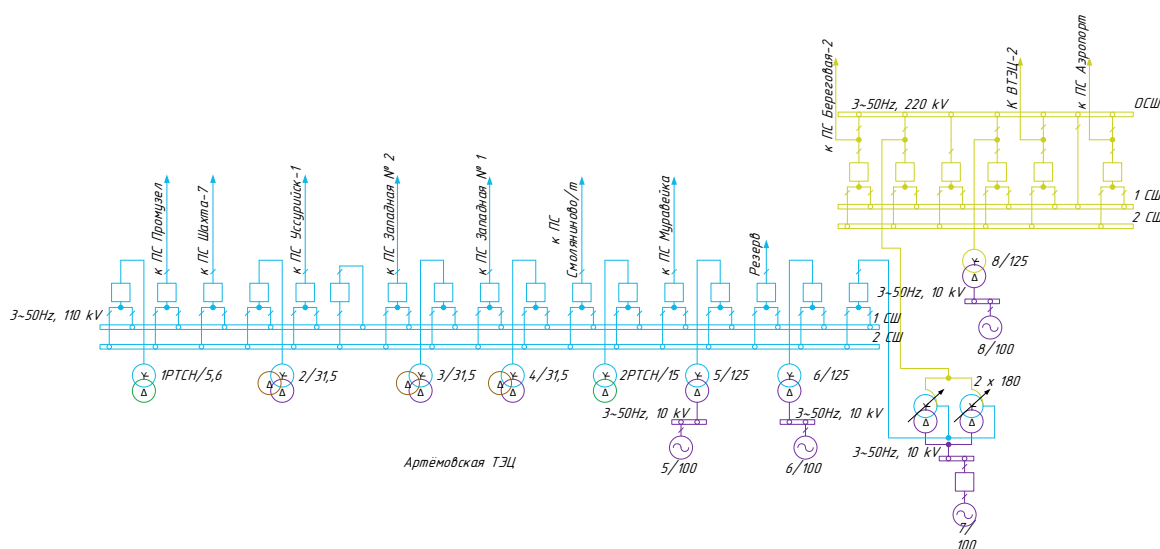


Рисунок 1 – Схема Артёмовской ТЭЦ

Владивостокская ТЭЦ-2 — это тепловая паротурбинная электростанция, производящая как электроэнергию, так и тепло. Её установленная электрическая мощность составляет 537 МВт, а тепловая — 1063 Гкал/ч. Тепловая схема станции включает поперечные связи для основных потоков пара и воды. В качестве топлива используется природный газ, добываемый на сахалинских месторождениях.

Основное оборудование станции включает в себя:

- турбоагрегат № 1 мощностью 120 МВт, в составе турбины Т-120/130-12,8-NG с генератором ТФ-130-2УХ4;

- турбоагрегат № 2 мощностью 98 мвт, в составе турбины Т-98-115 с генератором ТВФ-120-2;

- турбоагрегат № 3 мощностью 105 мвт, в составе турбины Т-105-115 с генератором ТВФ-120-2;

- турбоагрегат № 4 мощностью 109 мвт, в составе турбины Т-109-115 с генератором ТВФ-120-2УЗ;

- турбоагрегат № 5 мощностью 50 мвт, в составе турбины ПР-50(60)-115/13/1,2 с генератором ТВФ-120-2УЗ;

- турбоагрегат № 6 мощностью 55 мвт, в составе турбины ПТ-55-115/13 с генератором ТВФ-120-2УЗ.

Пар для турбин вырабатывается с помощью одного котлоагрегата Е-540-13/8 ГМ и двенадцати котлоагрегатов БКЗ-210-140.

Электрическая энергия передаётся в энергосистемы через ОРУ и ЗРУ 220 кВ и 110 кВ соответственно по линиям электропередачи, представленным в таблице 4 [5].

Таблица 4 - Линии электропередачи, отходящие от Владивостокской ТЭЦ-2

Название	U, кВ	Исполнение
Владивостокская ТЭЦ-2 – Артёмовская ТЭЦ	220	ВЛ
Владивостокская ТЭЦ-2 – ПС Зелёный угол	220	КВЛ
Владивостокская ТЭЦ-2 – ПС Орлиная с отпайкой на ПС Голубинка	110	КВЛ
Владивостокская ТЭЦ-2 – ПС Залив с отпайкой на ПС Голубинка	110	КВЛ
Владивостокская ТЭЦ-2 – ПС Патрокл	110	ВЛ
Владивостокская ТЭЦ-2 – ПС А (2 цепи)	110	ВЛ
Владивостокская ТЭЦ-2 – ПС Голдобин с отпайками на ПС Загородная и ПС Уилисс	110	ВЛ

В таблице 5 приведены схемы распределительных устройств Владивостокская ТЭЦ-2.

Таблица 5 – Схемы РУ Владивостокской ТЭЦ-2

Класс напряжения	Наименование схемы	№ схемы
220 кВ	Две рабочие и обходная системы шин	13Н
110 кВ	Две рабочие и обходная системы шин	13Н

На рисунке 2 представлена схема Владивостокская ТЭЦ-2.

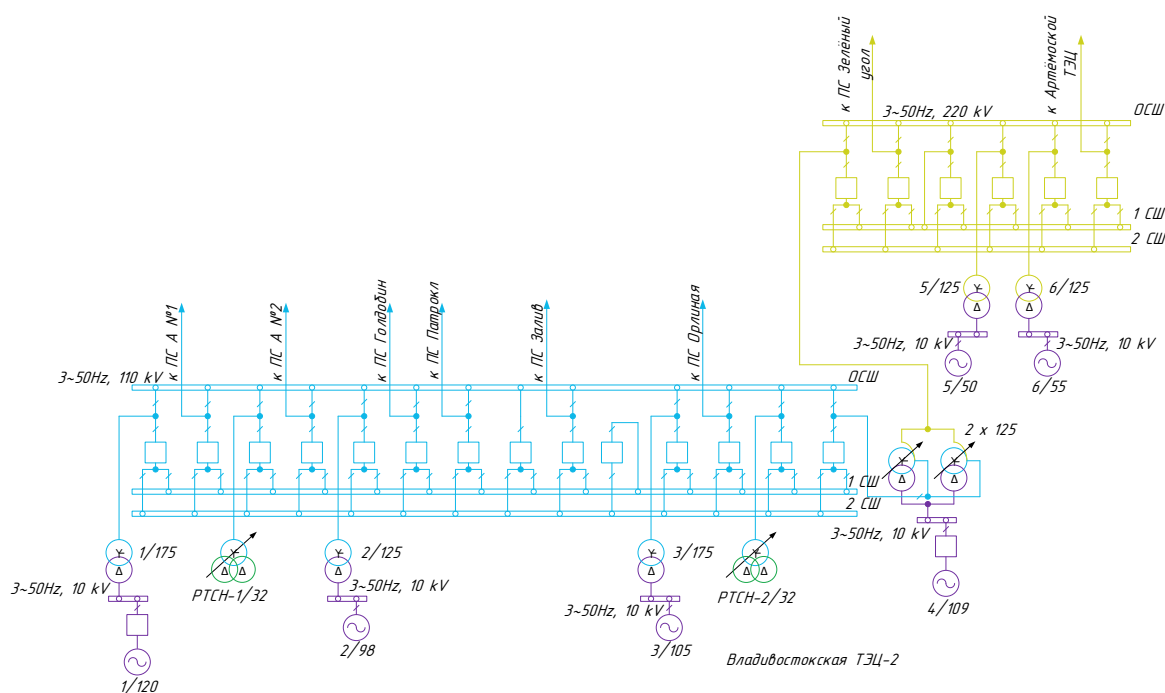


Рисунок 2 – Схема Владивостокская ТЭЦ-2

Электрическая подстанция 500 кВ Владивосток была введена в работу в декабре 2009 года. Её запуск повысил надёжность энергосистемы Приморского края и обеспечил электроснабжение новых потребителей.

Строительство ЛЭП 500 кВ Дальневосточная – Владивосток позволило увеличить передаваемую на юг Приморского края электрическую мощность на 350 МВт мощности Зейской и Бурейской ГЭС.

Электрическая энергия передаётся в энергосистемы через ОРУ 500 и 220 Кв по линиям электропередачи, представленным в таблице 6.

Таблица 6 - Линии электропередачи, отходящие от ПС 500 кВ Владивосток

Название	U, кВ	Исполнен
ПС Владивосток – ПС Дальневосточная	500	ВЛ
ПС Владивосток – ПС Лозовая	500	ВЛ
ПС Владивосток – ПС Промпарк (2 цепи)	220	КВЛ
ПС Владивосток – ПС Суходол	220	ВЛ
ПС Владивосток – ПС Аэропорт	220	КВЛ
ПС Владивосток – ПС Уссурийск-2	220	ВЛ
ПС Владивосток – ПС Волна с отпайкой на ПС Западная	220	ВЛ

В таблице 7 приведены схемы распределительных устройств ПС 500 кВ Владивосток.

Таблица 7 – Схемы РУ ПС 500 кВ Владивосток

Класс напряжения	Наименование схемы	№ схемы
500 кВ	Треугольник	6Н
220 кВ	Одна рабочая секционированная выключателем система шин	9
10 кВ	Одна рабочая секционированная выключателем система шин	9

На рисунке 3 представлена схема ПС 500 кВ Владивосток.

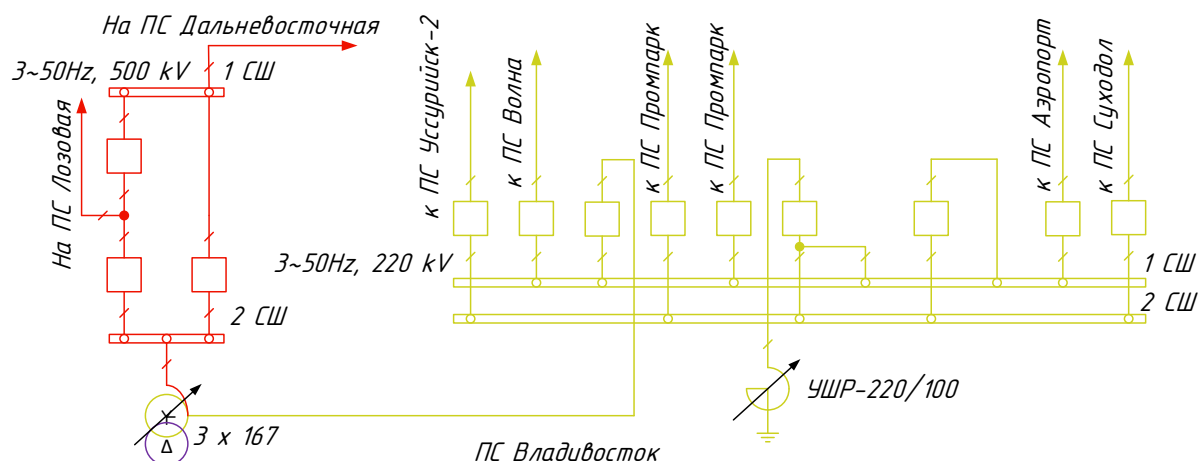


Рисунок 3 – Схема ПС 500 кВ Владивосток

1.4 Характеристика сетей

Энергосистема Приморского края входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ и обслуживает территорию Приморского края.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Приморского края и владеющие объектами электросетевого хозяйства 110 кВ и (или) выше:

- филиал ПАО «Россети» – Приморское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Приморского края;
- филиал АО «ДРСК» Приморские электрические сети – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Приморского края.

Энергосистема Приморского края связана с энергосистемой: – Хабаровского края и Еврейской автономной области (Филиал АО «СО ЕЭС» Тихоокеанское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 3 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.

Электрическая сеть Приморского края характеризуется значительной протяжённостью из-за географических особенностей территории, такие как горы, леса и побережья.

Сеть включает в себя линии электропередач различных классов напряжений: высоковольтные магистральные напряжением 220-500 кВ и распределительные сети напряжение 10-110 кВ [2].

Сведём в таблицу 8 данные о подстанциях, находящихся в районе проектирования.

Таблица 8 – Подстанции, находящиеся в районе проектирования

Наименование	Класс напряжения	Кол-во и мощность трансформаторов, ед. х МВА	Наименование схемы	Номер схемы
1	2	3	4	5
Промпарк	220	2 х 63	Два блока с выключателями и неавтоматической ремонтной перемычкой	4Н
Зелёный угол	220	2 х 63	Одна рабочая секционированная выключателем система шин	9
Аэропорт	220	2 х 25	Четырёхугольник	7
Волна	220	2 х 125	Четырёхугольник	7
	110	2 х 40	Две рабочие и обходная системы шин	13Н
Суходол	220	2 х 40	Четырёхугольник	7
Западная	220	1 х 63	Блок (линия – трансформатор) с выключателем	3Н
	110	2 х 40	Две рабочие и обходная системы шин	13Н
Штыково	110	2 х 16	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин	12
Кролевцы	110	2 х 25	Мостик с выключателями в цепях линий и неавтоматической ремонтной перемычкой	5Н
	35		Одна рабочая секционированная выключателем система шин	9

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5
Давыдовка	110	2 x 25	Одна рабочая секционированная выключателем система шин	9
	35		Одна рабочая секционированная выключателем система шин	9
Прохладная	35	2 x 40	Одна рабочая секционированная выключателем система шин	9
Шмидтовка	35	2 x 2,5	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и неавтоматической ремонтной переемычкой	5АН
Надеждинская	35	2 x 16	Одна рабочая секционированная выключателем система шин	9
Соловей-ключ	35	2 x 10	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и неавтоматической ремонтной переемычкой	5АН
Вираз	35	1 x 3,2	Блок (линия – трансформатор) с выключателем	3Н
Дачная	35	1 x 6,3	Блок (линия – трансформатор) с выключателем	3Н
Владивосток	35	2 x 0,63	Одна рабочая секционированная выключателем система шин	9

В таблице 9 представлены ЛЭП, образующие связь между подстанциями.

Таблица 9 – Параметры ЛЭП

Наименование	U, кВ	Марка провода	Минимальное сечение провода, мм ²	Допустимый ток, А	
				При t +25°C	При t -5°C
1	2	3	4	5	6
КВЛ Владивосток – Промпарк	220	ACK2Y-240 CU/XLPE/CWS/AL FOIL/HDPE 1×500/95	240	455	600

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6
КВЛ Владивосток – Аэропорт	220	АС-400 A2×S(FL)2Y 1×800	400	588	776
ВЛ Владивосток – Суходол	220	АС-400/64 АСК-400/93	400	630	830
ВЛ Владивосток – Волна с отпайкой на ПС Западная	220	АСО-300	300	798	1000
КВЛ АТЭЦ – Аэропорт	220	АС-400 A2×S(FL)2Y 1×800	400	588	588
ВЛ АТЭЦ – ВТЭЦ-2	220	АСк-300 АС-300 АСО-300	300	630	630
КВЛ ВТЭЦ-2 – Зелёный угол	220	АСК-300 1000 Qmm AL/XLPE/CWS (FO)/AL-FOIL/HDPE	300	565	746
ВЛ Зелёный угол – Суходол	220	АС-400/64 АСК-400/93	400	630	830
ВЛ Волна – Зелёный угол	220	АСк-300	300	790	1000
ВЛ Западная – Давыдовка	110	АС-120 М-70	70	337	435
ВЛ Западная – Штыково с отпайками на ПС Кролевцы и РУ 110 кВ АТЭЦ № 1	110	АС-150	150	450	581
ВЛ Западная – Штыково с отпайками на ПС Кролевцы и РУ 110 кВ АТЭЦ № 2	110	АС-150	150	450	581
ВЛ Давыдовка – Шмидтовка	35	АС-95 АС-120 АС-150	95	265	342
ВЛ Прохладная – Шмидтовка	35	АС-95 АС-150 АпвПу2г-1×500 АпвПу2г-3×400	95	265	342
ВЛ Прохладная – Надеждинская	35	АС-70 АС-150 АпвПу2г-1×500	70	265	320

1	2	3	4	5	6
ВЛ Западная – Надеждинская	35	АС-150 АС-185	150	450	581
ВЛ Надеждинская – Соловей ключ	35	АС-70 АС-95	70	265	320
ВЛ Надеждинская – Соловей ключ с отпайкой на ПС Дачная	35	АС-50	50	150	195
ВЛ Соловей ключ – Владивосток	35	АС-70 АС-120	70	265	342
ВЛ Соловей ключ – Владивосток с отпайкой на Вираз	35	АС-50	50	210	271
ВЛ Кролевцы - Владивосток	35	АС-70	70	265	320

1.5 Расчёт электрических режимов существующей сети

1.5.1 Выбор эквивалента электрической сети

Карта-схема существующего участка сети приведён на рисунке 4.

Анализ существующего режима производится по результатам контрольных замеров. Эквивалент анализируемого участка сети включает в себя подстанции: ПС 220 кВ Промпарк, ПС 220 кВ Аэропорт, ПС 220 кВ Суходол, ПС 220 кВ Западная, ПС 220 кВ Зелёный угол, ПС 110 кВ Штыково, ПС 110 кВ Давыдовка, ПС 110 кВ Кролевцы, ПС 110 кВ Прохладная, ПС 35 кВ Шмидтовка, ПС 35 кВ Надеждинская, ПС 35 кВ Вираз, ПС 35 кВ Дачная, ПС 35 кВ Соловей-ключ, ПС 35 кВ Вираз, ПС 35 кВ Владивосток. Источники питания: ПС 500 кВ Владивосток, Артёмовская ТЭЦ, Владивостокская ТЭЦ-2.

предоставляет пользователю большой набор инструментов, позволяющих проводить статический расчёт установившихся режимов (СРР), выполнять анализ устойчивости, потерь мощности, уровней напряжений и загрузки элементов сети, а также визуализировать полученные результаты.

Что бы вычислить параметры режима, необходимо определить сопротивления, проводимости и коэффициенты трансформации элементов электрических сетей, таких как трансформаторы, линии и генераторы.

На основе однолинейной схемы электрической сети, для более простого вычисления параметров, составляется схема замещения данной сети. На схеме замещения указываются номера узлов и их номинальное напряжение. Затем необходимо определить для каждого узла активную и реактивную мощности нагрузки [7].

Для определения продольных сопротивлений и проводимостей ЛЭП в расчётах режимов изображают Π -образной схемой замещения изображённую на рисунке 5.

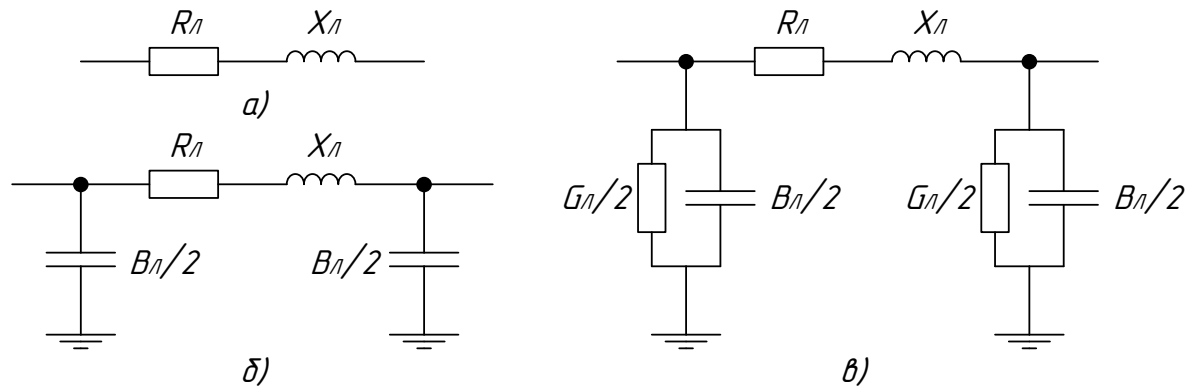


Рисунок 5 – Π -образная схема замещения ЛЭП

а) 6-35 кВ б) 110-220 кВ в) 330-750 кВ

Трансформатор представляется Γ -образной схемой замещения. Определяются сопротивления обмоток, коэффициенты трансформации и проводимости. На рисунке 6 изображена Γ -образная схема трёхобмоточного, автотрансформатора. На рисунке 7 приведена Γ -образная схема замещения

двухобмоточного трансформатора. Двухобмоточные трансформаторы с расщеплённой обмоткой изображаются также, как и трёхобмоточные трансформаторы. Коэффициенты трансформации на обмотках СН и НН будут меньше единицы.

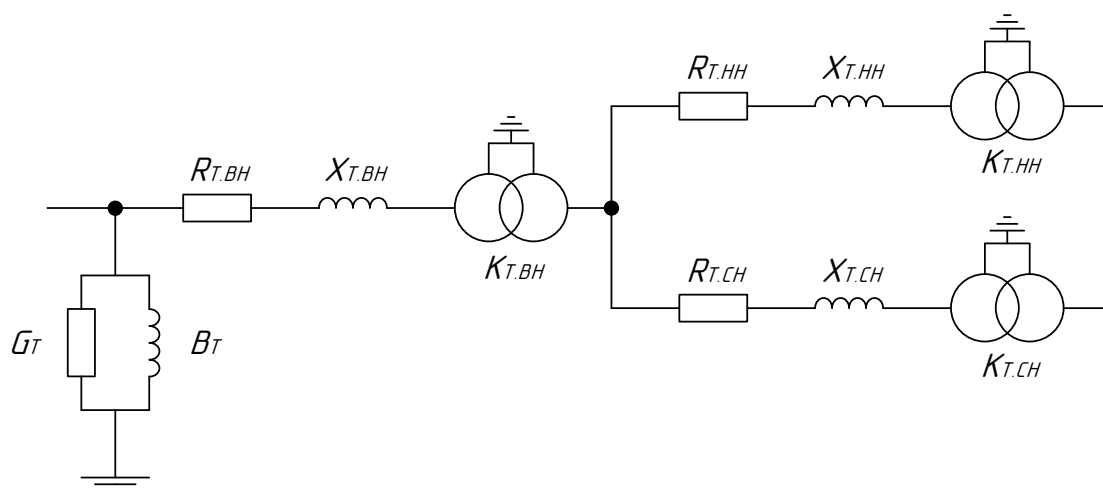


Рисунок 6 – Г-образная схема замещения трёхобмоточного и автотрансформатора

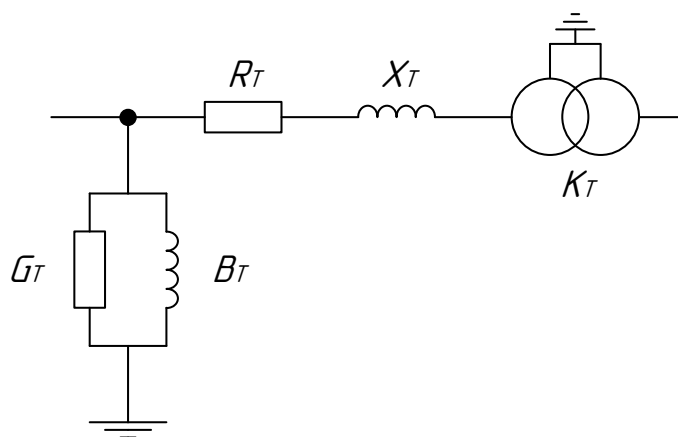


Рисунок 7 – Г-образная схема замещения двухобмоточного трансформатора

Исходные данные параметров элементов сети были взяты из [12].

1.5.3 Расчёт режима

В таблицах 10,11 приведены данные для расчёта режимов.

Таблица 10 – Узлы

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
База	1	ПС Владивосток (220)	220	69,80	-78,80	457,9	150,4	231,00		
Нагр	3	ПС Промпарк	220	9,80	1,00					
Нагр	4	ПС Аэропорт	220	14,30	1,50					
Нагр	6	АТЭЦ 220	220	15,50	-3,80					
Нагр	7	АТЭЦ АТ(0)	220							
Нагр	10	АТЭЦ 110	110	225,1	38,60					
Ген	11	Г6	10	8,20	5,50	96,00	12,83	10,00	5,00	63,00
Ген	12	Г5	10	8,00	7,50	90,00	14,55	10,00	5,00	63,00
Нагр	13	ВТЭЦ-2	220	80,40	16,20					
Ген	14	Г6	10			62,00	37,97	10,20	-5,00	92,00
Ген	15	Г5	10	12,70		50,00	16,16	10,00	-5,00	92,00
Нагр	17	ПС Зелёный угол	220	93,72	-99,7					
Нагр	18	ПС Волна	220	124,5	110,5					
Нагр	20	Отп. на ПС Западную	220							
Нагр	21	ПС Западная 220	220							
Нагр	22	ПС Западная Т-3 (0)	220							
Нагр	23	ПС Западная Т-3 (НН)	6							
Нагр	24	ПС Западная Т-3 (СН)	35	27,20	10,90					
Нагр	25	ПС Западная Т-1 (0)	110							
Нагр	26	ПС Западная Т-2 (0)	110							
Нагр	27	2 ПС Западная 110	110	27,80	10,60					
Нагр	28	ПС Западная (НН)	6	8,96	3,58					
Нагр	29	ПС Прохладная	35	1,30	0,60					
Нагр	31	ПС Шмидтовка	35	4,73	0,95					
Нагр	32	ПС Давыдовка (СН)	35	7,80	3,80					
Нагр	33	ПС Давыдовка Т-1 (0)	110							
Нагр	34	ПС Давыдовка Т-2 (0)	110							
Нагр	35	ПС Давыдовка (НН)	6	2,80	0,72					
Нагр	36	ПС Давыдовка	110	20,90	6,28					
Нагр	37	ПС Надеждинская	35							
Нагр	38	ПС Надеждинская	35							
Нагр	39	ПС Надеждинская (НН)	6	13,90	2,40					
Нагр	40	ПС Надеждинская (НН)	6	14,00	2,80					
Нагр	41	ПС Дачная	35	3,70	1,48					
Нагр	42	ПС Соловей-ключ	35	5,00	2,00					

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Нагр	43	ПС Соловей-ключ	35	4,57	1,83					
Нагр	44	ПС Вираз	35	1,80	0,72					
Нагр	45	ПС 35 кВ Владивосток	35							
Нагр	47	ПС Кролевцы (СН)	35	10,70	4,29					
Нагр	48	ПС Кролевцы Т-1 (0)	110							
Нагр	49	ПС Кролевцы Т-2 (0)	110							
Нагр	50	ПС Кролевцы (НН)	6	10,40	4,15					
Нагр	51	ПС Кролевцы	110							
Нагр	58	Отп. на Кролевцы	110							
Нагр	59	Отп. на Кролевцы	110							
Нагр	60	НН Западная	6	17,00	6,80					
Нагр	64	ПС Суходол	220	3,90	1,60					
Нагр	65	Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ	110	3,90	16,20	35,00				
Нагр	66	Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ	110	4,20	19,20	35,00				
Нагр	67	РУ 35 2 с Давыдовка	35							
Нагр	68	2 с Давыдовка	110	20,90	6,28	19,00	5,70			
Нагр	70	2с Западная	110	5,50	21,10	54,70	22,90			
Нагр	111	Давыд 2с 6	6	2,60	1,04					

Таблица 11 – Ветви

Тип	N_н	N_к	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Выкл	35	111	ПС Давыдовка (НН) - Давыд 2с 6					-2,60	-1,04
Выкл	28	60	ПС Западная (НН) - НН Западная						
Выкл	42	43	ПС Соловей-ключ - ПС Соловей-ключ						
Выкл	37	38	ПС Надеждинская - ПС Надеждинская					9,95	0,51
Выкл	39	40	ПС Надеждинская (НН) - ПС Надеждинская (НН)						
Выкл	32	67	ПС Давыдовка (СН) - РУ 35 2 с Давыдовка					7,80	3,80
Выкл	36	68	ПС Давыдовка - 2 с Давыдовка					-20,54	-12,53
Выкл	27	70	2 ПС Западная 110 - 2с Западная					10,40	-7,16
ЛЭП	1	3	ПС Владивосток (220) - ПС Промпарк	3,09	11,08	236,00		-4,90	-13,09
ЛЭП	1	3	ПС Владивосток (220) - ПС Промпарк	3,09	11,08	236,00		-4,90	-13,09

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	1	4	ПС Владивосток (220) – ПС Аэропорт	1,49	8,82	129,76		-129,1	-1152
ЛЭП	4	6	ПС Аэропорт – АТЭЦ 220	1,36	8,04	124,81		-114	-102,8
ЛЭП	6	13	АТЭЦ 220 – ВТЭЦ-2	4,48	20,04	123,55		-20,44	57,46
ЛЭП	13	17	ВТЭЦ-2 – ПС Зелёный угол	0,27	1,28	45,03		-36,38	34,27
ЛЭП	17	18	ПС Зелёный угол – ПС Волна	1,12	5,01	30,91		-0,12	-65,86
ЛЭП	17	64	ПС Зелёный угол – ПС Суходол	4,75	28,38	182,54		57,47	2,82
ЛЭП	64	1	ПС Суходол – ПС Владивосток (220)	1,76	16,09	103,43		61,68	15,76
ЛЭП	1	20	ПС Владивосток (220) – Отп. на ПС Западную	0,03	8,03	102,88		-187,3	-96,71
ЛЭП	20	18	Отп. на ПС Западную – ПС Волна	0,86	8,12	104,04		- 124,78	-54,84
ЛЭП	20	21	Отп. на ПС Западную – ПС Западная 220	0,00	0,00	0,05		-62,49	-29,84
ЛЭП	70	36	2с Западная – ПС Давыдовка	5,44	8,76	-54,20		-48,18	-22,43
ЛЭП	70	59	2с Западная – Отп. на Кролевцы	5,77	11,88	76,59		26,46	22,02
ЛЭП	27	58	2 ПС Западная 110 – Отп. на Кролевцы	5,80	11,94	76,96		26,40	21,88
ЛЭП	59	65	Отп. на Кролевцы – Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ	1,60	3,30	21,24		40,75	31,27
ЛЭП	58	66	Отп. на Кролевцы – Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ	1,57	3,22	20,78		41,36	31,36
ЛЭП	65	10	Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ – АТЭЦ 110	0,54	1,12	7,19		10,24	49,27
ЛЭП	66	10	Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ – АТЭЦ 110	0,54	1,12	7,22		10,63	50,67
ЛЭП	59	51	Отп. на Кролевцы – ПС Кролевцы	0,34	0,71	4,57		-13,69	-7,10
ЛЭП	58	51	Отп. на Кролевцы – ПС Кролевцы	0,34	0,71	4,55		-14,37	-7,33
ЛЭП	67	31	РУ 35 2 с Давыдовка – ПС Шмидтовка	4,82	7,58			-10,71	-5,98
ЛЭП	31	29	ПС Шмидтовка – ПС Прохладная	2,49	4,07	-33,30		-5,45	-4,19
ЛЭП	29	37	ПС Прохладная - ПС Надеждинская	0,59	0,80	-15,24		-4,04	-3,46
ЛЭП	38	24	ПС Надеждинская – ПС Западная Т-3 (СН)	2,03	4,06			32,87	5,42
ЛЭП	38	41	ПС Надеждинская – ПС Дачная	0,37	0,46			-8,84	-3,63
ЛЭП	41	42	ПС Дачная – ПС Соловей- ключ	3,76	3,84			-5,11	-2,11
ЛЭП	43	44	ПС Соловей-ключ – ПС Вираз	6,29	6,44			4,57	1,83
ЛЭП	44	45	ПС Вираз – ПС 35 кВ Владивосток	0,05	0,08			6,51	2,69
ЛЭП	45	47	ПС 35 кВ Владивосток – ПС Кролевцы (СН)	6,46	6,61			6,51	2,70
ЛЭП	66	65	Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ – Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ	1,14	2,15			0,26	0,84

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	21	22	ПС Западная 220 - ПС Западная Т-3 (0)	1,80	105,56	1,80	1	-62,49	-29,84
Тр-р	22	24	ПС Западная Т-3 (0) - ПС Западная Т-3 (СН)	1,80	-4,39		0,167	-62,28	-20,01
Тр-р	22	23	ПС Западная Т-3 (0) - ПС Западная Т-3 (НН)	1,80	89,21		0,029	0,00	0,00
Тр-р	51	49	ПС Кролевцы - ПС Кролевцы Т-2 (0)	1,53	56,85	5,86	1	-17,60	-9,09
Тр-р	49	47	ПС Кролевцы Т-2 (0) - ПС Кролевцы (СН)	1,53			0,335	-17,53	-7,26
Тр-р	49	50	ПС Кролевцы Т-2 (0) - ПС Кролевцы (НН)	1,53	33,03		0,057		
Тр-р	51	48	ПС Кролевцы - ПС Кролевцы Т-1 (0)	1,53	56,85	5,86	1	-10,45	-5,19
Тр-р	48	47	ПС Кролевцы Т-1 (0) - ПС Кролевцы (СН)	1,53			0,335		
Тр-р	48	50	ПС Кролевцы Т-1 (0) - ПС Кролевцы (НН)	1,53	33,03		0,057	-10,42	-4,50
Тр-р	13	15	ВТЭЦ-2 - Г5	1,42	51,52	0,13	0,043	37,11	14,55
Тр-р	13	14	ВТЭЦ-2 - Г6	1,42	51,52	0,13	0,043	61,72	33,03
Тр-р	6	7	АТЭЦ 220 - АТЭЦ АТ(0)	0,25	26,70	9,91	1	-77,44	-154,15
Тр-р	7	10	АТЭЦ АТ(0) - АТЭЦ 110	0,25	-1,13		0,562	-77,21	-137,59
Тр-р	10	11	АТЭЦ 110 - Г6	0,37	12,29	0,57	0,088	87,45	0,14
Тр-р	10	12	АТЭЦ 110 - Г5	0,37	12,29	0,57	0,088	81,68	0,77
Тр-р	25	24	ПС Западная Т-1 (0) - ПС Западная Т-3 (СН)	0,92			0,341		
Тр-р	25	60	ПС Западная Т-1 (0) - НН Западная	0,92	19,91		0,058	-17,03	-7,41
Тр-р	70	25	2с Западная - ПС Западная Т-1 (0)	0,92	34,28	6,96	1	-17,08	-8,55
Тр-р	26	28	ПС Западная Т-2 (0) - ПС Западная (НН)	0,95	20,64		0,057	-8,97	-3,75
Тр-р	26	24	ПС Западная Т-2 (0) - ПС Западная Т-3 (СН)	0,95	0,00		0,335		
Тр-р	36	34	ПС Давыдовка - ПС Давыдовка Т-2 (0)	1,65	60,97	5,86	1	-5,43	-2,12
Тр-р	34	32	ПС Давыдовка Т-2 (0) - ПС Давыдовка (СН)	1,65	0,00		0,323		
Тр-р	34	35	ПС Давыдовка Т-2 (0) - ПС Давыдовка (НН)	1,65	35,42		0,055	-5,41	-1,87
Тр-р	33	67	ПС Давыдовка Т-1 (0) - РУ 35 2 с Давыдовка	1,27	0,00		0,372	-18,57	-9,78
Тр-р	33	111	ПС Давыдовка Т-1 (0) - Давыд 2с 6	1,27	27,41		0,063		
Тр-р	68	33	2 с Давыдовка - ПС Давыдовка Т-1 (0)	1,27	47,18	5,86	1	-18,64	-11,95
Тр-р	37	39	ПС Надеждинская - ПС Надеждинская (НН)	0,44	8,18		0,174	-13,98	-3,97
Тр-р	38	40	ПС Надеждинская - ПС Надеждинская (НН)	0,44	8,18		0,174	-14,08	-1,29
Тр-р	27	26	2 ПС Западная 110 - ПС Западная Т-2 (0)	0,95	35,53	6,96	1	-9,00	-4,12

В таблице 12 сведены результаты расчёта максимального исходного режима.

Таблица 12 – результаты расчёта максимального исходного режима

Тип	Номер	Название	U _{ном} , кВ	U _{зд} , кВ	Отклонение напряжения, %	Расчётное напряжение, кВ	Напряжение по КДЗ, кВ	Отклонение, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
База	1	ПС Владивосток (220)	220	231,0	5,00	231,00	232,1	-0,47
Нагр	3	ПС Промпарк	220		4,82	230,61	230,8	-0,08
Нагр	4	ПС Аэропорт	220		2,69	225,91	226,7	0,35
Нагр	6	АТЭЦ 220	220		0,78	221,71	221	0,32
Нагр	7	АТЭЦ АТ(0)	220		-7,58	203,32	-	-
Нагр	10	АТЭЦ 110	110		4,14	114,55	116	-1,25
Ген	11	Г6	10	10,0	0,00	10,00	10	0
Ген	12	Г5	10	10,0	0,00	10,00	10	0
Нагр	13	ВТЭЦ-2	220		3,08	226,78	227,5	-0,32
Ген	14	Г6	10	10,2	2,00	10,20	10,2	0
Ген	15	Г5	10	10,0	0,00	10,00	10	0
Нагр	17	ПС Зелёный угол	220		3,16	226,94	227,6	-0,29
Нагр	18	ПС Волна	220		2,50	225,50	224,8	0,31
Нагр	20	Отп. на ПС Западную	220		3,54	227,80	-	-
Нагр	21	ПС Западная 220	220		3,54	227,80	230,2	-1,04
Нагр	22	ПС Западная Т-3 (0)	220		-2,07	215,44	-	-
Нагр	23	ПС Западная Т-3 (НН)	6		3,04	6,18	6	3
Нагр	24	ПС Западная Т-3 (СН)	35		2,99	36,04	35,7	0,95
Нагр	25	ПС Западная Т-1 (0)	110		-3,67	105,96	-	-
Нагр	26	ПС Западная Т-2 (0)	110		-2,47	107,29	-	-
Нагр	27	2 ПС Западная 110	110		-1,23	108,65	113,8	-4,5

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	28	ПС Западная (НН)	6		1,87	6,11	6,07	0,66
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	29	ПС Прохладная	35		-4,76	33,33	34,2	-2,54
Нагр	31	ПС Шмидтовка	35		-2,20	34,23	34	0,68
Нагр	32	ПС Давыдовка (СН)	35		5,22	36,83	36,3	1,46
Нагр	33	ПС Давыдовка Т-1 (0)	110		-9,84	99,17	-	-
Нагр	34	ПС Давыдовка Т-2 (0)	110		-6,19	103,19	-	-
Нагр	35	ПС Давыдовка (НН)	6		-5,34	5,68	6	-5,3
Нагр	36	ПС Давыдовка	110		-5,06	104,43	110	-5,06
Нагр	37	ПС Надеждинская	35		-5,20	33,18	33	0,54
Нагр	38	ПС Надеждинская	35		-5,20	33,18	33	0,54
Нагр	39	ПС Надеждинская (НН)	6		-6,63	5,60	6,1	-8,19
Нагр	40	ПС Надеждинская (НН)	6		-4,71	5,72	6,1	-6,23
Нагр	41	ПС Дачная	35		-5,63	33,03	35	-5,62
Нагр	42	ПС Соловей- ключ	35		-7,98	32,21	34,2	-5,82
Нагр	43	ПС Соловей- ключ	35		-5,51	33,07	34,6	4,42
Нагр	44	ПС Вираз	35		-2,00	34,30	35	-2
Нагр	45	ПС 35 кВ Владивосток	35		-1,95	34,32	35,3	2,77
Нагр	47	ПС Кролевцы (СН)	35		3,06	36,07	37,7	-4,32
Нагр	48	ПС Кролевцы Т- 1 (0)	110		-0,16	109,83	-	-

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	49	ПС Кролевцы Т-2 (0)	110		-1,83	107,99	-	-
Нагр	50	ПС Кролевцы (НН)	6		3,66	6,22	6,2	0,32
Нагр	51	ПС Кролевцы	110		2,21	112,43	116,3	-3,33
Нагр	58	Отп. на Кролевцы	110		2,29	112,52	-	-
Нагр	59	Отп. на Кролевцы	110		2,29	112,52	-	-
Нагр	60	НН Западная	6		1,74	6,10	6,06	0,66
Нагр	64	ПС Суходол	220		4,18	229,19	230,2	-0,44
Нагр	65	Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ	110		3,66	114,02	-	-
Нагр	66	Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ	110		3,64	114,00	-	-
Нагр	67	РУ 35 2 с Давыдовка	35		5,23	36,83	36,3	1,46
Нагр	68	2 с Давыдовка	110		-5,07	104,43	110	-5,06
Нагр	70	2с Западная	110		-1,23	108,64	113,6	-4,36
Нагр	111	Давыд 2с 6	6		-5,35	5,68	6	-5,3

Как видно из расчёта отклонение напряжение находится в пределах $\pm 10 \%$, что соответствует требованиям ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

Токовая нагрузка линий представлена в таблице 13.

Таблица 13 – токовая нагрузка ЛЭП

N_нач	N_кон	Название	Имакс, А	Идоп, А	Загрузка, %
1	2	3	4	5	6
1	3	ПС Владивосток (220) - ПС Промпарк	34,93	586,95	5,95
1	3	ПС Владивосток (220) - ПС Промпарк	34,93	586,95	5,95
1	4	ПС Владивосток (220) - ПС Аэропорт	433,58	758,52	57,16
4	6	ПС Аэропорт - АТЭЦ 220	392,20	758,52	51,71
6	13	АТЭЦ 220 - ВТЭЦ-2	174,00	812,70	21,41

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6
13	17	ВТЭЦ-2 - ПС Зелёный угол	131,36	728,85	18,02
17	18	ПС Зелёный угол - ПС Волна	167,55	1019,10	16,44
17	64	ПС Зелёный угол - ПС Суходол	149,86	812,70	18,44
64	1	ПС Суходол - ПС Владивосток (220)	164,43	812,70	20,23
1	20	ПС Владивосток (220) - Отп. на ПС Западную	526,85	1029,42	51,18
20	18	Отп. на ПС Западную - ПС Волна	345,46	1029,42	33,56
20	21	Отп. на ПС Западную - ПС Западная 220	175,51	1029,42	17,05
70	36	2с Западная - ПС Давыдовка	283,79	434,73	65,28
70	59	2с Западная - Отп. на Кролевцы	186,14	580,50	32,07
27	58	2 ПС Западная 110 - Отп. на Кролевцы	185,40	580,50	31,94
59	65	Отп. на Кролевцы - Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ	264,38	580,50	45,54
58	66	Отп. на Кролевцы - Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ	267,13	580,50	46,02
65	10	Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ - АТЭЦ 110	255,25	580,50	43,97
66	10	Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ - АТЭЦ 110	262,68	580,50	45,25
59	51	Отп. на Кролевцы - ПС Кролевцы	79,13	580,50	13,63
58	51	Отп. на Кролевцы - ПС Кролевцы	82,77	580,50	14,26
67	31	РУ 35 2 с Давыдовка - ПС Шмидтовка	192,25	341,85	56,24
31	29	ПС Шмидтовка - ПС Прохладная	116,28	341,85	34,01
29	37	ПС Прохладная - ПС Надеждинская	92,41	341,85	27,03
38	24	ПС Надеждинская - ПС Западная Т-3 (СН)	579,68	580,50	99,86
38	41	ПС Надеждинская - ПС Дачная	166,19	193,50	85,89
41	42	ПС Дачная - ПС Соловей-ключ	96,54	341,85	28,24
43	44	ПС Соловей-ключ - ПС Вираз	85,94	270,90	31,72
44	45	ПС Вираз - ПС 35 кВ Владивосток	118,57	341,85	34,68
45	47	ПС 35 кВ Владивосток - ПС Кролевцы (СН)	118,57	341,85	34,68

Как видно по результатам расчёта, проблема наблюдается на участке сети Западная-Надеждинская-Дачная. Самой загруженной линией является ВЛ 35 кВ Западная – Надеждинская. Рассмотрим загрузку трансформаторов и сведём данные в таблицу 14.

Таблица 14 – Токовая нагрузка трансформаторов

Название ПС	Трансформатор	Сторона	$I_{\max}$, А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max} / I_{\text{доп}}$, %
Западная	Т-1 ТДТН-40000/110	ВН	102	259,4	39,1
		СН	-	1065,2	-
		НН	1732	4519,2	38,3
	Т-2 ТДТН-40000/110	ВН	52	259	4
		СН	-	1065,2	-
		НН	911	4519,2	20,2
	Т-3 ТДТН-63000/220	ВН	175	200,8	87,4
		СН	1047	1219	85,9
Надеждинская	Т-1 ТДНС-16000/35	ВН	246	308,3	79,8
		НН	1414	1804,7	78,3
	Т-2 ТДНС-16000/35	ВН	253	308,3	82
		НН	1414	1804,7	80,6
Давыдовка	Т-1 ТДТН-25000/110	ВН	122	161,9	75,6
		СН	328	483,6	67,9
		НН	-	2821,2	-
	Т-2 ТДТН-25000/110	ВН	32	161,9	19,9
		СН	-	483,6	-
		НН	577	2821,2	20,5
Кролевцы	Т-1 ТДТН-25000/110	ВН	60	161,9	37
		СН	-	483,6	-
		НН	1039	2821,2	36,8
	Т-2 ТДТН-25000/110	ВН	101	161,9	62,8
		СН	303	483,6	62,7
		НН	-	2821,2	-

Как видно из расчёта оба трансформатора на ПС 35 кВ Надеждинская загружены более чем на 70 %. Графика расчёта исходного максимального режима приведена в приложении А.

Проведём расчёт послеаварийного режима. Отключим самую загруженную линию ВЛ 35 кВ Западная - Надеждинская и проанализируем результаты расчётов послеаварийного режима. Полученные результаты сведём в таблицы 15-16.

Таблица 15 – Результаты расчёта максимального исходного режима

Тип	Номер узла	Название	U _{ном} , кВ	U _{зд} , кВ	Отклонение напряжения, %	Расчётное напряжение, кВ
1	2	3	4	5	6	7
База	1,00	ПС Владивосток (220)	220,00	231,00	5,00	231,00
Нагр	3,00	ПС Промпарк	220,00		4,82	230,61
Нагр	4,00	ПС Аэропорт	220,00		2,46	225,42
Нагр	6,00	АТЭЦ 220	220,00		0,33	220,72
Нагр	66,00	Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ	110,00		2,24	112,47
Нагр	65,00	Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ	110,00		2,26	112,49
Нагр	10,00	АТЭЦ 110	110,00		2,83	113,12
Ген	11,00	Г6	10,00	10,00		10,00
Ген	12,00	Г5	10,00	10,00		10,00
Нагр	59,00	Отп. на Кролевцы	110,00		0,63	110,70
Ген	14,00	Г6	10,00	10,20	2,00	10,20
Ген	15,00	Г5	10,00	10,00	0,00	10,00
Нагр	17,00	ПС Зелёный угол	220,00		2,81	226,17
Нагр	18,00	ПС Волна	220,00		2,14	224,71
Нагр	20,00	Отп. на ПС Западную	220,00		3,19	227,02
Нагр	21,00	ПС Западная 220	220,00		3,19	227,02
Нагр	22,00	ПС Западная Т-3 (0)	220,00		0,32	220,70
Нагр	23,00	ПС Западная Т-3 (НН)	6,00		5,55	6,33
Нагр	24,00	ПС Западная Т-3 (СН)	35,00		5,55	36,94
Нагр	25,00	ПС Западная Т-1 (0)	110,00		-6,61	102,73
Нагр	26,00	ПС Западная Т-2 (0)	110,00		-5,37	104,09
Нагр	27,00	2 ПС Западная 110	110,00		-4,01	105,59
Нагр	28,00	ПС Западная (НН)	6,00		-1,21	5,93
Нагр	29,00	ПС Прохладная	35,00		-43,18	19,89
Нагр	31,00	ПС Шмидтовка	35,00		-33,55	23,26
Нагр	32,00	ПС Давыдовка (СН)	35,00		-10,10	31,47
Нагр	33,00	ПС Давыдовка Т-1 (0)	110,00		-22,56	85,18
Нагр	34,00	ПС Давыдовка Т-2 (0)	110,00		-11,11	97,77
Нагр	35,00	ПС Давыдовка (НН)	6,00		-10,36	5,38
Нагр	36,00	ПС Давыдовка	110,00		-9,98	99,02
Нагр	37,00	ПС Надеждинская	35,00		-45,19	19,19
Нагр	38,00	ПС Надеждинская	35,00		-45,19	19,18
Нагр	39,00	ПС Надеждинская (НН)	6,00		-47,05	3,18
Нагр	40,00	ПС Надеждинская (НН)	6,00		-45,09	3,29
Нагр	41,00	ПС Дачная	35,00		-45,65	19,02

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7
Нагр	42,00	ПС Соловей-ключ	35,00		-48,15	18,15
Нагр	43,00	ПС Соловей-ключ	35,00		-6,41	32,76
Нагр	44,00	ПС Вираз	35,00		-2,87	34,00
Нагр	45,00	ПС 35 кВ Владивосток	35,00		-2,82	34,01
Нагр	47,00	ПС Кролевцы (СН)	35,00		1,27	35,45
Нагр	48,00	ПС Кролевцы Т-1 (0)	110,00		-1,87	107,94
Нагр	49,00	ПС Кролевцы Т-2 (0)	110,00		-3,53	106,11
Нагр	50,00	ПС Кролевцы (НН)	6,00		1,83	6,11
Нагр	51,00	ПС Кролевцы	110,00		0,56	110,62
Нагр	58,00	Отп. на Кролевцы	110,00		0,64	110,70
Нагр	70,00	2с Западная	110,00		-4,01	105,59
Нагр	60,00	НН Западная	6,00		-1,46	5,91
Нагр	7,00	АТЭЦ АТ(0)	220,00		-8,69	200,88
Нагр	111,00	Давыд 2с 6	6,00		-10,37	5,38
Нагр	64,00	ПС Суходол	220,00		4,05	228,90
Нагр	67,00	РУ 35 2 с Давыдовка	35,00		-10,09	31,47
Нагр	68,00	2 с Давыдовка	110,00		-10,00	99,00
Нагр	13,00	ВТЭЦ-2	220,00		2,75	226,04

Таблица 16 – Токовая нагрузка ЛЭП

N_нач	N_кон	Название	Имакс, А	Идоп, А	Загрузка, %
1	2	3	4	5	6
1	3	ПС Владивосток (220) - ПС Промпарк	34,93	586,95	5,95
1	3	ПС Владивосток (220) - ПС Промпарк	34,93	586,95	5,95
1	4	ПС Владивосток (220) - ПС Аэропорт	461,94	758,52	60,90
4	6	ПС Аэропорт - АТЭЦ 220	425,32	758,52	56,07
6	13	АТЭЦ 220 - ВТЭЦ-2	165,62	812,70	20,38
13	17	ВТЭЦ-2 - ПС Зелёный угол	95,43	728,85	13,09
17	18	ПС Зелёный угол - ПС Волна	177,08	1019,10	17,38
17	64	ПС Зелёный угол - ПС Суходол	140,96	812,70	17,34
64	1	ПС Суходол - ПС Владивосток (220)	155,33	812,70	19,11
1	20	ПС Владивосток (220) - Отп. на ПС Западную	459,02	1029,42	44,59
20	18	Отп. на ПС Западную - ПС Волна	361,06	1029,42	35,07
20	21	Отп. на ПС Западную - ПС Западная 220	68,53	1029,42	6,66
70	36	2с Западная - ПС Давыдовка	435,94	434,73	100,28
70	59	2с Западная - Отп. на Кролевцы	255,16	580,50	43,96

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6
27	58	2 ПС Западная 110 - Отп. на Кролевцы	253,95	580,50	43,75
59	65	Отп. на Кролевцы - Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ	324,82	580,50	55,95
58	66	Отп. на Кролевцы - Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ	328,53	580,50	56,59
65	10	Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ - АТЭЦ 110	293,57	580,50	50,57
66	10	Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ - АТЭЦ 110	301,13	580,50	51,87
59	51	Отп. на Кролевцы - ПС Кролевцы	71,67	580,50	12,35
58	51	Отп. на Кролевцы - ПС Кролевцы	76,71	580,50	13,21
67	31	РУ 35 2 с Давыдовка - ПС Шмидтовка	653,79	341,85	191,25
31	29	ПС Шмидтовка - ПС Прохладная	494,04	341,85	144,52
29	37	ПС Прохладная - ПС Надеждинская	466,03	341,85	136,33
38	24	ПС Надеждинская - ПС Западная Т-3 (СН)	0,00	580,50	0,00
38	41	ПС Надеждинская - ПС Дачная	162,76	193,50	84,11
41	42	ПС Дачная - ПС Соловей-ключ	96,17	341,85	28,13
43	44	ПС Соловей-ключ - ПС Вираз	86,69	270,90	32,00
44	45	ПС Вираз - ПС 35 кВ Владивосток	119,32	341,85	34,90
45	47	ПС 35 кВ Владивосток - ПС Кролевцы (СН)	97,18	341,85	28,43

Как видно из результатов расчёта послеаварийного установившегося режима отклонение напряжения на узлах превышает допустимое значение. Так же по результатам расчёта видно, что перегружены линии: ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка, ВЛ 35 кВ Давыдовка – Шмидтовка, ВЛ 35 кВ Шмидтовка- - Прохладная, ВЛ 35 кВ Прохладная – Надеждинская. Графика расчёта исходного максимального режима приведена в приложении Б.

В случае отключения на ПС 35 кВ Надеждинская одного из трансформаторов, оставшийся в работе трансформатор перегружается на 171,26 %, что является недопустимым режимом работы. Также в данном режиме перегружается на 104 % ВЛ 35 кВ Западная – Надеждинская.

2 РАСЧЁТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1 Расчёт вероятностных характеристик электрических нагрузок

В данном разделе целью является расчёт вероятностных статических характеристик электрических нагрузок, которые необходимы для дальнейших расчётов, в том числе выборе оборудования.

Исходные данные для расчёта вероятностных характеристик электрических нагрузок взяты по результатам контрольных замеров 2024 года и представлены ниже в таблице 17.

Таблица 17 – Исходные данные

Название ПС	Максимальная активная мощность, МВт	Максимальная реактивная мощность, МВАр
ПС 35 кВ Виразж	1,8	0,72
ПС 110 кВ Давыдовка	33,2	15
ПС 35 кВ Дачная	3,70	1,48
ПС 110 кВ Западная	26	10,39
ПС 220 кВ Западная	62	29,7
ПС 110 кВ Кролевцы	18	10,7
ПС 35 кВ Надеждинская	27,85	6,96
ПС 35 кВ Соловей ключ	9,58	3,83
ПС 35 кВ Шмидтовка	4,73	0,95
ПС 220 кВ Промпарк	9,8	1
ПС 110 кВ Прохладная	1,3	0,6
ПС 220 кВ Аэропорт	14,3	1,5
ПС 220 кВ Волна	124,5	110,5
ПС 220 кВ Зелёный угол	93,7	-89,9
ПС 220 кВ Суходол	3,9	1,6
ПС 110 кВ Штыково	7,8	2,4

В качестве примера рассмотрим расчёт на примере ПС Надеждинская.

Средняя мощность определяется по формуле:

$$P_{\text{ср}} = \frac{1}{T_{\text{Н}}} \cdot \sum_{i=1}^m P_i \cdot t_i, \quad (1)$$

где P_i – i -тое значение контрольного замера;

$T_{\text{Н}}$ – период наблюдения за нагрузкой.

$$P_{\text{ср.Надежд}} = \frac{1}{24} \cdot \left[\begin{array}{l} 25,5 + 24,9 + 24,4 + 24,4 + 24,4 + 24,7 \\ +25,5 + 26,4 + 26,9 + 27,4 + 27,4 + 27,4 \\ +27,2 + 26,9 + 26,8 + 26,2 + 26,1 + 26,6 \\ +27 + 27,9 + 27,8 + 27,9 + 27,7 + 26,8 \end{array} \right] = 26,43 \text{ МВт},$$

Реактивная средняя мощность находится аналогично.

Эффективная мощность определяется по формулам:

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T_{\text{Н}}} \cdot \sum_{i=1}^m P_i^2 \cdot t_i}, \quad (2)$$

$$P_{\text{эф.Надежд}} = \sqrt{\frac{\left[\begin{array}{l} 25,5^2 + 24,9^2 + 24,4^2 + 24,4^2 + 24,4^2 + 24,7^2 \\ +25,5^2 + 26,4^2 + 26,9^2 + 27,4^2 + 27,4^2 + 27,4^2 \\ +27,2^2 + 26,9^2 + 26,8^2 + 26,2^2 + 26,1^2 + 26,6^2 \\ +27^2 + 27,9^2 + 27,8^2 + 27,9^2 + 27,7^2 + 26,8^2 \end{array} \right]}{24}} = 30,4 \text{ МВт},$$

Реактивная эффективная мощность определяется аналогично.

Пересчитываем рассчитанные нагрузки на летний период по формуле:

$$P_{\text{Л}} = P_i \cdot k_{\text{Л}} \quad (3)$$

$$P_{\text{Л.Надежд}} = 27,85 \cdot 0,581 = 16,18 \text{ МВт}.$$

Расчёт вероятностных характеристик остальных подстанций был произведён в программе Microsoft Excel. Выполненные расчёты сведены в таблицу 18.

Таблица 18 – Вероятностные характеристики нагрузок

Название	Время	$P_{\max}$, МВт	$Q_{\max}$, МВАр	$P_{\text{ср}}$, МВт	$Q_{\text{ср}}$, МВАр	$P_{\text{эф}}$, МВт	$Q_{\text{эф}}$, МВАр
ПС 35 кВ Виразж	Зима	1,80	0,72	1,44	0,58	1,67	0,67
	Лето	1,05	0,42	0,84	0,33	0,97	0,39
ПС 110 кВ Давыдовка	Зима	33,20	15,00	26,56	12,00	30,81	13,92
	Лето	19,29	8,72	15,43	6,97	17,90	8,09
ПС 35 кВ Дачная	Зима	3,70	1,48	2,96	1,18	3,43	1,37
	Лето	2,15	0,86	1,72	0,69	1,99	0,80
ПС 110 кВ Западная	Зима	26,00	10,38	20,80	8,31	24,13	9,64
	Лето	15,11	6,03	12,08	4,83	14,02	5,60
ПС 220 кВ Западная	Зима	51,00	20,40	40,80	16,32	47,33	18,93
	Лето	29,63	11,85	23,70	9,48	27,50	11,00
ПС 110 кВ Кролевцы	Зима	28,70	10,90	22,96	8,72	26,63	10,12
	Лето	16,67	6,33	13,34	5,07	15,47	5,88
ПС 35 кВ Надеждинская	Зима	27,85	6,96	26,43	5,57	30,4	6,46
	Лето	16,18	4,04	12,94	3,24	17,66	3,75
ПС 35 кВ Соловей ключ	Зима	9,58	3,83	7,66	3,06	8,89	3,55
	Лето	5,57	2,22	4,45	1,78	5,17	2,06
ПС 35 кВ Шмидтовка	Зима	4,73	0,95	3,78	0,76	4,39	0,88
	Лето	2,75	0,55	2,20	0,44	2,55	0,51
ПС 220 кВ Промпарк	Зима	9,80	1,00	7,84	0,80	9,09	0,93
	Лето	5,69	0,58	4,56	0,46	5,28	0,54
ПС 110 кВ Прохладная	Зима	1,3	0,6	1,04	0,48	1,21	0,56
	Лето	0,76	0,35	0,60	0,28	0,70	0,32
ПС 220 кВ Аэропорт	Зима	14,3	1,5	11,44	1,20	13,27	1,39
	Лето	8,31	0,87	6,65	0,70	7,71	0,81
ПС 220 кВ Волна	Зима	124,5	110,5	99,60	88,40	115,54	102,54
	Лето	72,33	64,20	57,87	51,36	67,13	59,58
ПС 220 кВ Зелёный угол	Зима	93,7	-89,9	74,96	-71,92	86,95	-83,43
	Лето	54,44	-52,23	43,55	-41,79	50,52	-48,47
ПС 220 кВ Суходол	Зима	3,9	1,6	3,12	1,28	3,62	1,48
	Лето	2,27	0,93	1,81	0,74	2,10	0,86
ПС 110 кВ Штыково	Зима	7,80	2,40	6,24	1,92	7,24	2,23
	Лето	6,71	2,06	5,37	1,65	6,23	1,92

Для дальнейшего расчёта вероятностных характеристик будем использовать усреднённые значения коэффициентов формы $k_f=1,15$ и коэффициент максимума $k_{max}=1,25$.

2.2 Прогнозирование электрических нагрузок для подстанций

Одним из ключевых аспектов при модернизации электрических сетей является анализ возможного увеличения потребляемой мощности. Такой прогноз следует составлять с учётом перспективного развития на длительный срок. В рамках данной работы рассматривается период равный пяти годам. Согласно [2] максимум потребления Приморского края возрастёт к 2030 году и будет составлять 3384 МВт, это означает, что среднегодовой темп прироста потребления составляет 3,05 %.

Что бы найти прогнозируемые нагрузки воспользуемся формулой сложных процентов, которая выглядит следующим образом:

$$P_{\text{прог}}^{\text{ср}} = P_{\text{ср}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t} \quad (4)$$

где $P_{\text{ср}}$ – средняя мощность;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района; принимаем данный коэффициент равным 0,0305.

$t_{\text{прог}}$ – год, для которого определяется электрическая нагрузка;

При проектировании электрических сетей примем $t_{\text{прог}} - t = 5$ лет.

Подробно рассчитаем прогнозируемые характеристики для ПС 35 кВ Надеждинская.

$$P_{\text{прог}}^{\text{ср}} = 26,43 \cdot (1 + 0,0305)^5 = 30,71 \text{ МВт.}$$

Остальные прогнозируемы нагрузки рассчитаны тем же способом в программе Microsoft Excel и сведены в таблицу 19.

Таблица 19 – Прогнозируемые нагрузки в перспективе на 5 лет

Название	Время	$P_{\max}$, МВт	$Q_{\max}$, МВАр	$P_{\text{ср}}$, МВт	$Q_{\text{ср}}$, МВАр	$P_{\text{эф}}$, МВт	$Q_{\text{эф}}$, МВАр
ПС 35 кВ Виразж	Зима	2,09	0,84	1,67	0,67	1,94	0,78
	Лето	1,22	0,49	0,97	0,39	1,13	0,45
ПС 110 кВ Давыдовка	Зима	38,58	17,43	30,87	13,95	35,80	16,18
	Лето	22,42	10,13	17,93	8,10	20,80	9,40
ПС 35 кВ Дачная	Зима	4,30	1,72	3,44	1,38	3,99	1,60
	Лето	2,50	1,00	2,00	0,80	2,32	0,93
ПС 110 кВ Западная	Зима	30,21	12,07	24,17	9,65	28,04	11,20
	Лето	17,55	7,01	14,04	5,61	16,29	6,51
ПС 220 кВ Западная	Зима	59,27	23,71	47,41	18,97	55,00	22,00
	Лето	34,43	13,77	27,55	11,02	31,95	12,78
ПС 110 кВ Кролевцы	Зима	33,35	12,67	26,68	10,13	30,95	11,75
	Лето	19,38	7,36	15,50	5,89	17,98	6,83
ПС 35 кВ Надеждинская	Зима	32,36	8,09	30,71	6,47	35,33	7,51
	Лето	18,80	4,70	15,04	3,76	20,53	4,36
ПС 35 кВ Соловей ключ	Зима	11,13	4,45	8,91	3,56	10,33	4,13
	Лето	6,47	2,58	5,17	2,07	6,00	2,40
ПС 35 кВ Шмидтовка	Зима	5,50	1,10	4,40	0,88	5,10	1,02
	Лето	3,19	0,64	2,55	0,51	2,96	0,59
ПС 220 кВ Промпарк	Зима	11,39	1,16	9,11	0,93	10,57	1,08
	Лето	6,62	0,68	5,29	0,54	6,14	0,63
ПС 110 кВ Прохладная	Зима	1,51	0,70	1,21	0,56	1,40	0,65
	Лето	0,88	0,41	0,70	0,32	0,81	0,38
ПС 220 кВ Аэропорт	Зима	16,62	1,74	13,29	1,39	15,42	1,62
	Лето	9,65	1,01	7,72	0,81	8,96	0,94
ПС 220 кВ Волна	Зима	144,68	128,41	115,74	102,73	134,26	119,17
	Лето	84,06	74,61	67,25	59,69	78,01	69,24
ПС 220 кВ Зелёный угол	Зима	108,89	-104,47	87,11	-83,58	101,05	-96,95
	Лето	63,26	-60,70	50,61	-48,56	58,71	-56,33
ПС 220 кВ Суходол	Зима	4,53	1,86	3,63	1,49	4,21	1,73
	Лето	2,63	1,08	2,11	0,86	2,44	1,00
ПС 110 кВ Штыково	Зима	9,06	2,79	7,25	2,23	8,41	2,59
	Лето	5,27	1,62	4,21	1,30	4,89	1,50

Спрогнозированная нагрузка необходима для последующего расчёта параметров ВЛ и КЛ, трансформаторов и выбора электрических аппаратов на подстанции.

2.3 Компенсация реактивной мощности

Определяем значение требуемой реактивной мощности компенсирующих устройств, которую экономически целесообразно получить из энергосистемы для ПС Надеждинская на средней и низшей сторонах:

$$Q_{\text{эк}} = P_{\text{max}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{пред}}, \quad (5)$$

Согласно [15] коэффициент $\operatorname{tg} \varphi$ принимаем равным 0,4.

$$Q_{\text{эк.НН}} = 32,36 \cdot 0,4 = 12,95 \text{ МВАр.}$$

$$Q_{\text{эк.СН}} = 21,43 \cdot 0,4 = 8,572 \text{ МВАр.}$$

Определяем, сколько реактивной мощности необходимо скомпенсировать (выработать) на ПС:

$$Q_{\text{КУ}} = Q_{\text{max}} - Q_{\text{эк}}, \quad (6)$$

$$Q_{\text{КУ.НН}} = 8,09 - 12,95 = -4,86 \text{ МВАр,}$$

$$Q_{\text{КУ.СН}} = 6,74 - 8,572 = -1,832 \text{ МВАр.}$$

Из полученного отрицательного значения можно сделать вывод, что компенсация реактивной мощности не нужна.

2.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

При проектировании подстанции число устанавливаемых силовых трансформаторов определяется степенью ответственности подключаемых

потребителей. Если среди них присутствуют объекты с повышенными требованиями к надежности электроснабжения (I категория), необходимо предусмотреть не менее двух трансформаторных агрегатов, чтобы обеспечить резервирование.

Для напряжений до 500 кВ включительно, рекомендуется по возможности применять трехфазные трансформаторы или автотрансформаторы, поскольку они более компактны и технологичны в эксплуатации. При установке двух трансформаторов мощность трансформаторов выбирается по условию:

$$S_{\text{ном}} = S_{\text{max}} \cdot 0,7 = \sqrt{P_{\text{max}}^2 + Q_{\text{max}}^2} \cdot 0,7, \quad (7)$$

где S_{max} – наибольшая нагрузка подстанции на расчётный период пять лет.

$$S_{\text{ном}} = \sqrt{53,79^2 + 14,83^2} \cdot 0,7 = 39,06 \text{ МВА}.$$

Трансформаторы, выбранные по данному условию, обеспечивают питание всех потребителей в нормальном режиме при оптимальной загрузке трансформаторов 0,6-0,7 $S_{\text{ном}}$. При аварии или выводе одного из трансформаторов в ремонт оставшийся в работе трансформатор должен обеспечивать питание потребителей с допустимой длительной перегрузкой не более 40% от его номинальной мощности или с перегрузкой, определяемой из условий температурного режима трансформаторов [9].

Определим расчётную мощность силового трансформатора по формуле 8.

$$S_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{ср}}^2}}{N_{\text{T}} \cdot \beta_{\text{T}}}, \quad (8)$$

где N_{T} – количество трансформаторов;

β_T – коэффициент загрузки трансформатора (для двухтрансформаторных подстанций $\beta_T=0,7$; для однострансформаторных подстанций $\beta_T=0,8\div0,85$).

$$S_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{47,82^2 + 11,87^2}}{2 \cdot 0,7} = \frac{49,271}{2 \cdot 0,7} = 35,194 \text{ МВА.}$$

Выбираем трёхобмоточный трансформатор ТДТН-40000/220 номинальной мощности $S_T=40$ МВА.

Проверяем выбранный трансформатор по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{ср}}^2}}{N_T \cdot S_T}, \quad (9)$$

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{49,271}{2 \cdot 40} = 0,616.$$

$$K_{\frac{\Pi}{\text{ав}}}^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{ср}}^2}}{(N_T - 1) \cdot S_T}, \quad (10)$$

$$K_{\text{п/ав}}^{\text{норм}} = \frac{49,271}{(2-1) \cdot 40} = 1,232.$$

Коэффициент загрузки в нормальном режиме должен находиться в пределах $0,5\div0,7$. Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме должен быть меньше или равен 1,4. Все условия выбора трансформатора выполняются.

По результату расчётов выбран трёхфазный трёхобмоточный трансформатор ТДТН-40000/220 мощностью 40 МВА.

3 РАЗРАБОТКА И АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ КОНФИГУРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПРИ ПЕРЕВОДЕ ПОДСТАНЦИИ 35 КВ НАДЕЖДИНСКАЯ НА НАПРЯЖЕНИЕ 220 КВ

Основные критерии рационального проектирования электрической сети включают следующие положения:

а) Структура сети должна быть максимально упрощенной, обеспечивая передачу энергии потребителям по наиболее коротким маршрутам, что способствует снижению затрат на строительство линий электропередач, уменьшению потерь мощности и экономии электроэнергии,

б) Электрические схемы соединений понижающих подстанций должны проектироваться таким образом, чтобы минимизировать сложность схем, что уменьшает расходы на сооружение и обслуживание оборудования, одновременно повышая надежность функционирования,

в) Целесообразно предусматривать минимальное количество преобразований напряжения в сетях, поскольку это позволяет уменьшить требуемую мощность установленных трансформаторов и автотрансформаторов, сокращая потери мощности и электроэнергии.

При разработке возможных вариантов конфигурации электрической сети предпочтение нужно отдавать разомкнутым и простым замкнутым сетям, Осуществимость реализации вариантов оценивается с учётом номинальных мощностей трансформаторов и пропускной способности линий, важно отметить, что загрузка трансформаторов должна быть не ниже 0,5, а протекающие по линиям токи не должны превышать допустимых для данного класса напряжения значений экономических токовых интервалов [10].

Таким образом целесообразно рассматривать два основных варианта построения электрических сетей:

- радиально-магистральная сеть, характеризующаяся отсутствием замкнутых контуров;

- простая замкнутая кольцевая (петлевая) сеть.

3.1 Разработка и анализ вариантов конфигурации электрической сети

Предполагается перевод ПС 35 кВ Надеждинская на напряжение 220 кВ.

Вариант 1. Подключение ПС Надеждинская на напряжение 220 кВ к ПС 220 кВ Промпарк. Вариант 1 приведён на рисунке 8.

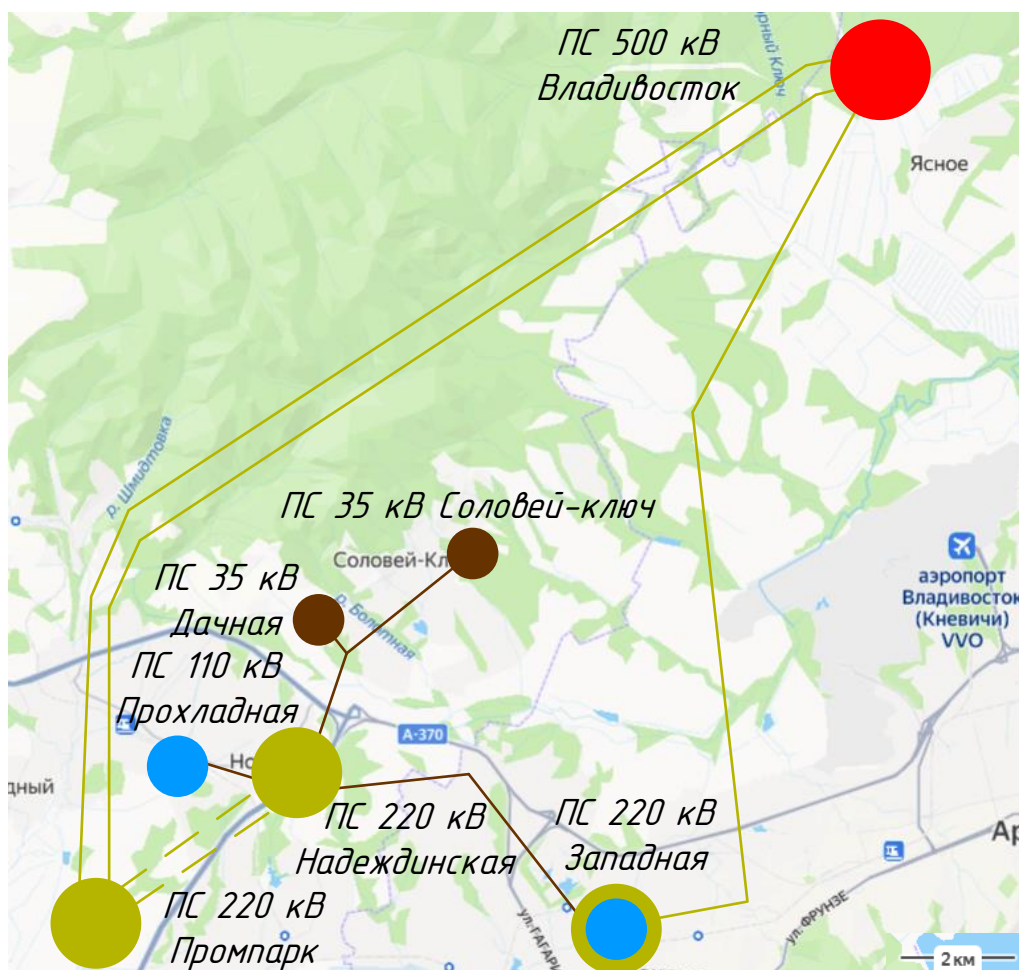


Рисунок 8 – Вариант 1

Данный вариант подразумевает:

- перевод ПС 35 кВ Надеждинская на напряжение 220 кВ;
- строительство ВЛ 220 кВ Промпарк – Надеждинская II цепь;
- реконструкция РУ 220 кВ Промпарк.

В данном варианте ПС 220 кВ Надеждинская является тупиковой.

Вариант 2. Подключение ПС Надеждинская на напряжение 220 кВ к ПС 220 кВ Промпарк и ПС 220 кВ Западная. Вариант 2 приведён на рисунке 9.

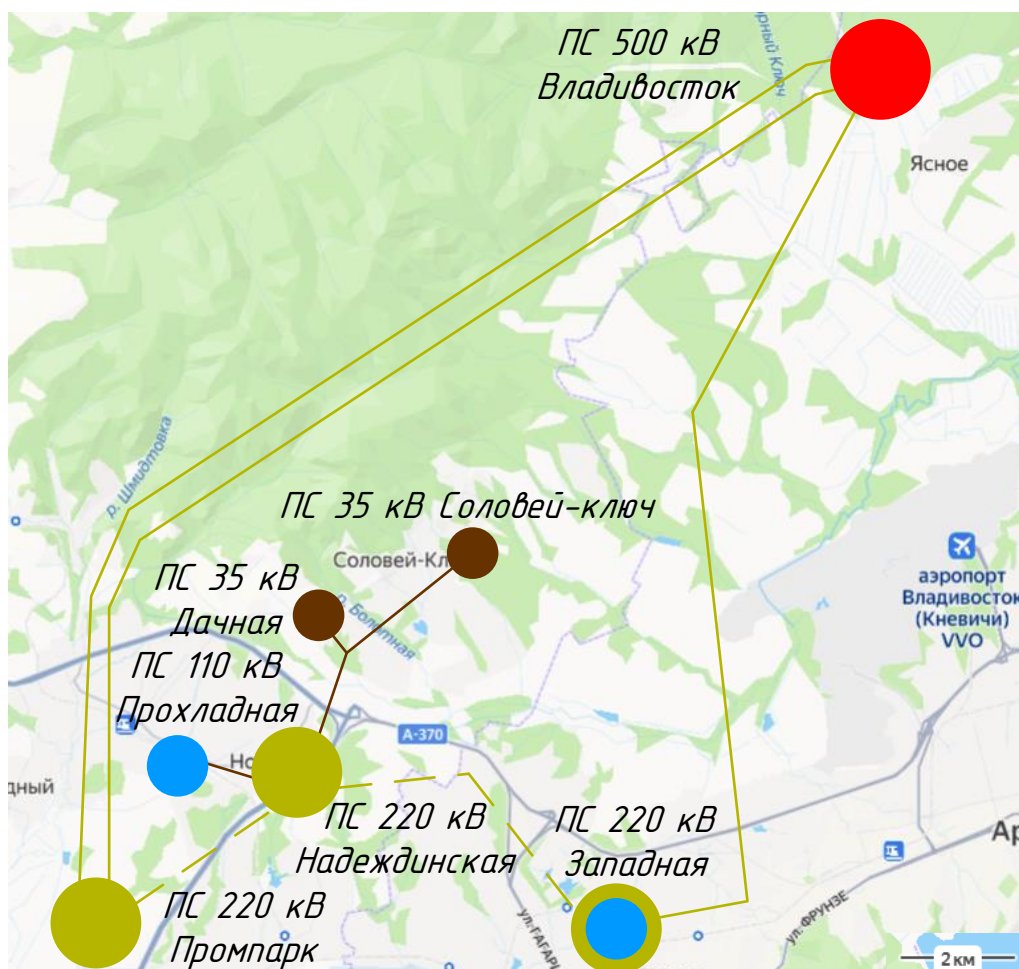


Рисунок 9 – Вариант 2

Данный вариант подразумевает:

- перевод ПС 35 кВ Надеждинская на напряжение 220 кВ;
- реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Западная;
- строительство ВЛ 220 кВ Промпарк – Надеждинская;
- строительство ВЛ 220 кВ Западная – Надеждинская;

В данном варианте ПС 220 кВ Надеждинская является проходной между ПС 220 кВ Промпарк и ПС 220 кВ Западная.

Вариант 3. Подключение ПС Надеждинская на напряжение 220 кВ к ПС 220 кВ Западная. Вариант 3 приведён на рисунке 10.

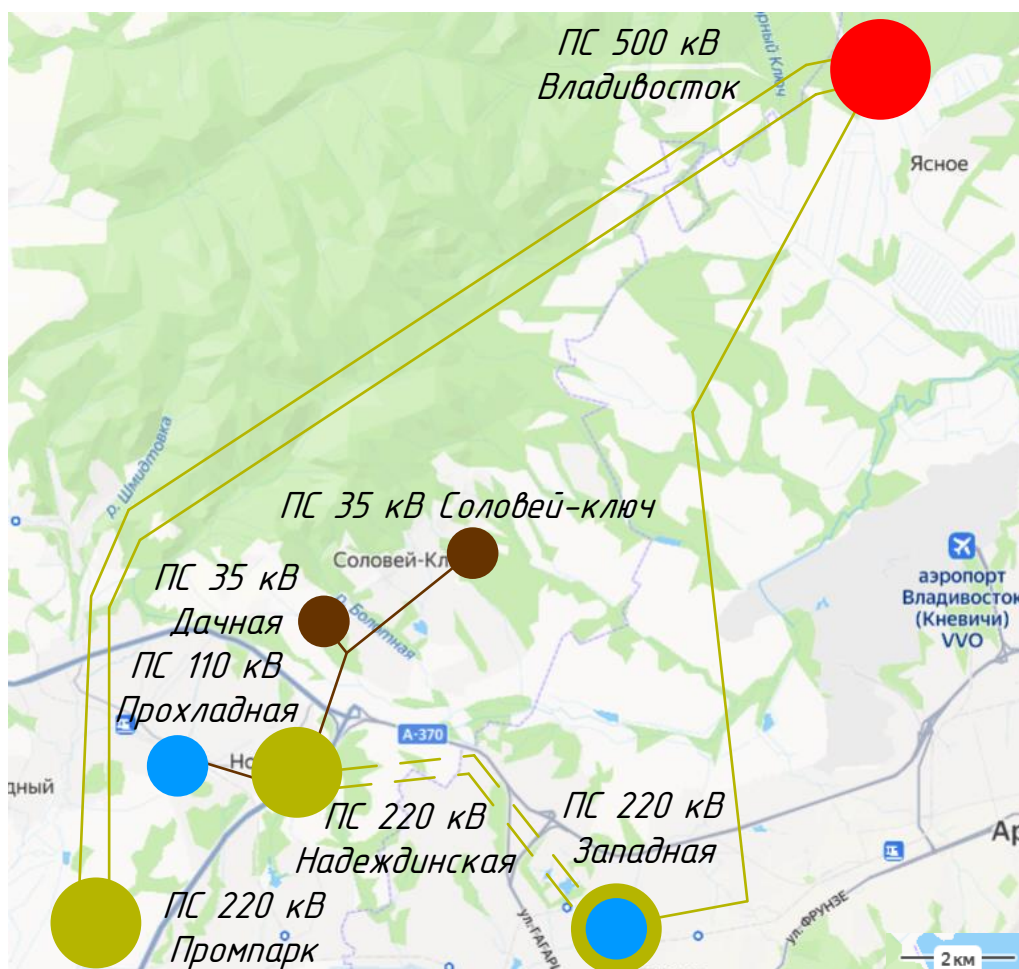


Рисунок 10 – Вариант 3

Данный вариант подразумевает:

- перевод ПС 35 кВ Надеждинская на напряжение 220 кВ;
- реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Западная;
- строительство ВЛ 220 кВ Западная – Надеждинская II цепь;

В данном варианте ПС 220 кВ Надеждинская является тупиковой.

Вариант 4, Подключение ПС Надеждинская на напряжение 220 кВ отпайкой к ВЛ 220 кВ Владивосток – Промпарк. Вариант 4 приведён на рисунке 11.

Данный вариант подразумевает:

- перевод ПС 35 кВ Надеждинская на напряжение 220 кВ;
- строительство ВЛ 220 кВ Владивосток – Промпарк с отпайкой на ПС Надеждинская II цепь.

В данном варианте ПС 220 кВ Надеждинская является ответвительной.

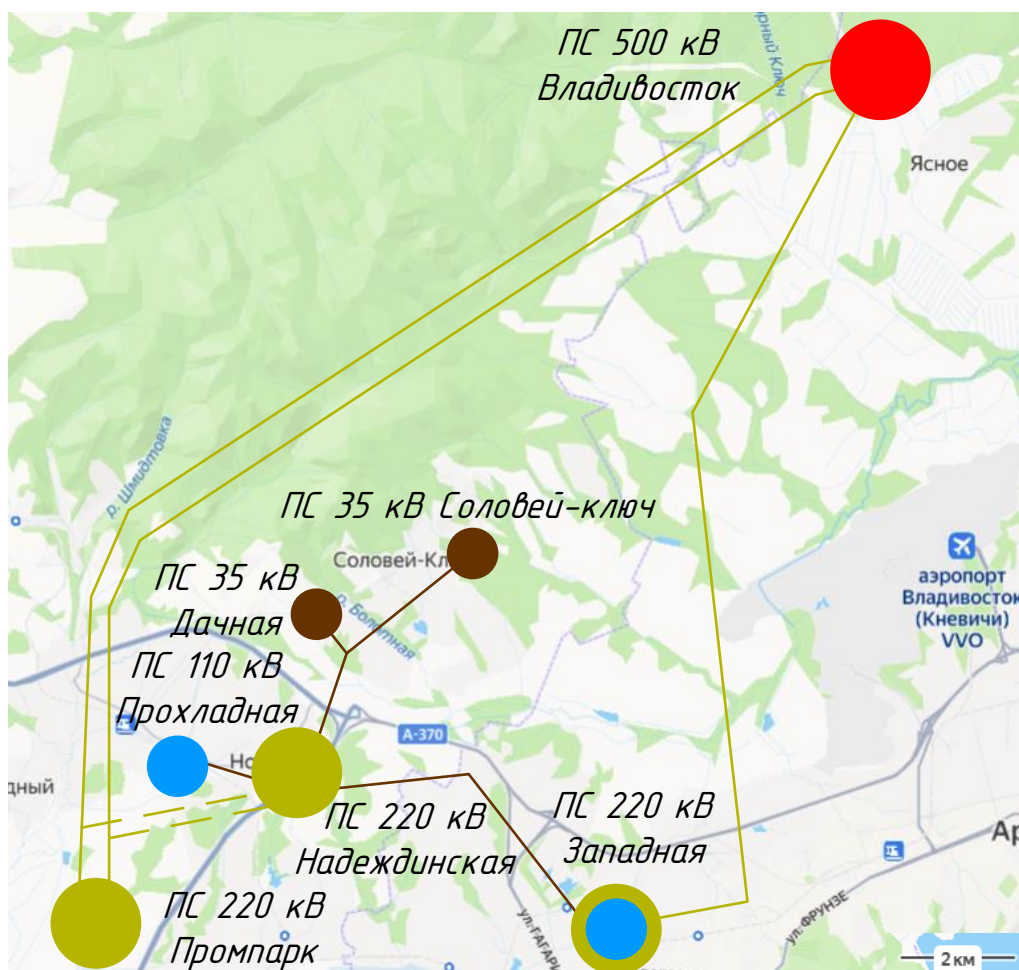


Рисунок 11 – Вариант 4

3.2 Выбор типов схем распределительных устройств подстанций

Схемы распределительных устройств подстанций должны:

- обеспечивать подключение необходимого количества высоковольтных линий, трансформаторов и компенсирующих устройств с учётом перспективы на расширение;

- гарантировать надежное функционирование распределительного устройства в штатных режимах, обеспечивая бесперебойное питание потребителей в соответствии с категорией энергопринимающего оборудования и сохраняя способность передавать транзитные мощности по магистральным и межсистемным связям как в обычном, так и в аварийном режиме при ограниченном числе работающих присоединений;

- учитывать требования секционирования сети и обеспечивать устойчивую работу РУ при коротких замыканиях;

- предоставлять условия для безопасного проведения ремонтов и технического обслуживания элементов сети;

- обеспечивать критерии наглядности, удобства при эксплуатации, компактности и экономичности [11].

Вариант 1. Подключение ПС Надеждинская на напряжение 220 кВ к ПС 220 кВ Промпарк.

ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Промпарк выполнено по схеме 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», которая рассчитана на присоединение двух линий, а при реализации данного варианта от ПС 220 кВ Промпарк будет отходить 4 линии электропередачи, то есть добавится 2 отходящих линии. Согласно [11] при расширении существующих РУ 110-220 кВ реализованных по схемам 4Н и 5Н с присоединением двух-четырёх линий рекомендуется выполнение схемы 9 - с одной секционированной системой шин. Данная схема применяется при парных линиях или линиях, резервируемых от других ПС, а также нерезервируемых, но не более одной на любой из секций.

В качестве типовой схемы ОРУ 220 кВ ПС Надеждинская принимается схема 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», Данная схема выбрана по той причине, что при данном варианте конфигурации сети ПС 220 кВ Надеждинская является тупиковой и питается по двум ВЛ от ПС 220 кВ Промпарк.

Электрическая схема варианта 1 приведена на рисунке 12.

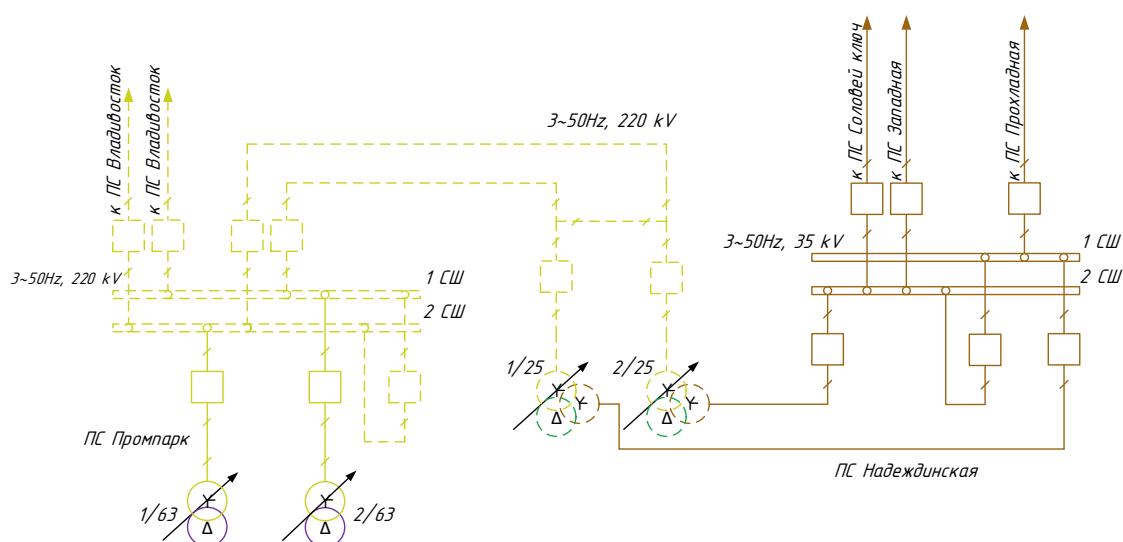


Рисунок 12 – Электрическая схема варианта № 1

Вариант 2. Подключение ПС Надеждинская на напряжение 220 кВ к ПС 220 кВ Промпарк и ПС 220 кВ Западная.

ОРУ 220 кВ ПС Западная выполнено по схеме 3Н «Блок (линия-трансформатор) с выключателем». При таком варианте исполнения подстанции 220 кВ Западная и Надеждинская будут проходными, с отходом двух линий от каждой. Поскольку на ПС Западная установлен один силовой трансформатор, в качестве реализуемого решения принимается схема 6Н «Треугольник», которая применяется для распределительных устройств 110–220 кВ на однотрансформаторных подстанциях. Данная схема обеспечивает возможность дальнейшего расширения до двухтрансформаторной подстанции по схеме 7 — «Четырёхугольник».

Для подстанции 220 кВ Надеждинская целесообразно принять к реализации схему 7 — «Четырёхугольник», поскольку она питается от двух воздушных линий и выполняет функции проходной. В данной схеме каждое присоединение оснащается двумя выключателями, что повышает надежность и гибкость управления. Кроме того, схема «Четырёхугольник» отличается экономичностью и по большинству технических и эксплуатационных параметров превосходит схемы типа мостик — 5Н и 5АН.

На ПС 220 кВ Промпарк также, как и в варианте 1 примем схему 9.
Электрическая схема варианта 2 приведена на рисунке 13.

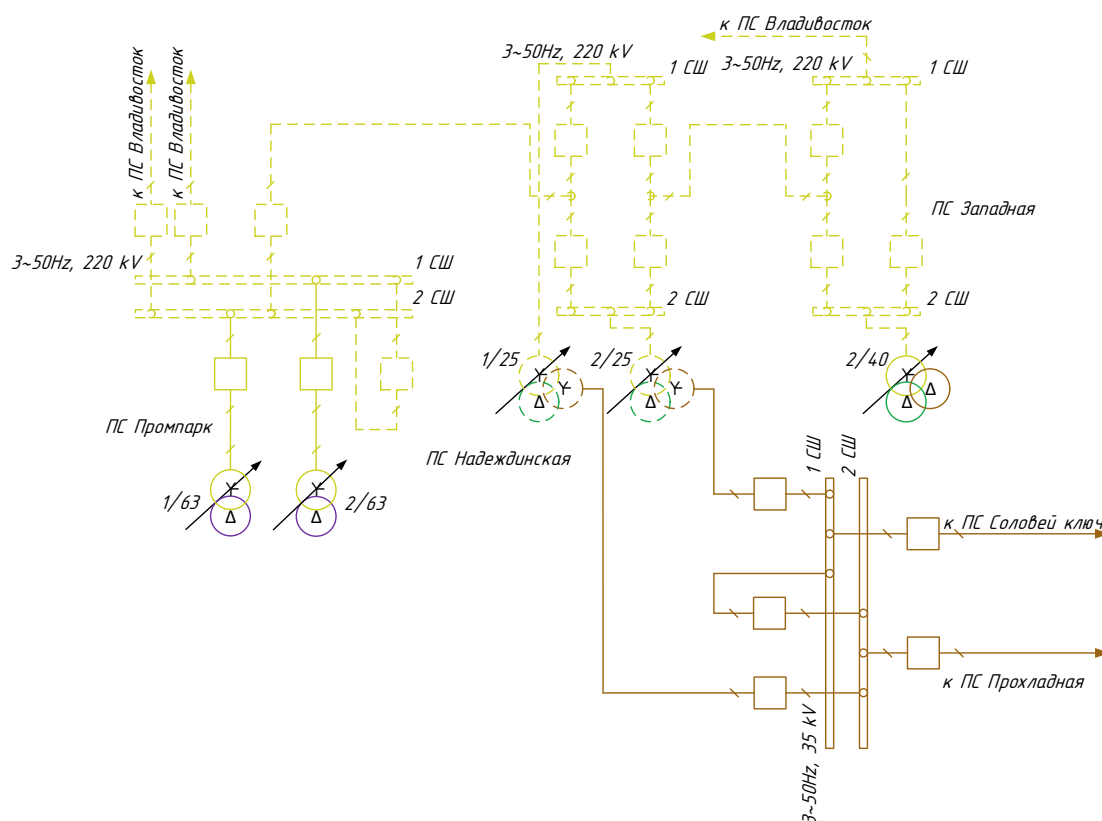


Рисунок 13 – Электрическая схема варианта 2

Вариант 3. Подключение ПС Надеждинская на напряжение 220 кВ к ПС 220 кВ Западная.

В варианте 3 для подстанции 220 кВ Западная выбрана схема 13 — «Две рабочие системы шин», которая применяется при количестве присоединений от 5 до 15 и при повышенных требованиях к надежности электроснабжения каждой воздушной линии. Эта схема обеспечивает гибкость в эксплуатации и высокую степень резервирования. Кроме того, она предусматривает возможность расширения РУ 220 кВ на ПС Западная, включая установку второго силового трансформатора на том же уровне напряжения.

В качестве типовой схемы для ОРУ 220 кВ подстанции Надеждинская принимается схема 4Н — «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». Аналогично варианту 1, при данной сетевой конфигурации подстанция 220 кВ Надеждинская является тупиковой и получает питание по двум воздушным линиям от подстанции 220 кВ Западная. Схема варианта 3 приведена на рисунке 14.

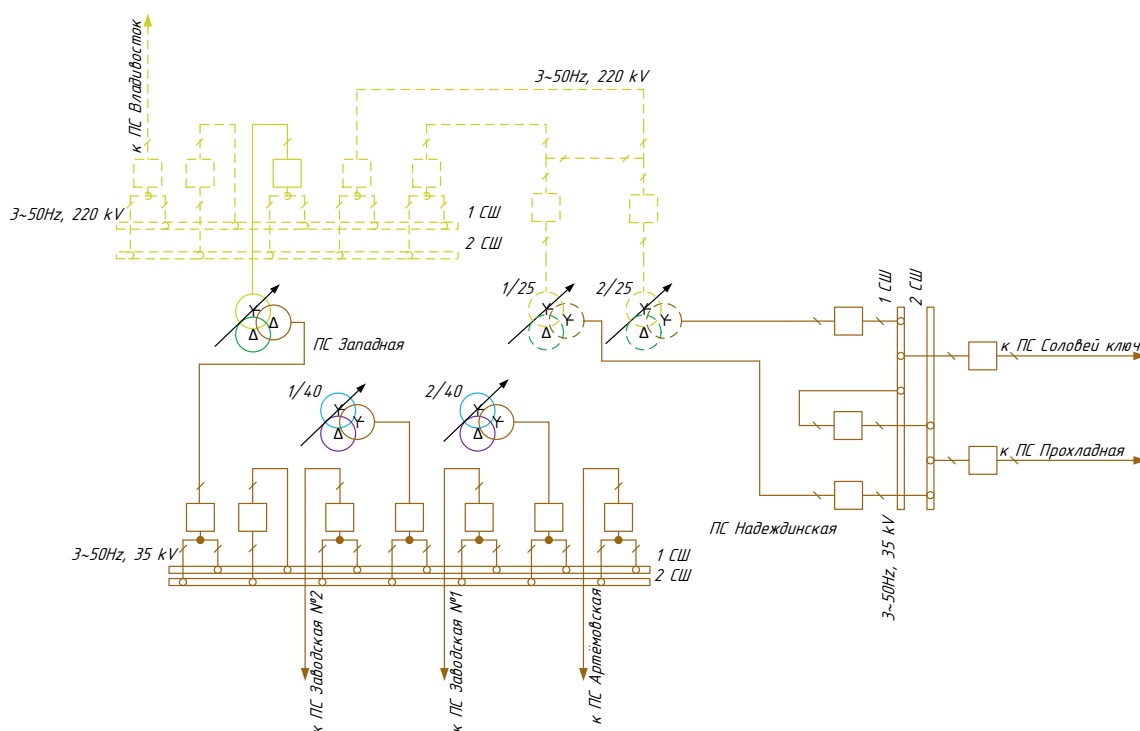


Рисунок 14 – Электрическая схема варианта 3

Вариант 4. Подключение ПС Надеждинская на напряжение 220 кВ отпайкой к ВЛ 220 кВ Владивосток – Промпарк.

Поскольку в данном варианте подстанция 220 кВ Надеждинская является ответвительной, для её реализации выбирается схема 4Н — «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». Схема варианта 4 приведена на рисунке 15.

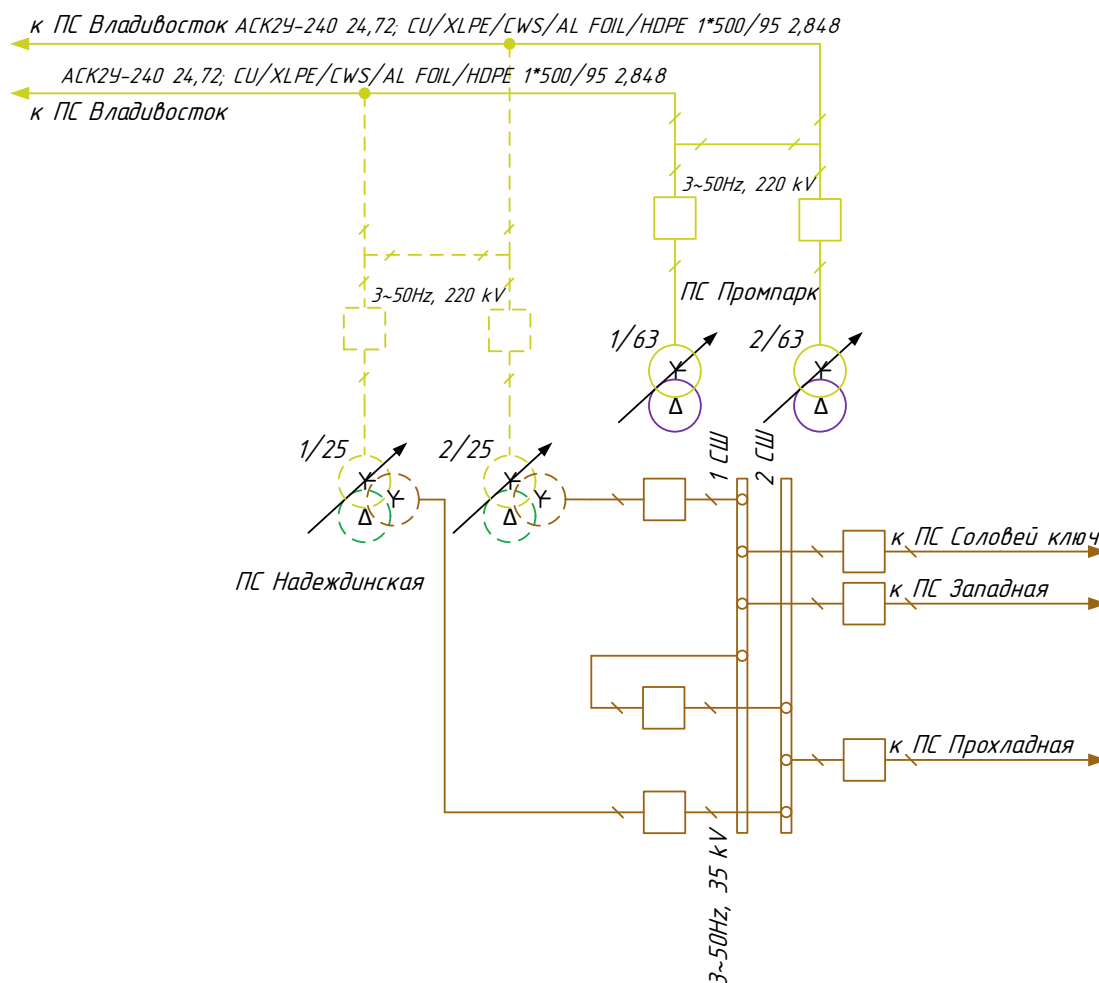


Рисунок 15 – Электрическая схема варианта 4

3.3 Техничко-экономическое сравнение вариантов

Для обоснованного выбора варианты конфигурации электрических сетей с одинаковыми классами напряжения сравниваются по количественным показателям, непосредственно влияющим на капиталовложения и последующие затраты на эксплуатацию сети, к числу таких показателей относятся:

- а) общая длина трассы линий электропередачи;
- б) протяжённость линий, рассчитанная в одноцепном исполнении;
- в) общее количество ячеек высоковольтных выключателей на подстанциях сети напряжением 110 (35) – 220 кВ включительно [10].

Технико-экономическое сравнение вариантов конфигурации сети сведено в таблицу 20.

Таблица 20 – Технико-экономическое сравнение вариантов конфигурации сети

Вариант	Название линии	Кол-во Q, шт	Длина трассы, км	Кол-во цепей	Длина линии, км
1	ВЛ 220 кВ Промпарк – Надеждинская	7	5	2	10
2	ВЛ 220 кВ Промпарк – Надеждинская	11	5	1	5
	ВЛ 220 кВ Западная – Надеждинская		10	1	10
3	ВЛ 220 кВ Западная – Надеждинская	6	10	2	20
4	ВЛ 220 кВ Владивосток - Промпарк с отп, на Надеждинская II цепь	2	6	2	12

Как видно из таблицы, вариант 1 более выгодный по длине линии. Вариант 2 и 3 будут являться самыми дорогими, так как потребуют больших затрат на сооружение и обслуживание линий, выключателей и т.д. Вариант 4 является более выгодным по количеству выключателей, которые будут добавлены в схему, но одновременно с этим длина линии немного больше по сравнению с 1 вариантом.

Принимаем к исполнению 4 вариант конфигурации сети.

3.4 Выбор сечений проводников

На воздушных линиях электропередачи (ВЛ) применяются исключительно сталеалюминиевые провода марки АС, которые маркируются согласно требованиям ГОСТ 839—2019. Выбор сечения проводов осуществляется на основе метода экономических интервалов токовых нагрузок с учетом полного перечня доступных сечений, после чего проводится проверка допустимого нагрева в аварийных режимах [10].

Если необходимо проложить две линии по одной трассе, предпочтение отдадут установке двухцепных опор, поскольку это более экономичное решение, и оно обеспечивает требуемый уровень надежности электроснабжения для потребителей I категории. Для воздушных линий напряжением от 35 до 110 кВ, а также для одноцепных ВЛ до 330 кВ, преимущественно применяются

железобетонные опоры. В случае двухцепных линий напряжением 220 кВ используются как железобетонные, так и стальные опоры.

Определяем максимальный ток, который будет протекать по линии напряжением 220 кВ:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P_{max}^2 + Q_{max}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{ц}}, \quad (11)$$

где P_{max} – максимальная активная мощность, проходящая по линии в зимний период;

Q_{max} – максимальная реактивная мощность, проходящая по линии в зимний период;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети;

$n_{ц}$ – количество цепей.

$$I_{max} = \frac{\sqrt{53,79^2 + 14,83^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} = 73,214 \text{ А.}$$

Расчётное значение тока будет находиться по формуле:

$$I_{расч} = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T, \quad (12)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий увеличение нагрузки по годам эксплуатации, принимаем данный коэффициент равным 1,05;

α_T – коэффициент, зависящий от числа часов использования наибольшей нагрузки, принимаем равным 1,3.

$$I_{расч} = 73,214 \cdot 1,05 \cdot 1,3 = 99,94 \text{ А.}$$

Для подключения ПС 220 кВ Надеждинская к сети напряжение 220 кВ, основываясь на информацию о районе по гололёду, классе напряжения и количестве цепей выбираем сталеалюминевый провод марки АС-240/32, длительно допустимый ток которого равен $I_{ддтн} = 605$ А при температуре 25 С°. Провод выбран для установки на стальных опорах.

Так же, учитывая местоположение подстанции, необходимо проложить кабельную линию протяжённостью 2 км. Выбираем алюминиевый одножильный кабель с изоляцией жилы, выполненной из сплавленного полиэтилена АПвП2г 1х300 с длительно допустимой токовой нагрузкой $I_{ддтн} = 455$ А при прокладке в земле на глубине 1,5 м при температуре 25 С°. Кабели расположены в плоскости на расстоянии метра друг от друга, экраны соединены и заземлены с двух сторон. Осуществим проверку выбранных провода и кабеля по длительно допустимой токовой нагрузке. Для проверки провода необходимо отключить один из элементов сети, определить ток, протекающий по линии в послеаварийном режиме и сравнить его с длительно допустимой токовой нагрузкой для выбранного провода. Если рассчитанное в послеаварийном режиме значение тока меньше длительно допустимого, то провод выбран верно. Так как в данном случае линия является двухцепной, то послеаварийным режимом является отключение одной из цепей.

$$I_{\frac{\Pi}{ав}} = \frac{\sqrt{P_{max}^2 + Q_{max}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot (n_{ц} - 1)}, \quad (13)$$

$$I_{\frac{\Pi}{ав}} = \frac{\sqrt{53,79^2 + 14,83^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot (2 - 1)} = 146,429 \text{ А.}$$

Как видно из расчёта, значение тока в послеаварийном режиме меньше значения длительно допустимой токовой нагрузки. Следовательно, провод был выбран верно.

4 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

4.1 Общие сведения

Коротким замыканием называют всякое не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в системах с заземленными нейтралью (или четырехпроводных) — также замыкание одной или нескольких фаз на землю (или на нулевой провод).

При возникновении короткого замыкания в электрической системе сопротивление цепи уменьшается (степень уменьшения зависит от положения точки короткого замыкания в системе), что приводит к увеличению токов в отдельных ветвях системы по сравнению с токами нормального режима. В свою очередь это вызывает снижение напряжений в системе, которое особенно велико вблизи места короткого замыкания.

В трехфазных системах с заземленной нейтралью различают следующие основные виды коротких замыканий в одной точке:

- трехфазное;
- двухфазное;
- однофазное;
- двухфазное на землю, т. е. замыкание между двумя фазами с одновременным замыканием той же точки на землю.

Трехфазное короткое замыкание является симметричным, так как при нем все фазы остаются в одинаковых условиях. Напротив, все остальные виды коротких замыканий являются несимметричными поскольку при каждом из них фазы находятся, уже в неодинаковых условиях, поэтому системы токов и напряжений при этих видах короткого замыкания в той или иной мере искажены.

Расчет желательно выполнить в относительных единицах. Расчетный вид КЗ - трехфазное короткое замыкание, по которому проверяются электродинамическая устойчивость выключателей, а также термическая устойчивость токоведущих частей электроустановок и аппаратов [9].

Расчет токов короткого замыкания следует производить с учетом индивидуального затухания периодической составляющей тока короткого замыкания от отдельных источников, находящихся на различном удалении от места короткого замыкания.

4.2 Составление схемы замещения

Расчетными точками короткого замыкания принимаются сборные шины РУ-6(10) кВ и РУ-220-110(35) кВ проектируемой подстанции или шины всех РУ электростанции. Расположение точек КЗ на подстанции приведено на рисунке 16.

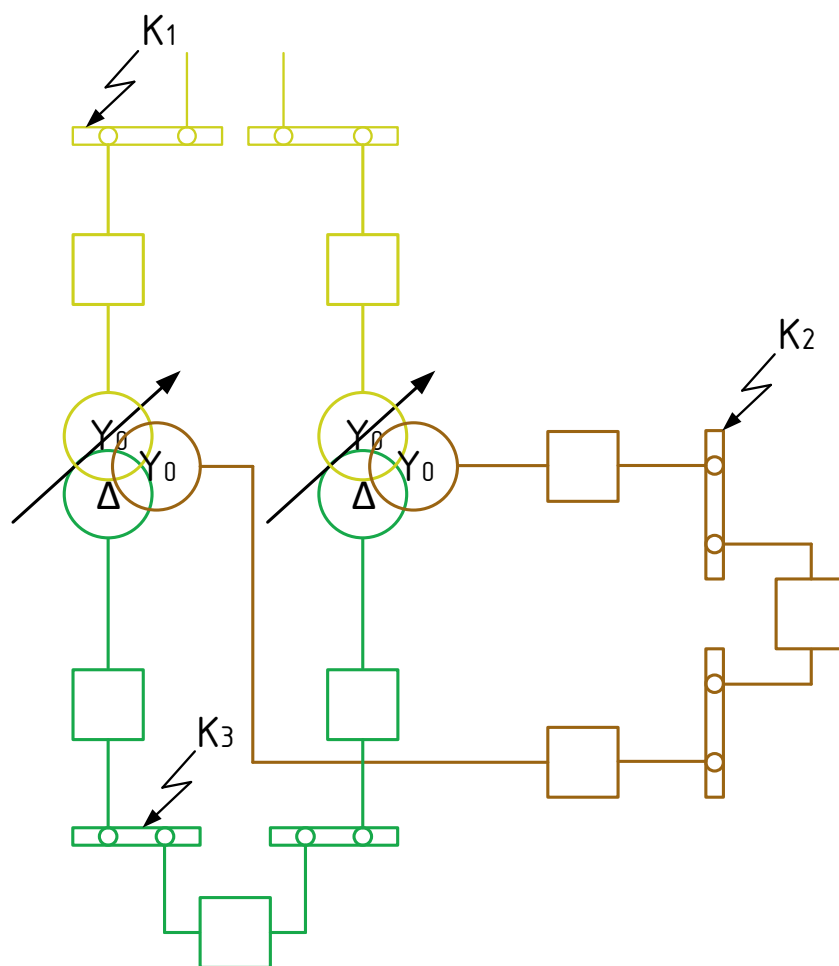


Рисунок 16 – расположение точек КЗ

При расчёте токов короткого замыкания в большинстве случаев пренебрегают активными сопротивлениями и проводимостями компонентов, включённых в эквивалентную схему, а также не учитывают углы сдвига фаз между векторами ЭДС источников питания [13].

Для построения эквивалентной схемы исследуемой электрической системы достаточно определить индуктивные сопротивления всех её элементов, а также значения ЭДС тех источников, которые питают участок, где произошло короткое замыкание. Сопротивления, полученные в процессе преобразования схемы, обозначаются порядковыми номерами. При расчёте сопротивлений отдельных компонентов, таких как воздушные линии или реакторы, необходимо использовать номинальное среднее напряжение, соответствующее месту установки оборудования. Это значение выбирается из стандартного ряда: 6,3; 10,5; 13,8; 15,75; 18; 20; 24; 27; 37; 115; 154; 230; 340; 515; 770; 1175 кВ.

Схема замещения для расчёта токов КЗ представлена на рисунке 17.

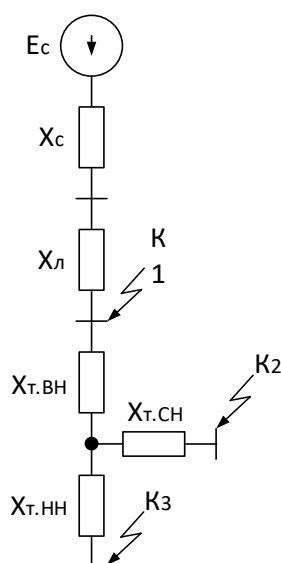


Рисунок 17 – Расчётная схема замещения для подстанции

4.3 Определение параметров элементов схемы замещения

Расчёт токов короткого замыкания будет производиться приближённым методом в относительных единицах.

ЭДС системы $E_{*C} = 1$ в относительных единицах. Задаём следующие базисные величины: $S_6 = 1000$ МВА; $U_{61} = 230$ кВ; $U_{62} = 37$ кВ; $U_{63} = 6,3$ кВ.

Сопротивление системы определяется по формуле:

$$X_{*C} = \frac{S_6}{S_{K3,C}} \text{ о.е.}, \quad (14)$$

где $S_{K3,C}$ – мощность КЗ системы.

$$X_{*C} = \frac{1000}{5059} = 0,198 \text{ о.е.}$$

Сопротивление линии:

$$X_{*Л} = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} \text{ о.е.}, \quad (15)$$

где X_0 – погонное сопротивление линии;

L – длина линии.

Линия выполнена из нескольких марок проводов, найдём сопротивления для каждого участка и определим суммарное сопротивление линии.

$$X_{*Л.АС-240} = 0,435 \cdot 4 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,033 \text{ о.е.},$$

$$X_{*Л.АСК-240} = 0,435 \cdot 21 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,173 \text{ о.е.},$$

$$X_{*Л.АПВП2Г} = 0,19 \cdot 2 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,007 \text{ о.е.},$$

$$X_{*Л} = X_{*Л.АС-240} + X_{*Л.АСК-240} + X_{*Л.АПВП2Г} = 0,213 \text{ о.е.} \quad (16)$$

Справочные данные трансформатора ТДТН-40000/220, необходимые для расчёта его сопротивления сведены в таблицу 21.

Таблица 21 – Справочные данные ТДТН-40000/220

Мощность трансформатора, МВА	Напряжение КЗ U_k , %		
	В-С	В-Н	С-Н
40	12,5	22	9,5

Сопротивление обмоток трансформатора определяются по формуле:

$$X_{*T} = \frac{U_k \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{T.ном}} \text{ о.е.}, \quad (17)$$

Напряжение КЗ в паспортных данных трансформатора даётся между двумя обмотками трансформатора. Определим напряжение КЗ для каждой обмотки по формуле:

$$\begin{cases} U_{kB} = 0,5 \cdot (U_{k.BC} + U_{k.BH} - U_{k.CH}) \\ U_{kC} = 0,5 \cdot (U_{k.BC} + U_{k.CH} - U_{k.BH}) \\ U_{kH} = 0,5 \cdot (U_{k.BH} + U_{k.CH} - U_{k.BC}) \end{cases} \text{ о.е.}, \quad (18)$$

$$U_{kB} = 0,5 \cdot (12,5 + 22 - 9,5) = 12,5 \%,$$

$$U_{kC} = 0,5 \cdot (12,5 + 9,5 - 22) = 0 \%,$$

$$U_{kH} = 0,5 \cdot (22 + 9,5 - 12,5) = 9,5 \%.$$

Теперь по формуле 17 определяем сопротивления обмоток трансформатора.

$$X_{*Т.В} = \frac{12,5 \cdot 1000}{100 \cdot 40} = 3,125 \text{ о.е.},$$

$$X_{*Т.С} = \frac{0 \cdot 1000}{100 \cdot 40} = 0 \text{ о.е.},$$

$$X_{*Т.Н} = \frac{9,5 \cdot 1000}{100 \cdot 40} = 2,375 \text{ о.е.}$$

Определяем базисные токи по формуле:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \text{ кА}, \quad (19)$$

$$I_{61} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,51 \text{ кА.}$$

$$I_{62} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,604 \text{ кА.}$$

$$I_{63} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,643 \text{ кА.}$$

4.4 Расчёт токов короткого замыкания

Определим ток короткого замыкания в точке К1. Расчётная схема замещения для точки К1 приведена на рисунке 18.

Проведём преобразование:

$$X_{*1} = X_{*С} + X_{*Л} \text{ о.е.}, \quad (20)$$

$$X_{*1} = 0,198 + 0,213 = 0,41 \text{ о.е.}$$

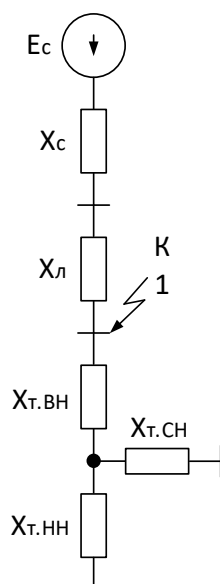


Рисунок 18 – Расчётная схема замещения для точки К1

Расчётная схема преобразования приведена на рисунке 19.

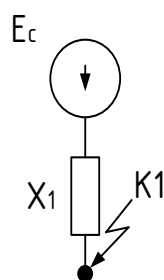


Рисунок 19 – Первое преобразование схемы замещения для точки К1

Действующее значение периодической составляющей тока трёхфазного КЗ в месте его возникновения определяется как сумма токов, проходящих по всем ветвям схемы. Следовательно, в первую очередь необходимо рассчитать ток, протекающий через каждую отдельную ветвь, используя соответствующую формулу:

$$I_{\text{по}i} = \frac{E_i}{X_i} \cdot I_{\text{с}} \text{ кА}, \quad (21)$$

$$I_{п0.с.К1} = \frac{1}{0,41} \cdot 2,51 = 6,116 \text{ кА.}$$

Ударный ток трёхфазного КЗ в начальный момент времени определяется по формуле:

$$I_{уд.i} = \sqrt{3} \cdot I_{п0i} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_{ai}}}\right) \quad (22)$$

Где T_{ai} – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ (сек); Для системы принимаем равным $T_{ac} = 0,03 \text{ с.}$

$$I_{уд.с.К1} = \sqrt{3} \cdot 6,116 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,03}}\right) = 14,847 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ определяется по формуле 32.

$$I_{a0.i} = \sqrt{2} \cdot I_{п0i} \quad (23)$$

$$I_{a0.с.К1} = \sqrt{2} \cdot 6,116 = 8,649 \text{ кА.}$$

Для точек К2 и К3 проводится аналогичный расчёт. Сведём полученные значения трёхфазных токов КЗ в таблицу 22.

Таблица 22 – Токи трёхфазного КЗ

Точка КЗ	$I_{п0}$, кА	$I_{уд}$, кА	I_{a0} , кА
К1	6,116	14,847	8,649
К2	4,414	10,714	6,242
К3	15,505	37,64	21,928

Данные токи будут использованы в дальнейшем при выборе и проверке оборудования.

5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

5.1 Выбор и проверка выключателей

Для каждого класса напряжения рассчитаем протекающие по оборудованию максимальные рабочие токи. Максимальный рабочий ток определяется по формуле:

$$I_{max.p} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (24)$$

Максимальный рабочий ток на стороне ВН:

$$I_{max.p.ВН} = \frac{40 \cdot 10^6 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3} = 146,96 \text{ А},$$

$$I_{max.p.СН} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10^3} = 659,83 \text{ А},$$

$$I_{max.p.НН} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 10^3} = 3849 \text{ А}.$$

Выключатель выбирается по номинальному напряжению и длительному номинальному току. Предварительно по максимальным рабочим токам и напряжениям выбираем выключатель ВЭБ-УЭТМ-220 УХЛ1. Проверка выключателей производится по отключающей способности, термической и динамической устойчивости к токам КЗ.

При проверке на термическую стойкость должно выполняться условие:

$$I_{Тер}^2 \cdot t_{Тер} \geq B_K \quad (25)$$

где $I_{Тер}$ – ток термической стойкости реактора, кА;

$t_{\text{тер}}$ – время тока термической стойкости реактора, с;

B_K – тепловой импульс КЗ, характеризующий количество тепла, выделяющегося в аппарате и проводнике за время отключения.

$$B_K = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (26)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время выключения выключателя, складываемое из собственного времени отключения выключателя и ступени селективности.

$$B_K = 6,116^2 \cdot (2,5 + 0,04) = 96,135 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$7500 \geq 96,135 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выключатель проходит проверку по термической стойкости.

Сравнение расчётных и каталожных данных для выключателя 220 кВ приведено в таблице 23.

Таблица 23 – Выключатель ВЭБ-УЭТМ-220-50/2500 УХЛ1

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{мах}} = 146,96 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}}$
$I_{\text{откл.ном}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 6,116 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{п0}}$
$I_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 6,116 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$
$i_{\text{пр.скв}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 14,847$	$i_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 96,135 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_K$
$I_{\text{вкл}} = 125 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 6,116 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{п0}}$

Элегазовый баковый выключатель ВЭБ-УЭТМ-220-50/2500 на номинальное напряжение 220 кВ прошёл проверку по всем показателям и принимается к установке.

Предварительно принимаем к установке на ОРУ 35 кВ вакуумный выключатель ВВН-СЭЩ-35-25/1000 УХЛ1.

$$B_K = I_{п0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a)$$

$$B_K = 4,414^2 \cdot (2,065 + 0,02) = 40,616 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{Тер}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$1875 \geq 40,616 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Сравнение расчётных и каталожных данных для выключателя 35 кВ приведено в таблице 24.

Таблица 24 – Выключатель ВВН-СЭЩ-35-25/1000 УХЛ1

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 659,83 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$
$I_{\text{откл.ном}} = 25 \text{ кА}$	$I_{п0} = 4,414 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{п0}$
$I_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$	$I_{п0} = 4,414 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{п0}$
$i_{\text{пр.скв}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 10,714$	$i_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 40,616 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_K$
$I_{\text{вкл}} = 63 \text{ кА}$	$I_{п0} = 4,414 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{п0}$

На стороне НН принимаем к установке КРУ серии D-12P «Классика» на номинальный ток 4000 А. Оборудование рекомендуемое в шкафах КРУ к установке заводом изготовителя приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Оборудование устанавливаемое в шкафах КРУ

Оборудование	Марка
Вакуумный выключатель	ISM/TEL – 10 (BB/TEL) VD-4 Evolis LF Sion
Трансформатор тока	ТОЛ-10 ТЛО-10 ТПУ-4
Трансформатор напряжения	НОЛП-6 ЗНОЛП-6(10) НАМИ НАЛИ-СЭЩ-6(10)
ОПН	ОПН-КР/TEL ОПН-ТР/TEL
ТСН	ТЛС-25 ТЛС-40 ТЛС-63 ТЛС-100

В КРУ принимаем к установке вакуумный выключатель ВВ СНС 10-4000 У2 на номинальный ток 4000 А. Сведём в таблицу 26 сравнение расчётных и каталожных данных.

Таблица 26 – Вводной выключатель ВВ СНС 10-4000 У2

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 3849 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$
$I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 15,505 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{п0}}$
$I_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 15,505 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$
$i_{\text{пр.скв}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 37,64 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 385,865 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$I_{\text{вкл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 15,505 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{п0}}$

Для секционного выключателя принимаем к установке вакуумный выключатель ВВ СНС 10-2000 У2, а для отходящих фидеров ВВ СНС 10-1250 У2. Данные сведены в таблицу 27.

Таблица 27 – Выключатель ВВ СНС 10 У2

Паспортные данные		Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$		$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
ВВ СНС 10-2000 У2	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 1924,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$
ВВ СНС 10-1250 У2	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 320,75 \text{ А}$	
$I_{\text{откл.ном}} = 31,5 \text{ кА}$		$I_{\text{п0}} = 15,505 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{п0}}$
$I_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$		$I_{\text{п0}} = 15,505 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$
$i_{\text{пр.скв}} = 31,5 \text{ кА}$		$I_{\text{уд}} = 37,64 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$		$B_{\text{к}} = 385,865 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$I_{\text{вкл}} = 20 \text{ кА}$		$I_{\text{п0}} = 15,505 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{п0}}$

Все предварительно выбранные выключатели проходят проверку и принимаются к установке.

5.2 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей, отделителей и короткозамыкателей производится так же, как и выключателей, но без проверок на отключающую способность, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током.

На ОРУ 220 кВ принимаем к установке разъединитель РПД-УЭТМ-220/1250 УХЛ1. Проверяем выбранный разъединитель по термической и электродинамической устойчивости и сводим данные в таблицу 28.

Таблица 28 – Разъединитель РПД-УЭТМ-220/1250 УХЛ1

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 146,96 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$
$I_{\text{пр.скв}} = 64 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 14,847 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{уд}}$
Главные ножи		
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{К}} = 96,135 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{К}}$
Заземляющие ножи		
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{К}} = 96,135 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{К}}$

На ОРУ 35 кВ принимаем к установке разъединители РГП-СЭЩ-35/1000 УХЛ1. Проверяем разъединитель и сводим данные в таблицу 29.

Таблица 29 – Разъединитель РГП-СЭЩ-35/1000 УХЛ1

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 659,83 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$
$I_{\text{пр.скв}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 10,714 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{уд}}$
Главные ножи		
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{К}} = 40,616 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{К}}$
Заземляющие ножи		
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{К}} = 40,616 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{К}}$

Выбранные разъединители проходят проверку и принимаются к установке.

5.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

В выбранном выключателе встроен трансформатор тока ТВГ-220. Проведём его проверку. Подключаемые к трансформатору тока 220 кВ приборы приведены в таблице 30.

Таблица 30 – Приборы подключаемые к трансформатору тока 220 кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность, ВА по фазам		
		А	В	С
Амперметр	НЕВА СПЗ 2AR	0,1	0,1	0,1
Ваттметр				
Варметр				
Счётчик АЭ и РЭ				
Итого		0,1	0,1	0,1

Для обеспечения заданного класса точности должно выполняться условие:

$$Z_{2.Ном} \geq r_{пров} + r_{приб} + r_{конт} \quad (27)$$

где $r_{пров}$ – сопротивление проводов;

$r_{приб}$ – сопротивление приборов;

$r_{конт}$ – сопротивление контактов, принимаемое равным 0,1 Ом.

Определяем сопротивление приборов по формуле 48.

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2.Ном}^2} \quad (28)$$

$$r_{приб} = \frac{0,1}{5^2} = 0,004 \text{ Ом.}$$

Сопротивление вторичной обмотки определим по формуле:

$$Z_{2.Ном} = \frac{S_{2.Ном}}{I_{2.Ном}^2} \quad (29)$$

$$Z_{2.Ном} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом.}$$

Сопротивление провода определим из выражения 47:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2.Ном} - (r_{\text{приб}} + r_{\text{конт}}) \quad (30)$$

$$r_{\text{пров}} = 0,4 - (0,004 + 0,05) = 0,346 \text{ Ом.}$$

Минимальное сечение соединительных проводов должны быть 2,5 мм² и для медных и 4 мм² для алюминиевых проводов. Максимальные сечения соответственно составляют 6 и 10 мм².

Минимальное сечение проводов определим по формуле:

$$S_{min} = \frac{l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}} \cdot \gamma} \quad (31)$$

где $l_{\text{расч}}$ – расчётная длина соединительных проводов; данные для проводов различных номинальных напряжений приведены в таблице 31.

$$\gamma = 54 \frac{\text{М}}{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2} - \text{для меди;}$$

$$\gamma = 32 \frac{\text{М}}{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2} - \text{для алюминия.}$$

$$S_{min} = \frac{100}{0,346 \cdot 32} = 9,03 \text{ мм}^2.$$

Таблица 31 – Длина соединительных проводов

Наименование присоединения	Длина соединительных проводов, м
Цепи РУ 220 кВ	100, 150
Цепи РУ 35 кВ	60, 75
Линии 6 кВ к потребителям	4, 6

Берём с запасом четырёхжильный кабель АКРВГ сечением 10 мм².

Пересчитываем сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = \frac{l_{\text{расч}}}{S_{\text{min}} \cdot \gamma} \quad (32)$$

$$r_{\text{пров}} = \frac{100}{10 \cdot 32} = 0,313 \text{ Ом.}$$

Таким образом получаем:

$$Z_{2.\text{Расч}} = 0,004 + 0,313 + 0,05 = 0,367 \text{ Ом.} \quad (33)$$

$$0,4 \geq 0,367 \text{ Ом.}$$

Условие выполняется.

Сопоставление каталожных и расчётных данных приведено в таблице 32.

Таблица 32 – Каталожные и расчётные данные трансформаторов тока ТВГ-220-0,5/10Р-200/5 УХЛ1

Паспортные данные	Расчётные данные	Условие выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{ном}} = 200 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 146,96 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$

1	2	3
$K_{\text{ТТ}} = \frac{I_1}{I_2} = \frac{200}{5} = 40$		
Класс точности 0,5		
$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 14,847 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 102,016 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_K$
$Z_{2.\text{Ном}} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{2.\text{Расч}} = 0,367 \text{ Ом}$	$Z_{2.\text{Ном}} \geq Z_{2.\text{Расч}}$

Из расчётных данных видно, что трансформатор тока ТВГ-220-0,5/0,5/10Р-200/5 УХЛ1 удовлетворяет всем условиям.

По аналогии выбираем трансформаторы тока на остальные классы напряжения. Приборы подключенный к ТТ на стороне СН приведены в таблице 33.

Таблица 33 – Приборы подключаемые к трансформатору тока 35 кВ

Прибор	Цепь	Тип	Потребляемая мощность, ВА по фазам		
			А	В	С
Амперметр	Ввод 35 кВ	НЕВА СПЗ 2AR	0,1	0,1	0,1
Ваттметр					
Варметр					
Счётчик АЭ и РЭ					
Амперметр	Секционный выключатель	СА3021-5	4	-	4
Амперметр	Отходящие линии 35 кВ	НЕВА СПЗ 2AR	0,1	0,1	0,1
Счётчик АЭ и РЭ					

$$r_{\text{приб}} = \frac{4}{5^2} = 0,16 \text{ Ом.}$$

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

Сопротивление провода определим из выражения 47:

$$r_{\text{пров}} = 0,8 - (0,16 + 0,05) = 0,59 \text{ Ом.}$$

Минимальное сечение проводов определим по формуле:

$$S_{\min} = \frac{103,923}{0,59 \cdot 54} = 3,262 \text{ мм}^2.$$

В данном случае ТТ соединён в неполную звезду, потому:

$$l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 60 = 103,923 \text{ м.} \quad (34)$$

Берём с запасом четырёхжильный кабель КВВГ сечением 4 мм².

Пересчитываем сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = \frac{103,923}{4 \cdot 54} = 0,481 \text{ Ом.}$$

Таким образом получаем:

$$Z_{2.Расч} = 0,16 + 0,54 + 0,05 = 0,691 \text{ Ом.} \quad (35)$$

$$0,8 \geq 0,691 \text{ Ом.}$$

Условие выполняется.

Сопоставление каталожных и расчётных данных приведено в таблице 34.

Таблица 34 – Каталожные и расчётные данные трансформаторов тока ТОЛ-СЭЩ-35-0,5/10Р-750/5 УХЛ1

Паспортные	Расчётные данные	Условие выбора
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
Вводной		
$I_{\text{ном}} = 750 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 659,83 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$
$K_{\text{ТТ}} = \frac{I_1}{I_2} = \frac{750}{5} = 50$		
Секционный		
$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 329,914 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$
$K_{\text{ТТ}} = \frac{I_1}{I_2} = \frac{400}{5} = 80$		
Класс точности 0,5		
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 10,714 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{К}} = 40,616 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{К}}$
$Z_{2.\text{ном}} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_{2.\text{расч}} = 0,691 \text{ Ом}$	$Z_{2.\text{ном}} \geq Z_{2.\text{расч}}$
Отходящие линии		
$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 219,943 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$
$K_{\text{ТТ}} = \frac{I_1}{I_2} = \frac{300}{5} = 60$		
Класс точности 0,5		
$I_{\text{дин}} = 78,8 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 13,427 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{К}} = 40,616 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{К}}$
$Z_{2.\text{ном}} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_{2.\text{расч}} = 0,691 \text{ Ом}$	$Z_{2.\text{ном}} \geq Z_{2.\text{расч}}$

Из расчётных данных видно, что выбранные трансформаторы тока удовлетворяют всем условиям.

В КРУ 6 кВ будет устанавливаться ТОЛ-10(6)-0,5/10Р-2000/5 У2. Приборы, подключаемые к ТТ на 6 кВ приведены в таблице 35.

Таблица 35 – Приборы подключаемые к трансформатору тока 6 кВ

Прибор	Цепь	Тип	Потребляемая мощность, ВА по фазам		
			А	В	С
Амперметр	Ввод 6 кВ	НЕВА СПЗ 2AR	0,1	0,1	0,1
Ваттметр					
Варметр					
Счётчик АЭ и РЭ					
Амперметр	Секционный выключатель	СА3021-5	4	-	4
Амперметр	Отходящие линии 6 кВ	НЕВА СПЗ 2AR	0,1	0,1	0,1
Счётчик АЭ и РЭ					

$$r_{\text{приб}} = \frac{4}{5^2} = 0,16 \text{ Ом.}$$

$$Z_{2.\text{Ном}} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом.}$$

Сопротивление провода определим из выражения 47:

$$r_{\text{пров}} = 0,4 - (0,16 + 0,05) = 0,19 \text{ Ом.}$$

Минимальное сечение проводов определим по формуле:

$$S_{\text{min}} = \frac{10,39}{0,19 \cdot 54} = 1,013 \text{ мм}^2.$$

В данном случае ТТ соединён в неполную звезду, потому:

$$l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 6 = 10,39 \text{ м.} \quad (36)$$

Берём с запасом четырёхжильный кабель КВВГ сечением 2,5 мм².

Пересчитываем сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = \frac{10,39}{2,5 \cdot 54} = 0,077 \text{ Ом.}$$

Таким образом получаем:

$$Z_{2.\text{расч}} = 0,077 + 0,19 + 0,05 = 0,287 \text{ Ом.} \quad (37)$$

$$0,4 \geq 0,287 \text{ Ом.}$$

Условие выполняется.

Сопоставление каталожных и расчётных данных приведено в таблице 36.

Таблица 36 – Каталожные и расчётные данные трансформаторов тока ТОЛ-10(6)-0,5/10Р-2000/5 У2

Паспортные данные	Расчётные данные	Условие выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
Вводной		
$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{мах}} = 3849 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}}$
$K_{\text{ТТ}} = \frac{I_1}{I_2} = \frac{4000}{5} = 800$		
Класс точности 0,5		
$I_{\text{дин}} = 152,5 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 37,64 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 3721 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{К}} = 385,865 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{К}}$
$Z_{2.\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{2.\text{расч}} = 0,287 \text{ Ом}$	$Z_{2.\text{ном}} \geq Z_{2.\text{расч}}$
Секционный		
$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{мах}} = 1924,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}}$

1	2	3
$K_{TT} = \frac{I_1}{I_2} = \frac{2000}{5} = 400$		
Класс точности 0,5		
$I_{дин} = 102 \text{ кА}$	$I_{уд} = 37,64 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 385,865 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
$Z_{2.Ном} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{2.Расч} = 0,287 \text{ Ом}$	$Z_{2.Ном} \geq Z_{2.Расч}$
Отходящие линии		
$I_{Ном} = 400 \text{ А}$	$I_{max} = 320,75 \text{ А}$	$I_{Ном} \geq I_{max}$
$K_{TT} = \frac{I_1}{I_2} = \frac{400}{5} = 80$		
Класс точности 0,5		
$I_{дин} = 81 \text{ кА}$	$I_{уд} = 37,64 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 385,865 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
$Z_{2.Ном} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{2.Расч} = 0,287 \text{ Ом}$	$Z_{2.Ном} \geq Z_{2.Расч}$

Из расчётных данных видно, что трансформатор тока ТОЛ-10(6)-0,5/10Р-2000/5 У2 удовлетворяет всем условиям.

5.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин РУ 220 кВ. Нагрузка и приборы сведены в таблицу 37.

Таблица 37 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на стороне 220 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, ВА	Кол-во катушек	Суммарная мощность катушки, ВА
Вольтметр	НЕВА СПЗ 2AR	2	10	1	20
Ваттметр		2	10	2	40
Частотометр		2	10	2	40
Варметр	НЕВА СПЗ 2AR	2	10	2	40
Счётчик АЭ и РЭ		3	10	2	60
Итого					200

Должно выполняться условие:

$$S_{2.Ном} \geq S_{2.Расч} \quad (38)$$

В таблице 38 приведены каталожные и расчётные данные.

Таблица 38 – Расчётные и каталожные данные ТН НАМИ-220-0,5/3/0,5 УХЛ1

Паспортные	Расчётные данные	Условие выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
Класс точности 0,5		
$S_{2.Ном} = 250 \text{ ВА}$	$S_{2.Расч} = 200 \text{ ВА}$	$Z_{2.Ном} \geq Z_{2.Расч}$

Условия выполняются. Принимаем к установке ЗНОЛ-35 III УХЛ1.

Аналогичным образом проводим выбор и проверку трансформатора напряжения на стороне СН. Предварительно принимается к установке ТН ЗНОЛ-35-0,5/10Р III УХЛ1. Нагрузка и приборы сведены в таблицу 39.

Таблица 39 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на стороне 35 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, ВА	Кол-во катушек	Суммарная мощность катушки, ВА
Вольтметр	НЕВА СПЗ	2	2	1	4
Ваттметр	2AR	2	2	2	8
Варметр	НЕВА СПЗ	2	2	2	8
Счётчик АЭ и РЭ	2AR	3	10	2	60
Итого					80

Должно выполняться условие:

$$S_{2.Ном} \geq S_{2.Расч} \quad (39)$$

В таблице 40 приведены каталожные и расчётные данные.

Таблица 40 – Расчётные и каталожные данные ТН ЗНОЛ-35-0,5/10Р III УХЛ1

Паспортные	Расчётные данные	Условие выбора
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
Класс точности 0,5		
$S_{2.Ном} = 160 \text{ ВА}$	$S_{2.Расч} = 80 \text{ ВА}$	$Z_{2.Ном} \geq Z_{2.Расч}$

Условия выполняются. Принимаем к установке ЗНОЛ-35-0,5/10Р III УХЛ1.

Аналогичным образом проводим выбор и проверку трансформатора напряжения на стороне НН. Предварительно принимается к установке ЗНОЛП-6-0,5/10Р У2. Нагрузка от приборов на стороне НН приведена в таблице 41.

Таблица 41 – Нагрузка от приборов на стороне НН

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, ВА	Кол-во катушек	Суммарная мощность катушки, ВА
Вольтметр	НЕВА	1	2	1	4
Ваттметр	СПЗ 2AR	1	2	2	8
Варметр	НЕВА	1	2	2	8
Счётчик АЭ и РЭ	СПЗ 2AR	8	10	2	160
Итого					180

В таблице 42 приведены каталожные и расчётные данные.

Таблица 42 – Расчётные и каталожные данные ТН ЗНОЛП-6-0,5/10Р У2

Паспортные	Расчётные данные	Условие выбора
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
Класс точности 0,5		
$S_{2.\text{ном}} = 250 \text{ ВА}$	$S_{2.\text{расч}} = 180 \text{ ВА}$	$Z_{2.\text{ном}} \geq Z_{2.\text{расч}}$

Условия выполняются. Принимаем к установке ТН ЗНОЛП-6-0,5/10Р У2.

5.5 Выбор токоведущих частей

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС, гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминевые – несут в основном механическую нагрузку (гололед, ветер, собственный вес проводов). Остальные провода – алюминиевые – являются только токоведущими.

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных

шин приняты расстояния: при 500 кВ – 10 м; 220 кВ – 4 м; 110 кВ – 3 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут на столько сблизится друг с другом, что произойдет их схлестывание.

Предварительно принимаем сечение по длительно допустимому току.

На ОРУ 220 кВ – АС-240/32, так как максимальный рабочий ток на ОРУ 220 кВ $I_{\max} = 146,96$ А, а длительно допустимый для данного сечения $I_{\text{дд}} = 605$ А, следовательно, условие выполняется.

На ОРУ 35 кВ – АС-300/48, так как максимальный рабочий ток на ОРУ 35 кВ $I_{\max} = 659,829$ А, а длительно допустимый для данного сечения $I_{\text{дд}} = 690$ А, следовательно, условие выполняется.

Проверка на термическое действие тока КЗ проводится расчётом минимального сечения:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T} \quad (40)$$

$C_T = 90 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ – для гибких шин АС.

Определяем минимальное сечение для провода АС-240/32.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{96,135}}{90} = 108,943 \text{ мм}^2$$

Минимальное сечение меньше выбранного, следовательно, провод АС-240/32 прошёл проверку на термическое действие тока КЗ.

Определяем минимальное сечение для провода АС-300/48.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{40,616}}{90 \cdot 10^{-3}} = 70,812 \text{ мм}^2$$

Минимальное сечение меньше выбранного, следовательно, провод АС-300/48 прошёл проверку на термическое действие тока КЗ.

Для гибких проводов, применяемых при напряжении 35 кВ и выше, необходимо учитывать условия возникновения коронного разряда. При высокой напряженности электрического поля вокруг проводника может возникать корона — разряд, сопровождающийся характерным свечением и потрескиванием. Этот процесс вызывает ионизацию воздуха, что приводит к дополнительным энергетическим потерям, генерации электромагнитных волн, создающих радиопомехи, а также к образованию озона, который оказывает негативное воздействие на поверхности контактных соединений. Поэтому грамотный выбор типа проводника должен обеспечивать снижение влияния короны до допустимых пределов.

Проверим гибкую ошиновку на ОРУ 220 кВ.

Разряд в виде короны проявляется при максимальном значении начальной критической напряжённости электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (41)$$

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

r_0 — радиус провода, см.

Для выбранного провода радиус равен 1,08 см

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}}\right) = 31,995 \text{ кВ/см}$$

Для нерасщеплённого провода напряжённость электрического поля около его поверхности определяется по формуле:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (42)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D, \quad (43)$$

где D – расстояние между соседними фазами, см.

Таким образом получаем:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 350 = 441 \text{ см.}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,08 \cdot \lg \frac{441}{1,08}} = 11,689 \text{ кВ/см.}$$

Коронирования проводом не возникнет, если наибольшая напряжённость поля у поверхности любого из проводов не более $0,9E_0$. Следовательно, условие возникновения короны можно записать в виде:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (44)$$

$$1,07 \cdot 11,689 \leq 0,9 \cdot 31,995$$

$$12,508 \leq 28,795$$

Условие выполняется, следовательно, коронный разряд не будет происходить. Выбранное сечение провода для гибкой ошиновки на ОРУ 220 кВ проходит по всем условиям и принимается к установке.

Аналогичным образом проверяем гибкую ошиновку на ОРУ 35 кВ. Радиус провода АС-300/48 равняется 1,205 см. Расстояние между фазами принимаем равным 108 см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,205}}\right) = 31,614 \text{ кВ/см}$$

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 108 = 136,08 \text{ см.}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 35}{1,205 \cdot \lg \frac{136,08}{1,205}} = 2,12 \text{ кВ/см.}$$

$$1,07 \cdot 2,12 \leq 0,9 \cdot 31,614$$

$$2,268 \leq 30,499$$

Условие выполняется, коронный разряд на гибких шинах ОРУ 35 кВ происходить не будет. Принимаем к установке на ОРУ 35 кВ гибкую ошиновку АС-300/48.

Согласно [9], соединение трансформатора с КРУ 6 кВ осуществляется гибким подвесным токопроводом, шинным мостом или закрытым комплектным токопроводом. В РУ 6 кВ применим жёсткую ошиновку.

Выбор шин сводится к определению сечения и их проверке на электродинамическую и термическую устойчивость к токам КЗ. Сечение шин выбирается по длительному току нагрузки $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.мах}}$. К расчету принимается большее сечение. По экономической плотности тока не выбираются сборные шины РУ, цепи резервного питания, цепи шиносоединительного и секционного выключателей.

Проведём выбор и проверку шин на вводе 6 кВ. Предварительно принимаем алюминиевые шины коробчатого сечения АДО 2 (125х55х6,5) мм.

Выбранные шины проверяем по условию нагрева (по допустимому току):

$$I_{max} \leq I_{\text{доп}} , \quad (45)$$

где $I_{\text{доп}}$ – допустимый ток на шины выбранного сечения с учётом поправки при расположении шин плашмя или температуре воздуха, отличной от 25 °С.

Тогда:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.ном}} \cdot \sqrt{\frac{\theta_{\text{доп}} - \theta_0}{\theta_{\text{доп}} - \theta_{0.\text{ном}}}} , \quad (46)$$

где $I_{\text{доп.ном}}$ – допустимый ток, определяемый по таблице 1.3.31 [5], при температуре воздуха $\theta_{0.\text{ном}} = 25$ °С; для алюминиевых шин коробчатого сечения 100х45х6 мм $I_{\text{доп.ном}} = 4640$ А;

$\theta_{\text{доп}}$ – допустимая температура нагрева продолжительного режима, для неизолированных проводов и окрашенных шин, равняется 70 °С при температуре воздуха 25 °С;

θ_0 – действительная температура воздуха.

Таким образом получаем:

$$I_{\text{доп}} = 4640 \cdot \sqrt{\frac{70-38}{70-25}} = 3912,8 \text{ А.}$$

$$3849 \leq 3912,8 .$$

Условие выполняется.

Следующим этапом проверим выбранные шины на термическую устойчивость. При проверке шин на термическую устойчивость должно выполняться условие 47.

$$q_{min} \leq q_{табл} , \quad (47)$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T} , \quad (48)$$

где B_K - тепловой импульс КЗ, характеризующий количество тепла, выделяющегося в аппарате и проводнике за время отключения, рассчитанный ранее;

C_T – функция, значение которой для данного проводника принимается равным $81 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$.

$$q_{min} = \frac{\sqrt{388,269 \cdot 10^6}}{81} = 243,266 \text{ мм}^2.$$

Расчётное сечение выбранной шины $q_{табл} = 2740 \text{ мм}^2$.

$$243,266 \leq 2740$$

Условие 65 выполняется.

Проведём механический расчёт однополосных шин.

Так как у шин коробчатого сечения значение момента инерции значительно больше, чем у шин прямоугольного сечения, в них больше значение частоты собственных колебаний, что позволяет производить расчёт без учёта механических колебаний [9].

Между швеллерами, составляющими шину коробчатого профиля, сила взаимодействия определяется при условии, что коэффициент формы $k_\phi = 1$, $a=h$ и $i_{уд} = i_{уд}/2$. Сила взаимодействия между швеллерами определяется по формуле 49.

$$f = 10^{-7} \cdot \frac{I_{уд}^2}{a} \cdot 0,5, \quad (49)$$

$$f = 10^{-7} \cdot \frac{37640^2}{0,125} \cdot 0,5 = 566,7 \text{ Н/м.}$$

Предполагается, что швеллеры шин по всей длине соединены сваркой, образуя жёсткую конструкцию. В этом случае значение момента сопротивления принимается равным 100 см^3 . Поскольку соединение шин выполнено по всей длине, возникающее в материале напряжение σ под действием силы f считается равным нулю.

Напряжение на материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента определяется по формуле 71.

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{I_{уд}^2 \cdot l^2}{D \cdot W_{\phi}}, \quad (50)$$

где W_{ϕ} – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см^3 , принято равным 100 см^3 .

l – длина пролёта между опорными изоляторами шинной конструкции, м, принимается равным 4 м.

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{37640^2 \cdot 4^2}{0,24 \cdot 100} = 16,359 \text{ МПа.}$$

Для выбранной шины $\sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа}$.

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (51)$$

$$16,359 \leq 40.$$

Условие выполняется. Выбранная шина проходит проверку по всем параметрам.

Сведём выполненные расчёты в таблицу 43.

Таблица 43 – Выбор жёсткой ошиновки 6 кВ

Паспортные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$I_{\text{доп}} = 3912,79 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 3849 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{max}}$
$q_{\text{табл}} = 2740 \text{ мм}^2$	$q_{\text{min}} = 243,266 \text{ мм}^2$	$q_{\text{табл}} \geq q_{\text{min}}$
$\sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{расч}} = 16,359 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$

Проведём выбор и проверку шин в КРУ 6 кВ. Предварительно принимаем однополосные алюминиевые шины прямоугольного сечения МГТ 80х10 мм.

Выбранные шины проверяем по условию нагрева (по допустимому току):

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (52)$$

где $I_{\text{доп}}$ – допустимый ток на шины выбранного сечения с учётом поправки при расположении шин плашмя или температуре воздуха, отличной от 25 °С.

Тогда:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.ном}} \cdot \sqrt{\frac{\theta_{\text{доп}} - \theta_0}{\theta_{\text{доп}} - \theta_{0.\text{ном}}}}, \quad (53)$$

где $I_{\text{доп.ном}}$ – допустимый ток, определяемый по таблице 1.3.31 [5], при температуре воздуха $\theta_{0.\text{ном}} = 25 \text{ °С}$; для медных трёхполосных шин сечением 80х10 мм $I_{\text{доп.ном}} = 3990 \text{ А}$;

$\theta_{\text{доп}}$ – допустимая температура нагрева продолжительного режима, для изолированных проводов и окрашенных шин, равняется 70 °С при температуре воздуха 25 °С;

θ_0 – действительная температура воздуха.

Таким образом получаем:

$$I_{\text{доп}} = 3990 \cdot \sqrt{\frac{70-25}{70-25}} = 3990 \text{ А.}$$

$$3849 \leq 3990 .$$

Условие выполняется.

Следующим этапом проверим выбранные шины на термическую устойчивость. При проверке шин на термическую устойчивость должно выполняться условие:

$$q_{\min} \leq q_{\text{табл}} , \quad (54)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T} , \quad (55)$$

где B_K - тепловой импульс КЗ, характеризующий количество тепла, выделяющегося в аппарате и проводнике за время отключения, рассчитанный ранее;

C_T – функция, значение которой для данного проводника принимается равным $81 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{388,269 \cdot 10^6}}{170} = 115,9 \text{ мм}^2.$$

$$\text{Расчётное сечение выбранной шины } q_{\text{табл}} = 798,1 \text{ мм}^2.$$

$$115,9 \leq 798,1$$

Условие 65 выполняется.

Проверяем шины на механическую прочность. Определим длину пролёта.

Частота собственных колебаний для медных шин определяется по формуле:

$$f_0 = \frac{125,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (56)$$

где l – длина пролёта между изоляторами, м;

J – момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы, см^4 ;

q – поперечное сечение шины, см^2 .

Момент инерции, для трёхполосных шин расположенных вертикально, определим по формуле:

$$J = \frac{h \cdot b^3}{4}, \quad (57)$$

где b – толщина медной шины, см;

h – ширина медной шины, см.

$$J = \frac{1 \cdot 8^3}{4} = 128 \text{ см}^4.$$

Принимая $f_0 = 200$ Гц, определим длину пролёта l :

$$l^2 = \frac{173,2}{f_0^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (58)$$

$$l^2 = \frac{125,2}{200^2} \cdot \sqrt{\frac{128}{7,981}} = 2,507$$

$$l = \sqrt{l^2} = \sqrt{2,507} = 1,583 \text{ м}^2.$$

Примем длину пролёта равной 1,5 м.

Проведём механический расчёт однополосных шин.

Наибольшее удельное усилие при трёхфазном КЗ, Н/м определяем по формуле:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{I_{уд}^2}{D}, \quad (59)$$

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{37640^2}{0,275} = 892,321 \text{ Н/м.}$$

Напряжение на материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента определяется по формуле 71.

$$\sigma_{расч} = 2,2 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{I_{уд}^2 \cdot l^2}{D \cdot W_{\phi}}, \quad (60)$$

где W_{ϕ} – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см³.

Момент сопротивления шины относительно оси для вертикально расположенных трёхполосных медных шин определяется по формуле:

$$W_{\phi} = \frac{h \cdot b^2}{2}, \quad (61)$$

$$W_{\phi} = \frac{1 \cdot 8^2}{2} = 32 \text{ см}^3.$$

Определяем напряжение на материале шины:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{37640^2 \cdot 1,5^2}{0,275 \cdot 32} = 7,969 \text{ МПа.}$$

Для выбранных шин $\sigma_{\text{доп}} = 140$ МПа.

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (62)$$

$$7,969 \leq 140.$$

Условие выполняется. Выбранная шина проходит проверку по всем параметрам.

Сведём выполненные расчёты в таблицу 44.

Таблица 44 – Выбор жёсткой ошиновки 6 кВ

Паспортные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$I_{\text{доп}} = 3990$ А	$I_{\text{max}} = 3849$ А	$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{max}}$
$q_{\text{табл}} = 798,1$ мм ²	$q_{\text{min}} = 115,9$ мм ²	$q_{\text{табл}} \geq q_{\text{min}}$
$\sigma_{\text{доп}} = 140$ МПа	$\sigma_{\text{расч}} = 7,969$ МПа	$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$

5.6 Выбор и проверка изоляторов

В распределительных устройствах шинные конструкции устанавливаются на опорных, проходных и подвесных изоляторах.

Опорные изоляторы выбираются по номинальному напряжению, допустимой механической прочности при изгибе и месту установки.

Проходные изоляторы выбираются по напряжению, номинальному току, месту установки и механической прочности при изгибе, на которую рассчитывается изолятор.

Проведём выбор и проверку опорных изоляторов 220 кВ.

Согласно [1], определённые расчётом механические усилия, передающиеся при КЗ жёсткими шинами на опорные и проходные изоляторы, должны составить в случае применения одиночных изоляторов не более 60 % соответствующих гарантийных значений наименьшего разрушающего усилия. Т.е. должно соблюдаться условие:

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}} , \quad (63)$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} , \quad (64)$$

Предварительно выбираем опорный стержневой изолятор ОСК-220-10-88-2 УХЛ1. Разрушающая нагрузка изолятора равна 10 кН. Следовательно, его допустимая нагрузка равна:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 10 = 6 \text{ кН.}$$

Нагрузка, оказываемая на изолятор равна:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{I_{\text{уд}}^2 \cdot l}{D} , \quad (65)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{14847^2 \cdot 2}{3,5} = 21,818 \text{ Н.}$$

$$21,818 \leq 6000 .$$

Условия выполняются. Принимаем выбранный опорный изолятор к установке. Сведём данные проверки в таблицу 45.

Таблица 45 – Выбор опорного изолятора 220 кВ

Паспортные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$
$F_{\text{доп}} = 6000 \text{ Н}$	$F_{\text{расч}} = 21,818 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}$

Выберем и проведём проверку опорных изоляторов на ОРУ 35 кВ.

Предварительно выбираем опорный стержневой изолятор ИОСК-35-3 УХЛ1. Разрушающая нагрузка изолятора равна 3 кН. Следовательно, его допустимая нагрузка равна:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 3 = 1,8 \text{ кН.}$$

Нагрузка, оказываемая на изолятор равна:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{10714^2 \cdot 2}{1} = 19,883 \text{ Н.}$$

$$19,883 \leq 1800 .$$

Условия выполняются. Принимаем выбранный опорный изолятор к установке. Сведём данные проверки в таблицу 46.

Таблица 46 – Выбор опорного изолятора 35 кВ

Паспортные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$
$F_{\text{доп}} = 1800 \text{ Н}$	$F_{\text{расч}} = 19,883 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}$

Выберем и проведём проверку опорных изоляторов на вводе 6 кВ трансформатора.

Предварительно выбираем опорный стержневой изолятор ИОСК-10-6-П-2 УХЛ1. Разрушающая нагрузка изолятора равна 6 кН. Следовательно, его допустимая нагрузка равна:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 6 = 3,6 \text{ кН.}$$

Нагрузка, оказываемая на изолятор равна:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{I_{\text{уд}}^2 \cdot l \cdot k_h}{D}, \quad (66)$$

где k_h – поправочный коэффициент на высоту шины, расположенной на ребро, определяется по формуле:

$$k_h = \frac{H_{\text{из}} + c + \frac{a}{2}}{H_{\text{из}}}, \quad (67)$$

где $H_{\text{из}}$ – высота изолятора, для выбранного изолятора высота принимается равной 190 мм.

$$k_h = \frac{190 + 6,5 + \frac{125}{2}}{190} = 1,363.$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{37640^2 \cdot 1,5 \cdot 1,363}{0,4} = 1254,387 \text{ Н.}$$

$$1254,387 \leq 3600.$$

Условия выполняются. Принимаем выбранный опорный изолятор к установке. Сведём данные проверки в таблицу 47.

Таблица 47 – Выбор опорного изолятора 6 кВ

Паспортные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$
$F_{\text{доп}} = 3600 \text{ Н}$	$F_{\text{расч}} = 1254,387 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}$

Также выбираем проходной изолятор для обеспечения изоляции токоведущих шин от металлического корпуса в ячейках КРУ 6 кВ. Выбираем Д-ЧАЭЗ-5-75-4000 УЗ.

Для ввода КРУ 6 кВ предварительно выбираем ИППУ-10/4000-12,5-УХЛ1. Разрушающая нагрузка изолятора равна 12,5 кН. Следовательно, его допустимая нагрузка равна:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 12,5 = 7,5 \text{ кН.}$$

Нагрузка, оказываемая на изолятор равна:

$$F_{\text{расч}} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{37640^2 \cdot 1,363}{0,35} = 477,862 \text{ Н.}$$

Условия выполняются. Принимаем выбранный опорный изолятор к установке. Сведём данные проверки в таблицу 48.

Таблица 48 – Выбор проходного изолятора 6 кВ

Паспортные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{доп}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 3849 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{max}}$
$F_{\text{доп}} = 7,5 \text{ Н}$	$F_{\text{расч}} = 477,862 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}$

5.7 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения

Ограничители перенапряжений представляют собой разрядные устройства, не содержащие искровых промежутков. Их основным рабочим элементом являются нелинейные резисторы металлооксидного типа. Такие резисторы изготавливаются методом керамической технологии с применением оксида цинка (ZnO) в качестве основного материала, с добавлением небольшого количества оксидов других металлов.

Предварительно выбираем ОПН-П1-220/154/10/2-III УХЛ1 и проверяем его по длительно допустимому напряжению, которое для данного ОПН равняется 154 кВ. Наибольшее допустимое напряжение ОПН $U_{нд}$ должно быть выше наибольшего рабочего напряжения сети или оборудования $U_{нр}$:

$$U_{нд} \geq (1,02 - 1,05) \cdot U_{нр} . \quad (68)$$

$$U_{нр} = \frac{U_{нр}}{\sqrt{3}} \quad (69)$$

$$U_{нр} = \frac{220}{\sqrt{3}} = 124,13 \text{ кВ}.$$

$$U_{нд} \geq (1,02 - 1,05) \cdot 124,13 = 130,337 \text{ кВ}.$$

$$154 \geq 130,337 \text{ кВ}.$$

Определение класса энергоёмкости ОПН осуществляется на основании его способности выдерживать воздействие нормированных токовых импульсов, возникающих при коммутационных перенапряжениях, без снижения эксплуатационных характеристик. При этом важно, чтобы количество энергии, поглощаемой ограничителем перенапряжений в процессе работы, не превышало его допустимую энергоёмкость.

Энергия, поглощаемая ОПН:

$$\mathcal{E} = \frac{U_{max} - U_{ост}}{Z_B} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n \quad (70)$$

где U_{max} – величина неограниченных перенапряжений;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ОПН;

Z_B – волновое сопротивление линии, $Z = 360 \text{ Ом}$;

T – время распространения волны, мкс;

n – количество последних токовых импульсов.

Величина неограниченных перенапряжений определяется по формуле:

$$U_{max} = \frac{U_0}{1+k \cdot l \cdot U_0} \quad (71)$$

где U_0 - напряжение волны перенапряжения в месте удара молнии;

k – коэффициент полярности;

l – длина защитного подхода;

$$U_{max} = \frac{900}{1+0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 3 \cdot 900} = 584,4 \text{ кВ.}$$

Время распространения волны:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c} \quad (72)$$

где β – коэффициент затухания волны, принимаем равным 0,91;

c – скорость распространения волны, принимается равным 300000 км/с.

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 300000} = 11 \text{ мкс.}$$

$$\mathcal{E} = \frac{584,4-573}{360} \cdot 573 \cdot 2 \cdot 11 = 399,2 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоёмкость по формуле:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}} \quad (73)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{399.2}{220} = 1,815 \text{ кДж/кВ}$$

Выбор по условиям обеспечения взрывобезопасности. При выборе ограничителей напряжения с токами срабатывания противовзрывного устройства до 40 кА, его значение должно быть на 15-20 % больше тока КЗ. Должно выполняться условие:

$$I_{\text{вз.без}} \geq (1,15 - 1,2)I_{\text{КЗ}} \quad (74)$$

Выбранный ограничитель перенапряжения при коротком замыкании выдерживает без взрывного разрушения воздействие тока КЗ величиной 40 кА. Таким образом условие выполняется:

$$40 \geq 7,339 .$$

Окончательно выбираем ОПН-П1-220/154/10/2-III УХЛ1. Сведём в таблицу 49 сравнение расчётных данных с паспортными.

Таблица 49 – Выбор ОПН 220 кВ

Паспортные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$
$U_{\text{нд}} = 154 \text{ А}$	$U_{\text{нр}} = 130,337 \text{ А}$	$U_{\text{нд}} \geq U_{\text{нр}}$
$I_{\text{вз.без}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{КЗ}} = 7,339 \text{ кА}$	$I_{\text{вз.без}} \geq I_{\text{КЗ}}$
$\mathcal{E}_{\text{пасп}} = 2,75 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^* = 1,815 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}_{\text{пасп}} \geq \mathcal{E}^*$

Проведём выбор ОПН на напряжение 35 кВ. Предварительно рассматриваем ОПН-РК-35/40,5/10/760 УХЛ1. Проверяем по длительно допустимому напряжению.

$$U_{\text{нр}} = \frac{35}{\sqrt{3}} = 20,21 \text{ кВ.}$$

$$U_{\text{нд}} \geq (1,02 - 1,05) \cdot 20,21 = 21,218 \text{ кВ.}$$

$$40,5 \geq 21,218 \text{ кВ.}$$

Энергия, поглощаемая ОПН:

$$\mathcal{E} = \frac{122,5 - 96,4}{357} \cdot 96,4 \cdot 2 \cdot 9,16 = 129,08 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоёмкость по формуле:

$$\mathcal{E}^* = \frac{129,08}{35} = 3,69 \text{ кДж/кВ}$$

Окончательно выбираем ОПН-РК-35/40,5/10/760 УХЛ1. Сведём в таблицу 50 сравнение расчётных данных с паспортными.

Таблица 50 – Выбор ОПН 35 кВ

Паспортные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$
$U_{\text{нд}} = 40,5 \text{ А}$	$U_{\text{нр}} = 21,218 \text{ А}$	$U_{\text{нд}} \geq U_{\text{нр}}$
$I_{\text{вз.безд}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{кз}} = 5,269 \text{ кА}$	$I_{\text{вз.безд}} \geq I_{\text{кз}}$
$\mathcal{E}_{\text{пасп}} = 3,9 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^* = 3,69 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}_{\text{пасп}} \geq \mathcal{E}^*$

В КРУ 6 кВ устанавливаем ОПН-КР/TEL-6/6,9 УХЛ2.

Проверяем по длительно допустимому напряжению:

$$U_{\text{нр}} = \frac{6}{\sqrt{3}} = 3,464 \text{ кВ.}$$

$$U_{\text{нд}} \geq (1,02 - 1,05) \cdot 3,464 = 3,637 \text{ кВ.}$$

$$6,9 \geq 3,637 \text{ кВ.}$$

Энергия, поглощаемая ОПН:

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot C \cdot ((K_{\text{П}} \cdot 0,82 \cdot U_{\text{нд}})^2 - (1,77 \cdot U_{\text{нр}})^2), \quad (75)$$

$$\mathcal{E} = 0,5 \cdot 0,896 \cdot ((1,4 \cdot 0,82 \cdot 6,9)^2 - (1,77 \cdot 3,637)^2) = 9,54 \text{ кДж.}$$

Определяем удельную энергоёмкость по формуле:

$$\mathcal{E}^* = \frac{9,54}{6} = 1,59 \text{ кДж/кВ.}$$

Принимаем к установке ОПН-КР/TEL-6/6,9 УХЛ2. Сравнительные данные сведены в таблицу 51.

Таблица 51 – Выбор ОПН 6 кВ

Паспортные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$
$U_{\text{нд}} = 6,9 \text{ А}$	$U_{\text{нр}} = 3,637 \text{ А}$	$U_{\text{нд}} \geq U_{\text{нр}}$
$I_{\text{вз.бес}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{КЗ}} = 18,6 \text{ кА}$	$I_{\text{вз.бес}} \geq I_{\text{КЗ}}$
$\mathcal{E}_{\text{пасп}} = 4,6 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^* = 1,59 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}_{\text{пасп}} \geq \mathcal{E}^*$

5.8 Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд на подстанциях варьируется в зависимости от их типа, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов и применяемого электрооборудования. К основным потребителям собственных нужд относятся оперативные цепи, системы связи и телемеханики, устройства охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, пожаротушение и электроприборы компрессорных установок.

Поскольку мощность таких потребителей обычно невелика, они питаются от сети 380/220 В, которая обеспечивается понижающими трансформаторами. Выбор мощности этих трансформаторов производится с учётом нагрузок собственных нужд, коэффициентов одновременности и загрузки, а также с учётом сезонных изменений нагрузки — летних и зимних, и возможных повышенных нагрузок в период ремонтных работ на подстанции. Детальные данные по нагрузкам собственных нужд приведены в таблице 52.

Таблица 52 – Нагрузки собственных нужд

Нагрузка	$\cos\varphi$	P, кВт	Q, кВАр
Система охлаждения	0,85	20	12,3
Подогрев выключателей и приводов 35 кВ	0,98	7,26	1,07
Подогрев выключателей и приводов 220 кВ	0,98	26	7
Подогрев приводов разъединителей	0,98	6,5	1,41
Освещение ОРУ 35-220 кВ	0,95	18	5,9
Освещение, отопление, вентиляция КРУ 6 кВ	0,9	7	3,4
Маслохозяйство	0,99	50	6,2
Итого		134,76	37,28

Расчётная нагрузка трансформатора собственных нужд определяется по формуле:

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{P^2 + Q^2} \cdot k_c, \quad (76)$$

где k_c – коэффициент одновременности, принимаем равным 0,8.

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{134,76^2 + 37,28^2} \cdot 0,8 = 111,86 \text{ кВА.}$$

Мощность трансформатора собственных нужд определим по формуле:

$$S_{\text{ТСН}} = \frac{S_{\text{расч}}}{N_T \cdot k_3}, \quad (77)$$

$$S_{\text{ТСН}} = \frac{111,86}{2 \cdot 0,7} = 79,7 \text{ кВА.}$$

Выбираем трансформатор ТЛС-100/6.

5.9 Выбор и проверка аккумуляторной батареи

Для питания цепей управления, автоматизации, сигнализации, а также освещения на станциях и подстанциях применяются установки постоянного тока с аккумуляторными батареями. В ряде случаев в качестве оперативного тока используется либо переменный ток, либо постоянный ток, получаемый с помощью тиристорных или вентильных выпрямителей. Использование переменного или выпрямленного тока позволяет отказаться от применения мощных и дорогостоящих аккумуляторных батарей, а также упрощает схему оперативных цепей.

Установка постоянного тока включает один или несколько преобразователей, которые преобразуют переменный ток в постоянный, аккумуляторную батарею и распределительное оборудование. В качестве преобразователей могут выступать выпрямители либо генераторные агрегаты с электродвигательным приводом. В нормальном режиме работы станции питание цепей постоянного тока осуществляется через преобразователь, при этом аккумуляторная батарея остаётся заряженной и потребляет лишь ток, компенсирующий её саморазряд. В случае аварийной ситуации, например, при пропадании напряжения переменного тока в системе собственных нужд,

преобразователь отключается, и нагрузка переходит на аккумуляторную батарею.

Выбор аккумуляторной батареи производится на основе расчёта необходимой ёмкости, напряжения в аварийном режиме и схемы её подключения к шинам питания. Как правило, батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда с применением элементного коммутатора. Начальное напряжение одного элемента составляет 2,15 В, минимально допустимое напряжение после получасового разряда — 1,75 В. Количество основных элементов в батарее определяется исходя из требований к системе. Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (78)$$

где $U_{ш}$ - напряжение на шинах;

$U_{ПА}$ - напряжение на элементе в режиме подзарядки.

В режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 107 .$$

В режиме заряда при максимальном напряжении:

$$n = \frac{U_{ш}}{2,6}, \quad (79)$$

$$n = \frac{230}{2,6} = 89 .$$

В режиме аварийного напряжения:

$$n = \frac{230}{1,75} = 132 .$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{\text{доб}} = n - n_0 , \quad (80)$$

$$n_{\text{доб}} = 132 - 107 = 25.$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{\text{ав}}}{j} , \quad (81)$$

где $I_{\text{ав}}$ - нагрузка установившегося получасового установившегося разряда;
 j - допустимая нагрузка аварийного разряда.

Определяем нагрузку установившегося получасового аварийного разряда по формуле:

$$I_{\text{ав}} = I_{\text{выкл}220} + I_{\text{выкл}35} + I_{\text{выкл}6} + I_{\text{прив}} + I_{\text{преобр}} , \quad (82)$$

$$I_{\text{ав}} = 25 + 10 + 10 + 130 + 30 = 205 \text{ A}.$$

$$N = 1,05 \cdot \frac{205}{25} = 8,61 .$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера $N = 9$.

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею СК-9.

$$46 \cdot N = I_{\text{Tmax}} , \quad (83)$$

$$I_{\text{Tmax}} = I_{\text{ав}} + I_{\text{пр}} , \quad (84)$$

где $I_{пр}$ – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце режима, принимаем равным 20 А.

$$I_{Tmax} = 205 + 20 = 225 \text{ А.}$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot 9 = 414 > 225.$$

Условие выполняется, следовательно, окончательно принимаем СК-9.

Выбор подзарядного устройства. Ток подзаряда:

$$I_{ПЗ} = 0,15 \cdot N + I_{П} , \quad (85)$$

где $I_{П}$ – ток постоянно включенной нагрузки, принимаем 20 А.

$$I_{ПЗ} = 0,15 \cdot 9 + 20 = 21,35 \text{ А.}$$

Напряжение подзарядного устройства:

$$U_{ПЗ} = 2,15 \cdot n_0 , \quad (86)$$

$$U_{ПЗ} = 2,15 \cdot 107 = 230 \text{ В.}$$

Выбираем подзарядное устройство типа ВАЗП-260-40.

5.10 Выбор и проверка ВЧЗ

На подстанции в качестве основного канала связи применяется волоконно-оптическая линия связи, обеспечивающая высокоскоростную и надёжную передачу данных. В качестве резервного канала связи используется

высокочастотная связь по высокочастотным заградителям, что позволяет сохранять базовый функционал телемеханики и передачи аварийных сигналов при отказе основного канала.

Высокочастотный канал по линии электропередачи (ВЧ канал) - канал для передачи информации, организованный по проводам (фазным или грозозащитным тросам) линии электропередачи постоянного или переменного токов напряжением 35 кВ и выше [14].

Высокочастотный заградитель - устройство, содержащее силовой реактор, элемент настройки, защитный элемент.

Конденсатор связи - конденсатор, совместно с фильтром присоединения обеспечивающий присоединение аппаратуры связи к фазным проводам или тросам линии электропередачи [14]. Конденсаторы связи предназначены для отделения аппаратуры связи от тока, идущего по высокочастотным линиям, имеющего частоту 50 Гц. При этом сигналы высокой частоты продолжают проходить по ВЧ линиям без помех. Конденсатор связи также является важным элементом устройств отбора мощности и измерительных устройств, таких как делители и трансформаторы напряжения.

Фильтр присоединения - устройство, образующее совместно с конденсатором связи полосовой фильтр или фильтр верхних частот. Фильтр присоединения совместно с конденсатором связи обеспечивает передачу через него с заданными параметрами ВЧ сигналов, и отделение аппаратуры уплотнения от воздействия рабочего напряжения сети и всех видов перенапряжений, возникающих в ней [14].

Фильтр обеспечивает эффективную передачу высокочастотных сигналов между аппаратурой ВЧ-связи и высоковольтной линией, защиту низковольтных цепей оборудования ВЧ-связи от воздействия напряжения промышленной частоты и перенапряжения при переходных процессах [15].

На стороне 220 кВ устанавливаем высокочастотные заградители типа ВЗ-630-0.5У1 с конденсаторами связи СМП-110/ $\sqrt{3}$ - 6.4 У1, с фильтром присоединения серии ФПМ-Рс-3200/20. Сопоставление приведено в таблице 53. Таблица 53 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе устройств ВЧ обработки линии 220 кВ

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{max}=146,96 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
$I_{пр.скв} = 41 \text{ кА}$	$I_{уд} = 14,847 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 256 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 96,135 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

На стороне 35 кВ устанавливаем высокочастотные заградители типа ВЗ-400-0.5У1 с конденсаторами связи СМП-110/ $\sqrt{3}$ - 6.4 У1, с фильтром присоединения серии ФПМ-Рс-4400/20. Сопоставление приведено в таблице 54. Таблица 54 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе устройств ВЧ обработки линии 35 кВ

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{ном} = 400 \text{ А}$	$I_{max}=219,943 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
$I_{пр.скв} = 25,5 \text{ кА}$	$I_{уд} = 10,714 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 40,416 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Все устройства ВЧ обработки линий проверку проходят.

6 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ СЕТИ

В связи с переводом ПС 35 кВ Надеждинская на напряжение 220 кВ в расчётную модель новые узлы, приведённые в таблице 55.

Таблица 55 – Добавленные узлы

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н
Нагр	37	ПС Надеждинская (СН)	35		
Нагр	38	ПС Надеждинская (СН)	35		
Нагр	39	ПС Надеждинская (0)	220		
Нагр	40	ПС Надеждинская (0)	220		
Нагр	114	ПС Надеждинская (НН)	6	16,15	4,85
Нагр	115	ПС Надеждинская (НН)	6	16,21	3,24
Нагр	112	ПС Надеждинская (ВН)	220		
Нагр	113	ПС Надеждинская (ВН)	220		
Нагр	116	Отп. на Над	220		
Нагр	117	Отп. на Над	220		

Так же добавляются ветви, приведённые в таблице 56.

Таблица 56 – Добавленные ветви

Тип	N_н	N_к	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЛЭП	1	116	ПС Владивосток (220) - Отп. на Над	2,916	10,75	64,4		-33,4	9,9
ЛЭП	1	117	ПС Владивосток (220) - Отп. на Над	2,916	10,75	64,4		-33,0	8,2
ЛЭП	117	3	Отп. на Над - ПС Промпарк	3,09	11,08	-236		-5,9	12,8
ЛЭП	117	113	Отп. на Над - ПС Надеждинская (ВН)	0,944	2,468	-236,5		-27,1	-0,9
ЛЭП	116	3	Отп. на Над - ПС Промпарк	3,09	11,08	-236		-5,5	11,2
ЛЭП	116	112	Отп. на Над - ПС Надеждинская (ВН)	0,944	2,468	-236,5		-27,8	2,3
Выкл	114	115	ПС Надеждинская (НН) - ПС Надеждинская (НН)						
Тр-р	113	40	ПС Надеждинская (ВН) - ПС Надеждинская (0)	3,66	166,41	8,32	1,000	-27,1	-13,5
Выкл	112	113	ПС Надеждинская (ВН) - ПС Надеждинская (ВН)						
Тр-р	112	39	ПС Надеждинская (ВН) - ПС Надеждинская (0)	3,66	166,41	8,3	1,000	-27,7	-10,2
Тр-р	39	114	ПС Надеждинская (0) - ПС Надеждинская (НН)	3,66	126,45		0,029	-16,2	-5,6
Тр-р	39	37	ПС Надеждинская (0) - ПС Надеждинская (СН)	3,66			0,167	-11,5	-1,5
Тр-р	40	115	ПС Надеждинская (0) - ПС Надеждинская (НН)	3,66	126,45		0,029	-16,2	-4,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тр-р	40	38	ПС Надеждинская (0) - ПС Надеждинская (СН)	3,66			0,167	-10,8	-6,7

Произведём расчёты установившихся режимов для нормальной схемы с максимальными нагрузками, минимальными нагрузками и для схемы в послеаварийном режиме.

6.1 Расчёт максимального режима

В таблице 57 сведены результаты расчёта режима.

Таблица 57 – режим максимальных нагрузок

Тип	Номер	Название	U _{ном} , кВ	U _{зд} , кВ	Отклонение напряжения, %	Расчётное напряжение, кВ
1	2	3	4	5	6	7
База	1	ПС Владивосток (220)	220	231	5	231
Нагр	3	ПС Промпарк	220		5,13	231,29
Нагр	4	ПС Аэропорт	220		2,54	225,58
Нагр	6	АТЭЦ 220	220		0,51	221,13
Нагр	66	Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ	110		3,13	113,44
Нагр	65	Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ	110		3,15	113,46
Нагр	10	АТЭЦ 110	110		3,62	113,99
Ген	11	Г6	10	10		10,00
Ген	12	Г5	10	10		10,00
Нагр	59	Отп. на Кролевцы	110		1,81	111,99
Ген	14	Г6	10	10,2	2,00	10,20
Ген	15	Г5	10	10		10,00
Нагр	17	ПС Зелёный угол	220		2,94	226,46
Нагр	18	ПС Волна	220		2,26	224,98
Нагр	20	Отп. на ПС Западную	220		3,59	227,90
Нагр	21	ПС Западная 220	220		3,59	227,90
Нагр	22	ПС Западная Т-3 (0)	220		0,99	222,18
Нагр	23	ПС Западная Т-3 (НН)	6		4,69	6,28
Нагр	24	ПС Западная Т-3 (СН)	35		4,66	36,63
Нагр	25	ПС Западная Т-1 (0)	110		-4,17	105,41
Нагр	26	ПС Западная Т-2 (0)	110		-2,84	106,88
Нагр	27	2 ПС Западная 110	110		-1,38	108,48
Нагр	28	ПС Западная (НН)	6		1,35	6,08

Продолжение таблицы 57

1	2	3	4	5	6	7
Нагр	29	ПС Прохладная	35		6,23	37,18
Нагр	31	ПС Шмидтовка	35		4,13	36,45
Нагр	32	ПС Давыдовка (СН)	35		2,91	36,02
Нагр	33	ПС Давыдовка Т-1 (0)	110		-6,82	102,50
Нагр	34	ПС Давыдовка Т-2 (0)	110		-5,34	104,13
Нагр	35	ПС Давыдовка (НН)	6		6,58	6,39
Нагр	36	ПС Давыдовка	110		-4,34	105,23
Нагр	37	ПС Надеждинская (СН)	35		6,84	37,39
Нагр	38	ПС Надеждинская (СН)	35		5,52	36,93
Нагр	39	ПС Надеждинская (0)	220		1,97	224,34
Нагр	40	ПС Надеждинская (0)	220		0,71	221,57
Нагр	41	ПС Дачная	35		5,08	36,78
Нагр	42	ПС Соловей-ключ	35		2,63	35,92
Нагр	43	ПС Соловей-ключ	35		-5,11	33,21
Нагр	44	ПС Вираз	35		-1,07	34,63
Нагр	45	ПС 35 кВ Владивосток	35		-1,02	34,64
Нагр	47	ПС Кролевцы (СН)	35		4,76	36,66
Нагр	48	ПС Кролевцы Т-1 (0)	110		-2,20	107,58
Нагр	49	ПС Кролевцы Т-2 (0)	110		-2,04	107,75
Нагр	50	ПС Кролевцы (НН)	6		1,22	6,07
Нагр	51	ПС Кролевцы	110		1,72	111,89
Нагр	58	Отп. на Кролевцы	110		1,81	111,99
Нагр	70	2с Западная	110		-1,38	108,48
Нагр	60	НН Западная	6		2,87	6,17
Нагр	7	АТЭЦ АТ(0)	220		-8,03	202,33
Нагр	111	Давыд 2с 6	6		6,57	6,39
Нагр	64	ПС Суходол	220		4,09	229,01
Нагр	67	РУ 35 2 с Давыдовка	35		2,92	36,02
Нагр	68	2 с Давыдовка	110		-4,34	105,23
Нагр	13	ВТЭЦ-2	220		2,86	226,29
Нагр	112	ПС Надеждинская (ВН)	220		4,99	230,97
Нагр	113	ПС Надеждинская (ВН)	220		4,94	230,87
Нагр	114	ПС Надеждинская (НН)	6		5,39	6,32
Нагр	115	ПС Надеждинская (НН)	6		4,49	6,27
Нагр	116	Отп. на Над	220		5,06	231,12
Нагр	117	Отп. на Над	220		5,02	231,05

В таблице 58 сведены токовые загрузки ЛЭП

Таблица 58 – токовая загрузка ЛЭП

N_нач	N_кон	Название	Имакс, А	Идоп, А	Загрузка, %
1	116	ПС Владивосток (220) - Отп. на Над	89,82	586,95	15,30
1	117	ПС Владивосток (220) - Отп. на Над	87,54	586,95	14,92
1	4	ПС Владивосток (220) - ПС Аэропорт	494,03	758,52	65,13
1	20	ПС Владивосток (220) - Отп. на ПС Западную	539,25	1029,42	52,38
4	6	ПС Аэропорт - АТЭЦ 220	446,89	758,52	58,92
6	13	АТЭЦ 220 - ВТЭЦ-2	177,42	812,70	21,83
13	17	ВТЭЦ-2 - ПС Зелёный угол	110,52	728,85	15,16
17	18	ПС Зелёный угол - ПС Волна	187,77	1019,10	18,43
17	64	ПС Зелёный угол - ПС Суходол	175,21	812,70	21,56
20	18	Отп. на ПС Западную - ПС Волна	447,94	1029,42	43,51
20	21	Отп. на ПС Западную - ПС Западная 220	85,71	1029,42	8,33
27	58	2 ПС Западная 110 - Отп. на Кролевцы	164,10	580,50	28,27
29	37	ПС Прохладная - ПС Надеждинская (СН)	178,45	341,85	52,20
31	29	ПС Шмидтовка - ПС Прохладная	154,04	341,85	45,06
38	24	ПС Надеждинская (СН) - ПС Западная Т-3 (СН)	39,32	580,50	6,77
38	41	ПС Надеждинская (СН) - ПС Дачная	173,11	193,50	89,46
41	42	ПС Дачная - ПС Соловей-ключ	100,41	341,85	29,37
43	44	ПС Соловей-ключ - ПС Вираз	99,11	270,90	36,58
44	45	ПС Вираз - ПС 35 кВ Владивосток	136,66	341,85	39,98
45	47	ПС 35 кВ Владивосток - ПС Кролевцы (СН)	136,66	341,85	39,98
58	66	Отп. на Кролевцы - Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ	258,76	580,50	44,57
58	51	Отп. на Кролевцы - ПС Кролевцы	96,69	580,50	16,66
59	65	Отп. на Кролевцы - Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ	256,17	580,50	44,13
59	51	Отп. на Кролевцы - ПС Кролевцы	93,37	580,50	16,08
64	1	ПС Суходол - ПС Владивосток (220)	191,15	812,70	23,52
65	10	Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ - АТЭЦ 110	264,66	580,50	45,59
66	10	Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ - АТЭЦ 110	272,93	580,50	47,02
66	65	Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ - Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ	4,92		
67	31	РУ 35 2 с Давыдовка - ПС Шмидтовка	67,30	341,85	19,69
70	36	2с Западная - ПС Давыдовка	223,98	434,73	51,52
70	59	2с Западная - Отп. на Кролевцы	164,65	580,50	28,36
116	112	Отп. на Над - ПС Надеждинская (ВН)	73,94	606,30	12,19
116	3	Отп. на Над - ПС Промпарк	31,27	586,95	5,33
117	113	Отп. на Над - ПС Надеждинская (ВН)	75,62	606,30	12,47
117	3	Отп. на Над - ПС Промпарк	35,20	586,95	6,00

В таблице 59 приведена токовая загрузка трансформаторов.

Таблица 59 – Токвая загрузка трансформаторов

Название ПС	Трансформатор	Сторона	$I_{\max}$, А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max} / I_{\text{доп}}$, %
Западная	Т-1 ТДТН-40000/110	ВН	61	259,4	23,7
		СН	-	1065	-
		НН	1069	4519,2	23,7
	Т-2 ТДТН-40000/110	ВН	119	259,4	45,7
		СН	-	600	-
		НН	1991	4519,2	44
	Т-3 ТДТН-63000/220	ВН	86	200,8	42,7
		СН	516	1219	42,3
Надеждинская	Т-1 ТДТН-40000/220	ВН	74	129,2	57,2
		СН	178	784,9	22,7
		НН	1540	4519,2	34,1
	Т-2 ТДТН-40000/220	ВН	76	129,2	58,5
		СН	198	784,9	25,2
		НН	1522	4519,2	33,7
Давыдовка	Т-1 ТДТН-25000/110	ВН	37	161,9	22,7
		СН	-	483,6	-
		НН	593	2821,2	21
	Т-2 ТДТН-25000/110	ВН	40	161,9	24,7
		СН	113	483,6	23,5
		НН	-	2821,2	-
Кролевцы	Т-1 ТДТН-25000/110	ВН	95	161,9	58,5
		СН	278	483,6	57,5
		НН	-	2821,2	-
	Т-2 ТДТН-25000/110	ВН	95	161,9	58,7
		СН	70	483,6	14,4
		НН	1239	2821,2	43,9

Графика режима с максимальными нагрузками после перевода ПС 35 кВ Надеждинская на напряжение 220 кВ приведена в приложении Г.

6.2 Расчёт минимального режима

В таблице 60 сведены результаты расчёта режима.

Таблица 60 – режим минимальных нагрузок

Тип	Номер	Название	U _{ном} , кВ	U _{зд} , кВ	Отклонение напряжения, %	Расчётное напряжение, кВ
1	2	3	4	5	6	7
База	1	ПС Владивосток (220)	220	209	-5,00	209,00
Нагр	3	ПС Промпарк	220		-4,73	209,59
Нагр	4	ПС Аэропорт	220		-5,19	208,59
Нагр	6	АТЭЦ 220	220		-5,21	208,54
Нагр	66	Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ	110		0,90	110,99
Нагр	65	Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ	110		0,91	111,00
Нагр	10	АТЭЦ 110	110		1,25	111,37
Ген	11	Г6	10	10		10,00
Ген	12	Г5	10	10		10,00
Нагр	59	Отп. на Кролевцы	110		-0,03	109,96
Ген+	14	Г6	10	10,2	1,36	10,14
Ген	15	Г5	10	10		10,00
Нагр	17	ПС Зелёный угол	220		-3,26	212,83
Нагр	18	ПС Волна	220		-4,43	210,24
Нагр	20	Отп. на ПС Западную	220		-4,78	209,48
Нагр	21	ПС Западная 220	220		-4,78	209,48
Нагр	22	ПС Западная Т-3 (0)	220		-6,80	205,05
Нагр	23	ПС Западная Т-3 (НН)	6		-3,38	5,80
Нагр	24	ПС Западная Т-3 (СН)	35		-3,40	33,81
Нагр	25	ПС Западная Т-1 (0)	110		-4,16	105,43
Нагр	26	ПС Западная Т-2 (0)	110		-3,33	106,33
Нагр	27	2 ПС Западная 110	110		-2,36	107,41
Нагр	28	ПС Западная (НН)	6		1,11	6,07
Нагр	29	ПС Прохладная	35		-1,85	34,35
Нагр	31	ПС Шмидтовка	35		-2,16	34,24
Нагр	32	ПС Давыдовка (СН)	35		-1,10	34,61
Нагр	33	ПС Давыдовка Т-1 (0)	110		-7,13	102,16
Нагр	34	ПС Давыдовка Т-2 (0)	110		-5,32	104,15
Нагр	35	ПС Давыдовка (НН)	6		0,97	6,06
Нагр	36	ПС Давыдовка	110		-4,59	104,95
Нагр	37	ПС Надеждинская (СН)	35		-1,69	34,41
Нагр	38	ПС Надеждинская (СН)	35		-3,07	33,92
Нагр	39	ПС Надеждинская (0)	220		-6,21	206,34
Нагр	40	ПС Надеждинская (0)	220		-7,59	203,30
Нагр	41	ПС Дачная	35		-3,37	33,82

Продолжение таблицы 60

1	2	3	4	5	6	7
Нагр	42	ПС Соловей-ключ	35		-5,15	33,20
Нагр	43	ПС Соловей-ключ	35		-4,00	33,60
Нагр	44	ПС Вираз	35		-1,30	34,55
Нагр	45	ПС 35 кВ Владивосток	35		-1,27	34,56
Нагр	47	ПС Кролевцы (СН)	35		2,45	35,86
Нагр	48	ПС Кролевцы Т-1 (0)	110		-2,60	107,14
Нагр	49	ПС Кролевцы Т-2 (0)	110		-2,49	107,26
Нагр	50	ПС Кролевцы (НН)	6		1,36	6,08
Нагр	51	ПС Кролевцы	110		-0,09	109,90
Нагр	58	Отп. на Кролевцы	110		-0,03	109,96
Нагр	70	2с Западная	110		-2,36	107,40
Нагр	60	НН Западная	6		3,45	6,21
Нагр	7	АТЭЦ АТ(0)	220		-7,93	202,56
Нагр	111	Давыд 2с 6	6		0,96	6,06
Нагр	64	ПС Суходол	220		-4,52	210,06
Нагр	67	РУ 35 2 с Давыдовка	35		-1,10	34,61
Нагр	68	2 с Давыдовка	110		-4,59	104,95
Нагр	13	ВТЭЦ-2	220		-3,02	213,36
Нагр	112	ПС Надеждинская (ВН)	220		-4,83	209,38
Нагр	113	ПС Надеждинская (ВН)	220		-4,90	209,22
Нагр	114	ПС Надеждинская (НН)	6		-2,78	5,83
Нагр	115	ПС Надеждинская (НН)	6		-3,81	5,77
Нагр	116	Отп. на Над	220		-4,80	209,44
Нагр	117	Отп. на Над	220		-4,85	209,33

В таблице 61 сведены токовые загрузки ЛЭП

Таблица 61 – токовая загрузка ЛЭП

N_нач	N_кон	Название	Имакс, А	Идоп, А	Загрузка, %
1	2	3	4	5	6
1	116	ПС Владивосток (220) - Отп. на Над	67,02	455,00	14,73
1	117	ПС Владивосток (220) - Отп. на Над	66,10	455,00	14,53
1	4	ПС Владивосток (220) - ПС Аэропорт	147,09	588,00	25,02
4	6	ПС Аэропорт - АТЭЦ 220	122,47	588,00	20,83
6	13	АТЭЦ 220 - ВТЭЦ-2	161,17	630,00	25,58
13	17	ВТЭЦ-2 - ПС Зелёный угол	250,99	565,00	44,42

Продолжение таблицы 61

1	2	3	4	5	6
17	18	ПС Зелёный угол - ПС Волна	293,91	790,00	37,20
17	64	ПС Зелёный угол - ПС Суходол	110,26	630,00	17,50
64	1	ПС Суходол - ПС Владивосток (220)	99,54	630,00	15,80
1	20	ПС Владивосток (220) - Отп. на ПС Западную	261,21	798,00	32,73
20	18	Отп. на ПС Западную - ПС Волна	212,94	798,00	26,68
20	21	Отп. на ПС Западную - ПС Западная 220	65,12	798,00	8,16
70	36	2с Западная - ПС Давыдовка	168,68	337,00	50,05
70	59	2с Западная - Отп. на Кролевцы	123,48	450,00	27,44
27	58	2 ПС Западная 110 - Отп. на Кролевцы	123,06	450,00	27,35
59	65	Отп. на Кролевцы - Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ	184,89	450,00	41,09
58	66	Отп. на Кролевцы - Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ	186,84	450,00	41,52
65	10	Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ - АТЭЦ 110	182,62	450,00	40,58
66	10	Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ - АТЭЦ 110	188,25	450,00	41,83
59	51	Отп. на Кролевцы - ПС Кролевцы	62,14	450,00	13,81
58	51	Отп. на Кролевцы - ПС Кролевцы	64,65	450,00	14,37
67	31	РУ 35 2 с Давыдовка - ПС Шмидтовка	29,42	265,00	11,10
31	29	ПС Шмидтовка - ПС Прохладная	58,76	265,00	22,17
29	37	ПС Прохладная - ПС Надеждинская (СН)	71,56	265,00	27,01
38	24	ПС Надеждинская (СН) - ПС Западная Т-3 (СН)	20,08	450,00	4,46
38	41	ПС Надеждинская (СН) - ПС Дачная	118,95	150,00	79,30
41	42	ПС Дачная - ПС Соловей-ключ	72,99	265,00	27,54
43	44	ПС Соловей-ключ - ПС Вираз	66,37	210,00	31,61
44	45	ПС Вираз - ПС 35 кВ Владивосток	88,34	265,00	33,34
45	47	ПС 35 кВ Владивосток - ПС Кролевцы (СН)	88,34	265,00	33,34
66	65	Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ - Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ	3,35	0,00	0,00
116	112	Отп. на Над - ПС Надеждинская (ВН)	45,16	470,00	9,61
116	3	Отп. на Над - ПС Промпарк	27,17	455,00	5,97
117	113	Отп. на Над - ПС Надеждинская (ВН)	52,15	470,00	11,09
117	3	Отп. на Над - ПС Промпарк	31,11	455,00	6,84

В таблице 62 приведена токовая загрузка трансформаторов.

Таблица 62 – Токовая загрузка трансформаторов

Название ПС	Трансформатор	Сторона	$I_{\max}$, А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max} / I_{\text{доп}}$, %
Западная	Т-1 ТДТН-40000/110	ВН	80	201,1	39,8
		СН	-		-
		НН	1341	3503,2	38,3
	Т-2 ТДТН-40000/110	ВН	42	201,1	20,8
		СН	-		-
		НН	727	3503,2	20,7
	Т-3 ТДТН-63000/220	ВН	65	151,2	43,1
		СН	391	945	41,4
Надеждинская	Т-1 ТДТН-40000/220	ВН	52	100,4	52
		СН	122	608,5	20,1
		НН	1112	3503,2	31,7
	Т-2 ТДТН-40000/220	ВН	43	100,4	43,4
		СН	72	608,5	11,8
		НН	1130	3503,2	32,3
Давыдовка	Т-1 ТДТН-25000/110	ВН	44	125,5	34,8
		СН	128	374,9	34,3
		НН	-	2187	-
	Т-2 ТДТН-25000/110	ВН	25	125,5	19,7
		СН	-	374,9	-
		НН	421	2187	19,3
Кролевцы	Т-1 ТДТН-25000/110	ВН	63	125,5	50,4
		СН	45	374,9	12,1
		НН	837	2187	38,2
	Т-2 ТДТН-25000/110	ВН	63	125,5	50,4
		СН	188	374,9	50,3
		НН	-	2187	-

Графика режима с минимальными нагрузками после перевода ПС 35 кВ Надеждинская на напряжение 220 кВ приведена в приложении Д.

6.3 Расчёт послеаварийного режима

Рассчитаем послеаварийный режим при одновременно отключенных ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна с Отпайкой на Западную и ВЛ 220 кВ АТЭЦ - ВТЭЦ-2 В таблице 63 сведены результаты расчёта режима.

Таблица 63 – режим максимальных нагрузок

Тип	Номер	Название	U _{ном} , кВ	U _{зд} , кВ	Отклонение напряжения, %	Расчётное напряжение, кВ
1	2	3	4	5	6	7
База	1	ПС Владивосток (220)	220	231	5	231
Нагр	3	ПС Промпарк	220		4,95	230,89
Нагр	4	ПС Аэропорт	220		1,81	223,99
Нагр	6	АТЭЦ 220	220		-0,89	218,04
Нагр	66	Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ	110		2,40	112,64
Нагр	65	Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ	110		2,42	112,66
Нагр	10	АТЭЦ 110	110		2,90	113,19
Ген	11	Г6	10	10	0,00	10,00
Ген	12	Г5	10	10	0,00	10,00
Нагр	59	Отп. на Кролевцы	110		1,05	111,15
Ген	14	Г6	10	10,2	2,00	10,20
Ген	15	Г5	10	10	0,00	10,00
Нагр	17	ПС Зелёный угол	220		0,43	220,95
Нагр	18	ПС Волна	220		-1,46	216,79
Нагр	20	Отп. на ПС Западную	220		-1,71	216,23
Нагр	21	ПС Западная 220	220		-1,71	216,23
Нагр	22	ПС Западная Т-3 (0)	220		-4,53	210,03
Нагр	23	ПС Западная Т-3 (НН)	6		-1,03	5,94
Нагр	24	ПС Западная Т-3 (СН)	35		-0,92	34,68
Нагр	25	ПС Западная Т-1 (0)	110		-5,05	104,44
Нагр	26	ПС Западная Т-2 (0)	110		-3,71	105,92
Нагр	27	2 ПС Западная 110	110		-2,23	107,55
Нагр	28	ПС Западная (НН)	6		0,43	6,03
Нагр	29	ПС Прохладная	35		4,31	36,51
Нагр	31	ПС Шмидтовка	35		2,59	35,91
Нагр	32	ПС Давыдовка (СН)	35		2,08	35,73
Нагр	33	ПС Давыдовка Т-1 (0)	110		-7,53	101,72
Нагр	34	ПС Давыдовка Т-2 (0)	110		-6,34	103,03
Нагр	35	ПС Давыдовка (НН)	6		5,44	6,33
Нагр	36	ПС Давыдовка	110		-5,32	104,15
Нагр	37	ПС Надеждинская (СН)	35		4,82	36,69
Нагр	38	ПС Надеждинская (СН)	35		4,81	36,68
Нагр	39	ПС Надеждинская (0)	220		0,15	220,33
Нагр	40	ПС Надеждинская (0)	220		0,06	220,14
Нагр	41	ПС Дачная	35		4,37	36,53

Продолжение таблицы 63

1	2	3	4	5	6	7
Нагр	42	ПС Соловей-ключ	35		1,90	35,67
Нагр	43	ПС Соловей-ключ	35		-6,08	32,87
Нагр	44	ПС Вираз	35		-1,99	34,30
Нагр	45	ПС 35 кВ Владивосток	35		-1,94	34,32
Нагр	47	ПС Кролевцы (СН)	35		3,89	36,36
Нагр	48	ПС Кролевцы Т-1 (0)	110		-3,00	106,70
Нагр	49	ПС Кролевцы Т-2 (0)	110		-2,84	106,87
Нагр	50	ПС Кролевцы (НН)	6		0,36	6,02
Нагр	51	ПС Кролевцы	110		0,95	111,05
Нагр	58	Отп. на Кролевцы	110		1,05	111,15
Нагр	70	2с Западная	110		-2,23	107,55
Нагр	60	НН Западная	6		1,89	6,11
Нагр	7	АТЭЦ АТ(0)	220		-8,64	201,00
Нагр	111	Давыд 2с 6	6		5,43	6,33
Нагр	64	ПС Суходол	220		2,86	226,28
Нагр	67	РУ 35 2 с Давыдовка	35		2,09	35,73
Нагр	68	2 с Давыдовка	110		-5,32	104,14
Нагр	13	ВТЭЦ-2	220		0,63	221,38
Нагр	112	ПС Надеждинская (ВН)	220		4,73	230,41
Нагр	113	ПС Надеждинская (ВН)	220		4,73	230,40
Нагр	114	ПС Надеждинская (НН)	6		3,44	6,21
Нагр	115	ПС Надеждинская (НН)	6		3,89	6,23
Нагр	116	Отп. на Над	220		4,86	230,69
Нагр	117	Отп. на Над	220		4,86	230,68

В таблице 64 сведены токовые загрузки ЛЭП

Таблица 64 – токовая загрузка ЛЭП

N_нач	N_кон	Название	Имакс, А	Идоп, А	Загрузка, %
1	2	3	4	5	6
1	116	ПС Владивосток (220) - Отп. на Над	119,76	586,95	20,40
1	117	ПС Владивосток (220) - Отп. на Над	119,87	586,95	20,42
1	4	ПС Владивосток (220) - ПС Аэропорт	539,05	758,52	71,07
4	6	ПС Аэропорт - АТЭЦ 220	494,83	758,52	65,24
6	13	АТЭЦ 220 - ВТЭЦ-2	-	812,70	-
13	17	ВТЭЦ-2 - ПС Зелёный угол	192,33	728,85	26,39

Продолжение таблицы 64

1	2	3	4	5	6
17	18	ПС Зелёный угол - ПС Волна	552,95	1019,10	54,26
17	64	ПС Зелёный угол - ПС Суходол	664,49	812,70	81,76
64	1	ПС Суходол - ПС Владивосток (220)	678,29	812,70	83,46
64	1	ПС Суходол - ПС Владивосток (220)	678,29	812,70	83,46
1	20	ПС Владивосток (220) - Отп. на ПС Западную	-	1029,42	-
20	18	Отп. на ПС Западную - ПС Волна	46,17	1029,42	4,48
20	21	Отп. на ПС Западную - ПС Западная 220	33,26	1029,42	3,23
70	36	2с Западная - ПС Давыдовка	240,79	434,73	55,39
70	59	2с Западная - Отп. на Кролевцы	171,58	580,50	29,56
27	58	2 ПС Западная 110 - Отп. на Кролевцы	171,01	580,50	29,46
59	65	Отп. на Кролевцы - Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ	264,44	580,50	45,55
58	66	Отп. на Кролевцы - Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ	267,18	580,50	46,03
65	10	Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ - АТЭЦ 110	266,96	580,50	45,99
66	10	Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ - АТЭЦ 110	275,32	580,50	47,43
59	51	Отп. на Кролевцы - ПС Кролевцы	94,12	580,50	16,21
58	51	Отп. на Кролевцы - ПС Кролевцы	97,61	580,50	16,81
67	31	РУ 35 2 с Давыдовка - ПС Шмидтовка	17,95	341,85	5,25
31	29	ПС Шмидтовка - ПС Прохладная	108,09	341,85	31,62
29	37	ПС Прохладная - ПС Надеждинская (СН)	133,68	341,85	39,11
38	24	ПС Надеждинская (СН) - ПС Западная Т-3 (СН)	500,08	580,50	86,15
38	41	ПС Надеждинская (СН) - ПС Дачная	174,32	193,50	90,09
41	42	ПС Дачная - ПС Соловей-ключ	101,12	341,85	29,58
43	44	ПС Соловей-ключ - ПС Вираз	100,13	270,90	36,96
44	45	ПС Вираз - ПС 35 кВ Владивосток	138,03	341,85	40,38
45	47	ПС 35 кВ Владивосток - ПС Кролевцы (СН)	138,03	341,85	40,38
66	65	Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ - Отп. на РУ 110 кВ АТЭЦ	4,96	-	-
116	112	Отп. на Над - ПС Надеждинская (ВН)	111,43	606,30	18,38
116	3	Отп. на Над - ПС Промпарк	33,07	586,95	5,63
117	113	Отп. на Над - ПС Надеждинская (ВН)	112,02	606,30	18,48
117	3	Отп. на Над - ПС Промпарк	33,32	586,95	5,68

В таблице 65 приведена токовая загрузка трансформаторов.

Таблица 65 – Токовая загрузка трансформаторов

Название ПС	Трансформатор	Сторона	$I_{\max}$, А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max} / I_{\text{доп}}$, %
Западная	Т-1 ТДТН-40000/110	ВН	120	259,4	46,2
		СН	-	1065	-
		НН	2010	4519,2	44,5
	Т-2 ТДТН-40000/110	ВН	62	259,4	23,9
		СН	-	1065	-
		НН	1079	4519,2	23,9
	Т-3 ТДТН-63000/220	ВН	33	200,8	16,6
		СН	201	1219	16,5
Надеждинская	Т-1 ТДТН-40000/220	ВН	112	129,2	86,6
		СН	405	784,9	51,6
		НН	1531	4519,2	33,9
	Т-2 ТДТН-40000/220	ВН	111	129,2	86,2
		СН	398	784,9	50,7
		НН	1569	4519,2	34,7
Давыдовка	Т-1 ТДТН-25000/110	ВН	51	161,9	31,7
		СН	146	483,6	30,2
		НН	-	2821,2	-
	Т-2 ТДТН-25000/110	ВН	37	161,9	22,9
		СН	-	483,6	-
		НН	600	2821,2	21,3
Кролевцы	Т-1 ТДТН-25000/110	ВН	96	161,9	59,2
		СН	70	483,6	14,5
		НН	1250	2821,2	44,3
	Т-2 ТДТН-25000/110	ВН	96	161,9	59,1
		СН	280	483,6	58
		НН	-	2821,2	-

Графика послеаврийного режима после перевода ПС 35 кВ Надеждинская на напряжение 220 кВ приведена в приложении Е.

При отключении на ПС 220 кВ Надеждинская одного из трансформаторов, оставшийся в работе трансформатор загружен на 82,8 % при отключенном выключателе на стороне 35 кВ и 94,4 % при включенном. В данном режиме ВЛ 35 кВ Западная Надеждинская загружена на 16,4 % и 25,4 %. ВЛ 35 кВ Надеждинская – Дачная загружена на 91,5 % и 92,1 % соответственно.

7 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ 220 КВ НАДЕЖДИНСКАЯ

7.1 Общие сведения

Надёжность защиты электрических станций и подстанций от грозовых перенапряжений должна быть значительно выше, чем у линий электропередачи. Это связано с тем, что последствия грозовых перенапряжений на подстанциях могут быть гораздо серьезнее и причинить больший ущерб.

Грозовые воздействия на оборудование подстанций представляют опасность как при прямом ударе молнии в подстанцию, так и при попадании молнии в линии электропередачи, по которым затем распространяются грозовые волны к распределительным устройствам и подстанциям. Кроме того, для распределительных устройств напряжением 6 и 10 кВ опасны также перенапряжения, возникающие в результате наведения при ударах молнии в землю или в объекты, находящиеся поблизости от линий или подстанции.

7.2 Расчёт заземлителя

Заземление молниезащиты предназначено для отвода тока молнии в землю от молниеотводов, конструкций, в которые попала молния, и защитных устройств.

Сопротивление заземлителя — это сопротивление, оказываемое грунтом току. При токе промышленной частоты оно называется стационарным. Импульсное сопротивление — это отношение импульсного напряжения на заземлителе к протекающему импульсному току.

Сосредоточенный заземлитель (небольшой длины, с незначительной индуктивностью) имеет импульсный коэффициент меньше единицы. Его сопротивление снижается при увеличении тока молнии и удельного сопротивления грунта.

Протяжённый заземлитель (длинный, с заметной индуктивностью) имеет импульсный коэффициент больше единицы, особенно при коротком фронте импульса и большой длине заземлителя.

Для линий и молниеотводов применяют сложные заземлители — системы из нескольких вертикальных электродов и соединительных полос (например, четырехстержневые конструкции).

Заземление подстанций осуществляется с использованием искусственных и естественных заземлителей. Искусственные заземлители представляют собой контур из вертикальных электродов, соединённых металлическими полосами. Для выравнивания потенциала на территории открытого распределительного устройства (ОРУ) и подключения оборудования к заземлению, на всей площади прокладывают сетку из соединительных полос.

Продольные заземлители укладываются вдоль оборудования со стороны обслуживания на глубине 0,5–0,7 м и на расстоянии 0,8–1,0 м от фундаментов. Если два ряда оборудования расположены друг напротив друга и между ними не более 3 м, допустимо использовать один заземлитель для обоих рядов при увеличении расстояния до 1,5 м.

Поперечные заземлители размещаются между оборудованием на той же глубине. Расстояния между ними увеличиваются от краёв к центру заземляющей сетки, начиная с 4 м и далее по ряду: 5, 6, 7,5, 9, 11, 13,5, 16 и 20 м. Размер ячеек в местах подключения нейтралей трансформаторов и короткозамыкателей не должен превышать 6×6 м.

Горизонтальные заземлители прокладываются по периметру участка заземления, формируя замкнутый контур.

Согласно [1], для электроустановок напряжением 110 кВ и выше значения сопротивления заземляющих устройств не должно превышать 0,5 Ом.

Расчёт заземления представлен в приложении Ж.

7.3 Расчёт молниезащиты подстанции 220 кВ Надеждинская

Для защиты оборудования станций и подстанций от прямых ударов молнии применяются молниеотводы. Их задача — перехватывать большинство ударов молнии в пределах защищаемой зоны и безопасно отводить ток в землю [16].

Молниеотвод состоит из трёх основных элементов:

- молниеприемник — металлический электрод, способный выдержать ток молнии без разрушения;
- токоотвод — проводник, соединяющий молниеприемник с заземлителем;
- заземлитель — система стальных электродов, заглублённых для обеспечения хорошего контакта с влажной почвой.

Принцип действия молниеотвода основан на том, что при приближении молнии электрическое поле у молниеотвода усиливается быстрее, чем у защищаемого объекта. Это способствует формированию встречного лидера именно с молниеотвода, притягивая удар молнии к нему. Таким образом создаётся зона защиты — область, где вероятность удара в объект минимальна.

Существует понятие высоты ориентировки молнии — расстояние, на котором молния начинает притягиваться к наземным объектам. Чем ближе лидер молнии к молниеотводу, тем выше шанс его поражения, и наоборот.

Для энергетических объектов устанавливаются два типа зон защиты: тип А — надёжность не ниже 0,995 (прорыв менее 0,5%); тип Б — надёжность не ниже 0,95 (прорыв до 5%).

В данном дипломном проекте расчёт проводится для зоны типа А обладающей надёжностью не ниже 0,995 и напряжением 220 кВ, что ниже зоны Б, рассчитываемого при напряжении 750 кВ и выше. При напряжении 750 кВ и выше зона типа А не обеспечивает требуемую надёжность, поэтому применяют зону типа Б.

Молниеотводы бывают: стержневые, тросовые и в виде молниезащитных сеток или металлических кровель. Расчёт зоны защиты представлен в приложении 3. Зона защиты и сетка заземления приведены на рисунке 20.

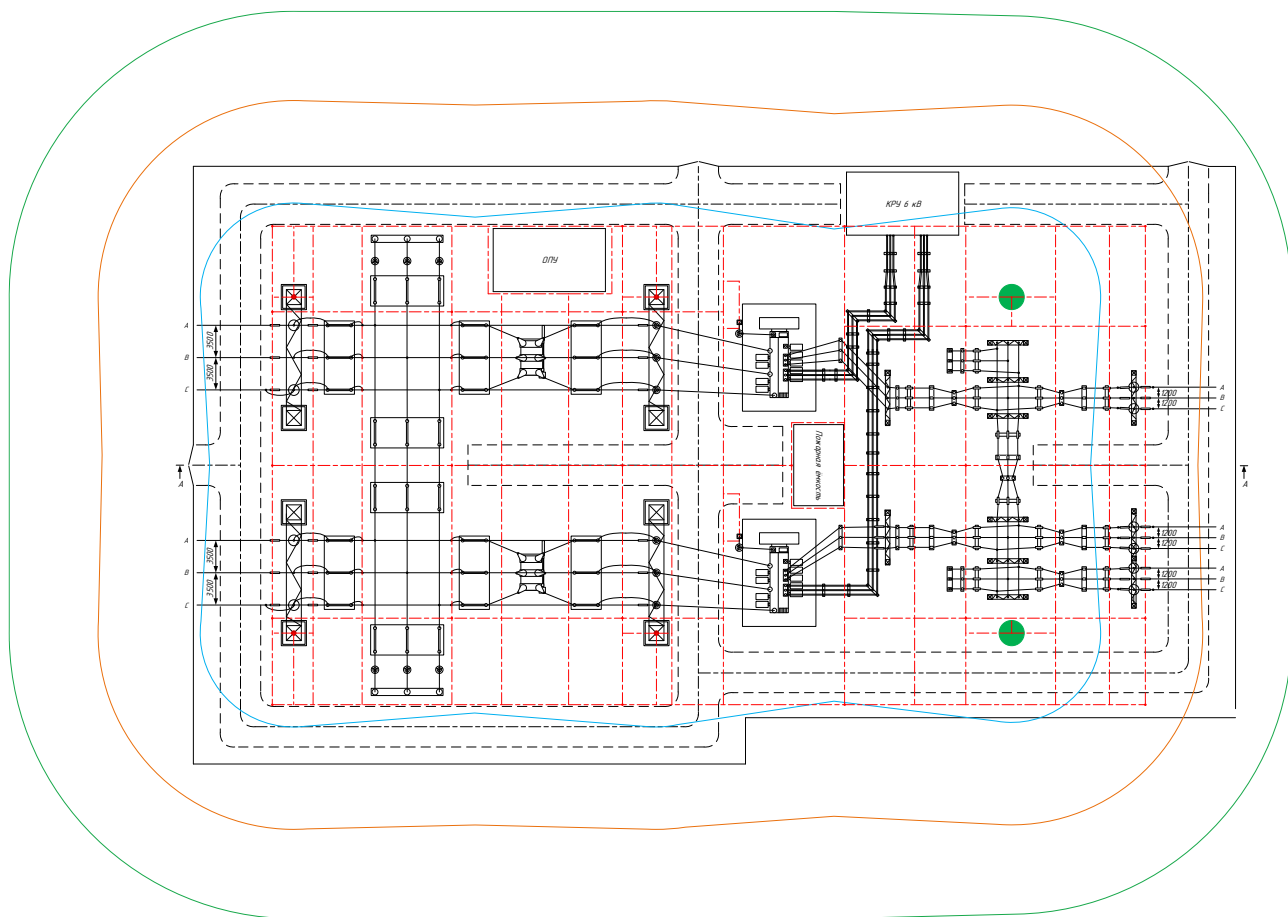


Рисунок 20 – Зона защиты подстанции

8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

8.1 Расстановка релейной защиты на подстанции и линии

Линия 220 кВ Владивосток – Промпарк с отпайкой на Надеждинскую работает в режиме с глухозаземлённой или эффективно заземлённой нейтралью. В таких сетях должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю.

Согласно ПУЭ [1], на линиях с односторонним питанием следует устанавливать ступенчатые токовые защиты или ступенчатые защиты тока и напряжения от многофазных замыканий. Должна быть предусмотрена ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности от замыканий на землю.

Для линий 110-220 кВ рекомендуется осуществлять основную защиту с использованием высокочастотной блокировки дистанционной и токовой направленной нулевой последовательности защит, когда это целесообразно по условиям или упрощения защиты. В таком случае в качестве резервных защит необходимо использовать дистанционные ступенчатые защиты от многофазных КЗ и ступенчатые токовые направленные или ненаправленные защиты нулевой последовательности для защиты от замыканий на землю [1].

Для защиты линии 220 кВ Владивосток – Промпарк с отпайкой на Надеждинскую должны быть установлены следующие защиты:

- трёхступенчатая дистанционная защита для защиты от междуфазных КЗ;
- четырёхступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности, обеспечивающая защиту линии от замыканий на землю;
- токовая отсечка для защиты от КЗ.

8.2 Защита трансформатора

На подстанции 220 кВ Надеждинская планируется установка двух трансформаторов мощность 40 МВА каждый. С целью защиты трансформаторов выбрано устройство микропроцессорной защиты трёхобмоточного

трансформатора «Сириус-ТЗ», предназначенного для основной защиты трёхобмоточных трансформаторов 35-220 кВ. Также возможно использование в качестве дифференциальной защиты сдвоенного реактора, мощного синхронного двигателя или в качестве продольной дифференциальной защиты ошиновки с тремя присоединениями. Содержит подменную МТЗ ВН, МТЗ СН, МТЗ НН с внешним комбинированным пуском напряжения.

Устройство предназначено для установки на панелях и в шкафах в релейных залах и пультах управления электростанций и подстанций 35-220 кВ.

Функции защиты, выполняемые устройством:

- двухступенчатая ДЗТ;
- ненаправленная двухступенчатая МТЗ ВН;
- одна ступень ненаправленной МТЗ СН;
- одна ступень ненаправленной МТЗ НН;
- защита от перегрузки с действием на сигнализацию [17].

8.2.1 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

Перед расчётом дифференциальной защиты необходимо провести расчёт общих уставок: базисные токи всех сторон трансформатора, приравниваемые к номинальным токам; группы ТТ (группы сборки цифровых ТТ на каждой стороне); предел регулирования РПН, %; ступени регулирования РПН.

Номинальные токи определяются по формуле:

$$I_{\text{Ном.перв}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Ном.ср}}}, \quad (87)$$

где $U_{\text{Ном.ср}}$ – номинальное напряжение стороны в среднем положении РПН.

Расчёт вторичных номинальных токов сторон, соответствующих номинальной мощности трансформатора, проводится по формуле:

$$I_{\text{Ном.втор}} = \frac{I_{\text{Ном.перв}} \cdot k_{\text{сх}}}{K_{\text{ТТ}}}, \quad (88)$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы, учитывающий схему соединения вторичных обмоток ТТ;

$K_{ТТ}$ – коэффициент трансформации ТТ соответствующей стороны.

Рассчитанные данные сведены в таблицу 66.

Таблица 66 – расчёт общих уставок

Наименование параметра	Обозначение	Значение параметра на оботке		
		230	38,5	6,6
Первичный ток, соответствующий номинальной мощности трансформатора, А	$I_{\text{Ном.перв}}$	140,572	599,844	3499,093
Коэффициент трансформации	$K_{ТТ}$	40	150	800
Вторичный ток, соответствующий номинальной мощности трансформатора, А	$I_{\text{Ном.втор}}$	3,514	3,999	4,374
Базисный ток, принимаемый за уставку	$I_{\text{Баз}}$	3,6	4,1	4,4
Ток трёхфазного КЗ приведённый к стороне ВН, кА	$I_{Ki}^{(3)\text{ВН}}$	6,116	0,825	0,445
Предел регулирования РПН, %	$\Delta U_{\text{РПН}}$	12		
Группа ТТ		11	11	0

Рассчитанные базисные токи сторон попадают в допустимый диапазон выравнивания, определяемый номинальным током входа устройства. Базисные токи должны входить в диапазон 1,01-10 А для входа с $I_{\text{НОМ}} = 5 \text{ А}$.

Рассчитаем уставки дифференциальной отсечки ДЗТ-1. Определим отношение тока внешнего КЗ к номинальному току трансформатора при КЗ на стороне СН по формуле:

$$I_{\text{КЗ.Внеш.макс}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(3)\text{ВН}}}{I_{\text{Ном.перв}}}, \quad (89)$$

$$I_{\text{КЗ.Внеш.макс}} = \frac{825}{140,572} = 5,868 \text{ А.}$$

Расчётный ток небаланса при внешнем КЗ:

$$I_{\text{нб}} = k''_{\text{отс}} \cdot (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}) \cdot I_{\text{КЗ.Внеш.макс}}, \quad (90)$$

где $k''_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,5;

$k_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим при КЗ, принимается равным 3;

$k_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности ТТ, принимается равным 1;

ε – относительное значение значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме (для ТТ класса 10Р принимается значение 0,1, для 5Р – 0,05);

$\Delta U_{\text{РПН}}$ - полный размах РПН (для рассматриваемого трансформатора;

$\Delta f_{\text{добав}}$ - погрешность, обусловленная неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН (округлением при установке), а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства. По данным фирмы изготовителя расчетное значение можно принимать равным 0,04.

$$I_{\text{нб}} = 1,5 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,04) \cdot 5,868 = 4,049 \text{ А.}$$

Уставка срабатывания с учетом отстройки от БНТ и небаланса при внешнем КЗ определяется по условиям:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq I_{\text{нб}} , \quad (91)$$

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq 6 . \quad (92)$$

По условию (Чи):

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq 4,049 .$$

Для условия (Че) определяем уставку дифференциальной отсечки при КЗ на стороне НН:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{нб}} \cdot I_{\text{КЗ.Внеш.макс}} , \quad (93)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,2;

$k_{\text{нб}}$ - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего к.з. (при вторичных номинальных токах ТТ 5 А принимаем равным 0,7).

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 5,868 = 4,929 \text{ А.}$$

Диапазон уставки $\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}}$, предусмотренный на «Сириус-ТЗ»: (4-30) $I_{\text{ном}}$.

Принимаемое значение уставки округляется до одного знака после запятой.

Принимаем уставку 5 А.

Действительный ток срабатывания отсечки будет равен:

$$I_{\text{диф}} = 5 \cdot 140,572 = 702,861 \text{ А.} \quad (94)$$

Проверяем коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)\text{ВН}}}{I_{\text{диф}}}, \quad (95)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{5297}{702,861} = 7,563 > 2.$$

Исходя из расчётов видно, что дифференциальная отсечка удовлетворяет требованиям по коэффициенту чувствительности.

Рассчитываем уставку ДЗТ-2.

Расчёт уставок ДЗТ-2 заключается в выборе ряда параметров тормозной характеристики: базовой уставки ступени $\frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{ном}}}$, наклона тормозной характеристики на втором ее участке $k_{\text{торм}}$, второй точки излома тормозной характеристики $\frac{I_{\text{т2}}}{I_{\text{ном}}}$ и уставки блокировки от второй гармоники $\frac{I_{\text{дг2}}}{I_{\text{дг1}}}$.

Базовая уставка дифференциального тока срабатывания на горизонтальном участке без торможения $\frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{ном}}}$ определяет чувствительность рассматриваемой ступени защиты к полным витковым замыканиям в переплетенных обмотках и к межкатушечным замыканиям в любых обмотках.

Значение $\frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{ном}}}$ выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального (базисного) тока трансформатора:

$$\frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{ном}}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}, \quad (96)$$

где $I_{\text{нб.расч}}$ - относительный ток небаланса в нормальном режиме работы защищаемого трансформатора:

$$I_{\text{нб.расч}} = k'_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}, \quad (97)$$

где $k'_{\text{пер}}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим без к.з., принимается равным 2,0.

Получаем пределы базовой уставки:

$$\frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{ном}}} \geq 1,2 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,04) = 0,432$$

Диапазон уставки $\frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{ном}}}$, предусмотренный на терминале «Сириус-ТЗ»: (0,3-0,5)· $I_{\text{ном}}$. Для устройств релейной защиты чаще применяются трансформаторы тока класса 10Р, поэтому, учитывая, что рассматриваем неравенство, принимаем $\frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{ном}}} = 0,5$.

Коэффициент снижения тормозного тока:

$$k_{\text{сн.т}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{нб.расч}}, \quad (98)$$

$$k_{\text{сн.т}} = 1 - 0,5 \cdot 0,36 = 0,82.$$

Необходимо рассчитать коэффициент торможения в процентах:

$$k_{\text{торм}} = \frac{100 \cdot I_{\text{диф}}}{I_{\text{торм}}} = \frac{100 \cdot k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}}{k_{\text{сн.т}}}, \quad (99)$$

$$k_{\text{торм}} = \frac{100 \cdot 1,3 \cdot 0,36}{0,82} = 57 \, \%.$$

Принимаем $k_{\text{торм}} = 58 \%$.

Первая точка излома тормозной характеристики определяется как пересечение линии $\frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{ном}}} = 0,5$ и прямой, проходящей через начало координат к оси $I_{\text{торм}}$ под углом:

$$\varphi = \text{atan}\left(\frac{k_{\text{торм}}}{100}\right), \quad (100)$$

$$\varphi = \text{atan}\left(\frac{58}{100}\right) = 30,11^\circ,$$

Значение первой точки излома характеристики вычисляется в терминале автоматически по формуле:

$$\frac{I_{\text{т1}}}{I_{\text{ном}}} = \frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{ном}}} \cdot \frac{100}{k_{\text{торм}}}, \quad (101)$$

$$\frac{I_{\text{т1}}}{I_{\text{ном}}} = 0,5 \cdot \frac{100}{58} = 0,862.$$

Определяем координаты второй точки излома характеристики на оси $I_{\text{торм}}$. Рекомендуемый диапазон уставки $\frac{I_{\text{т2}}}{I_{\text{ном}}}$, предусматриваемый на терминале «Сириус-ТЗ»: $(1-2) \cdot I_{\text{ном}}$. Принимаем значение уставки второй точки излома равным $2 \cdot I_{\text{ном}}$.

Диапазон уставки блокировки от второй гармоники $\frac{I_{\text{дг2}}}{I_{\text{дг1}}}$, предусмотренный на терминале «Сириус-ТЗ»: $(0,12-0,15)$. Принимаем значение уставки блокировки по второй гармонике $\frac{I_{\text{дг2}}}{I_{\text{дг1}}} = 0,15$.

На рисунке 21 приведена тормозная характеристика ступени ДЗТ-2.

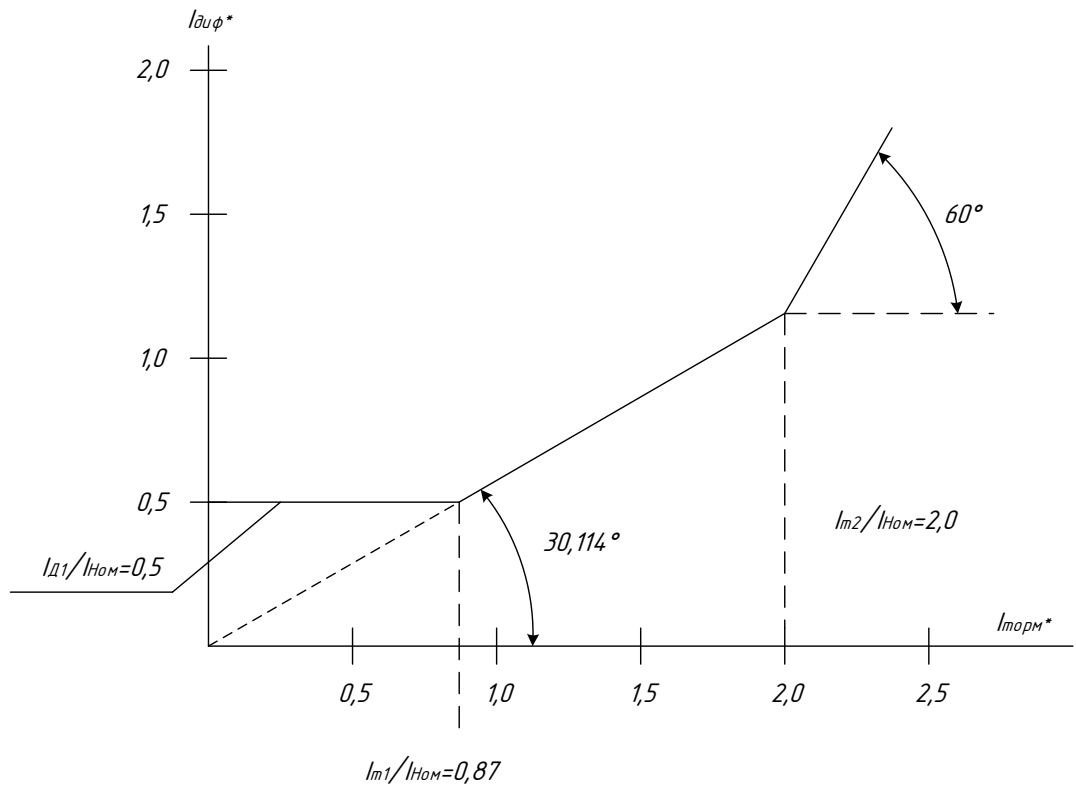


Рисунок 21 – Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2

Определим коэффициент чувствительности. Первичный ток срабатывания при отсутствии торможения:

$$I_{\text{СЗ}} = I_{\text{НОМ.перв}} \cdot \frac{I_{\Delta 1}}{I_{\text{НОМ}}}, \quad (102)$$

$$I_{\text{СЗ}} = 140,572 \cdot 0,5 = 70,286 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности при к.з. на стороне НН:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)\text{ВН}}}{I_{\text{СЗ}}} = \frac{445}{70,286} = 6,33 > 2. \quad (103)$$

Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты ДЗТ-3. Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной

ступени ДЗТ-2 $\frac{I_{д1}}{I_{ном}}$, а уставка по времени – порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Принимаем рекомендуемые значения уставок:

$$\frac{I_{д1}}{I_{ном}} = 0,1 ; T = 10 \text{ с.}$$

8.2.2 Выбор уставок максимальной токовой защиты

Максимальная токовая защита используется в качестве резервной защиты, так как по условиям селективности она имеет недопустимо высокую выдержку времени.

МТЗ не должна работать при перегрузках и не должна работать при самозапуске. С учётом данных условий:

$$I_{сз} = \frac{I_{\text{раб.мах}} \cdot k_{\text{отс}} \cdot k_3}{k_B}, \quad (104)$$

где $k_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешности расчета и работы реле, принимаемый равным $1,1 \div 1,2$;

k_3 – коэффициент запуска;

$I_{\text{раб.мах}}$ – максимальный рабочий ток нагрузки.

$$I_{сз.вн} = \frac{140,572 \cdot 1,2 \cdot 2}{0,95} = 355,13 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле тока:

$$I_{с.з.рт.} = \frac{I_{сз.вн} \cdot k_{сх}}{K_{ТТ}}, \quad (105)$$

$$I_{\text{с.з.рт.ВН}} = \frac{355,13 \cdot 1}{40} = 8,878 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности при выполнении МТЗ функции резервной защиты:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К1}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} > 1,2. \quad (106)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{5297}{355,13} = 14,915 > 1,2$$

Аналогично определяем уставки для остальных сторон трансформатора.

Для СН:

$$I_{\text{сз.СН}} = \frac{599,844 \cdot 1,2 \cdot 2}{0,95} = 1515,396 \text{ А.}$$

$$I_{\text{с.з.рт.СН}} = \frac{1515,396 \cdot 1}{150} = 10,103 \text{ А.}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{3822}{1515,396} = 2,522 > 1,2$$

Для НН:

$$I_{\text{сз.НН}} = \frac{3499,1 \cdot 1,2 \cdot 2}{0,95} = 8839,813 \text{ А.}$$

$$I_{\text{с.з.рт.НН}} = \frac{8839,813 \cdot 1}{800} = 11,05 \text{ А.}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{15505}{8839,813} = 1,519 > 1,2$$

8.2.3 Расчёт уставок защиты от перегрузки трансформатора

Контроль перегрузки трансформатора обеспечивается контролем за током в одной из его обмоток. Для удобства пользования можно вводить контроль токов как в обмотке стороны ВН трансформатора, так и в обмотках сторон СН и НН. Уставки задаются во вторичных значениях токов своей стороны напряжения, т.е. приведение тока не используется.

Уставка сигнала перегрузки принимается:

$$I_{с.з.п} = \frac{I_{ном} \cdot k_{отс.п}}{k_{в}}, \quad (107)$$

где $k_{отс.п}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05;

$k_{в}$ – коэффициент возврата, в данном устройстве равен 0,95.

Номинальный ток рекомендуется определять с учетом возможности увеличения его на 5% при регулировании напряжения.

$$I_{с.з.п.ВН} = \frac{3,6 \cdot 1,05 \cdot 1,05}{0,95} = 4,178 \text{ А.}$$

$$I_{с.з.п.СН} = \frac{4,1 \cdot 1,05 \cdot 1,05}{0,95} = 4,758 \text{ А.}$$

$$I_{с.з.п.НН} = \frac{4,4 \cdot 1,05 \cdot 1,05}{0,95} = 5,106 \text{ А.}$$

Время срабатывания защиты от перегрузки выбирается больше времени срабатывания других защит:

$$t_{с.з.п} = t + \Delta t, \quad (108)$$

$$t_{с.з.п} = 2,5 + 0,5 = 3 \text{ с.}$$

8.2.4 Газовая защита трансформатора

На всех силовых трансформаторах с мощностью свыше 1 МВА, оснащённых расширителями, устанавливается газовая защита, предназначенная для обнаружения коротких замыканий внутри бака трансформатора по характерному потоку продуктов разложения масла. Эта защита выдаёт сигнал при слабом потоке газа и производит отключение при интенсивном потоке. Газовые реле способны оценивать степень повреждения трансформатора: при незначительных повреждениях срабатывает сигнализация, при серьёзных — происходит отключение, кроме того, защита реагирует на снижение уровня масла в трансформаторе. Газовая защита считается наиболее чувствительной к повреждениям обмоток трансформатора, особенно при витковых замыканиях, на которые дифференциальная защита реагирует только при коротком замыкании большого числа витков.

Следует отметить, что в практике встречаются случаи ложного срабатывания газовой защиты, вызванные неисправностями цепей вторичной коммутации. Поэтому перед устранением неисправности важно точно определить причину срабатывания защиты. Для этого необходимо проверить, не сработали ли одновременно другие релейные защиты, а также провести анализ газов, накопившихся в газовом реле, оценить их количество, цвет, горючесть и химический состав.

Для защиты трансформатора на ПС 220 кВ Надеждинская устанавливаем газовое реле Бухгольца BF-80/Q ABR-80.

8.3 Автоматика

На подстанциях 220 кВ в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок (ПУЭ) обязательными являются устройства автоматического повторного включения (АПВ), автоматической частотной разгрузки (АЧР) и автоматического включения резерва (АВР), которые обеспечивают устойчивость и надёжность работы энергосистемы.

Автоматическое повторное включение (АПВ) предназначено для восстановления питания путем автоматического включения выключателя после его отключения вследствие короткого замыкания или другого повреждения, если оно было временным и устранилось само собой, как, например, при пробое изоляции на воздушной линии. Согласно ПУЭ, АПВ должно применяться только при автоматическом отключении и не должно срабатывать при отключении, вызванном действиями персонала или дистанционным управлением. Также его не применяют при внутренних повреждениях трансформаторов и генераторов. Если после АПВ повреждение остаётся, релейная защита должна действовать ускоренно. Применение АПВ особенно эффективно в схемах с неявным резервом и на воздушных линиях электропередачи, где значительная часть аварий носит кратковременный характер.

Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) используется для предотвращения снижения частоты в энергосистеме ниже допустимого уровня. При возникновении дефицита активной мощности и снижении частоты ниже установленных значений устройства АЧР автоматически отключают часть нагрузки по ступеням. Эти действия позволяют стабилизировать частоту и предотвратить углубление аварии. Устройства АЧР должны устанавливаться на распределительных подстанциях и согласовываться с системным оператором. Объём нагрузки, подлежащий отключению, определяется исходя из возможного дефицита мощности. ПУЭ запрещает вмешательство персонала или других автоматик, таких как АВР, если это уменьшает эффективность действия АЧР. Кроме того, их работа должна быть чётко согласована с действием АПВ и других элементов релейной защиты, чтобы избежать повторного включения отключенной нагрузки до восстановления нормального режима.

Автоматическое включение резерва (АВР) применяется для автоматического подключения резервного источника питания в случае отключения основного. АВР может использоваться на трансформаторах, линиях, секционных и шиносоединительных выключателях, а также на оборудовании,

критичном для технологического процесса, например, на электродвигателях. Его применение обеспечивает бесперебойное электроснабжение потребителей и позволяет упростить схемы релейной защиты, снизив токи короткого замыкания. АВР должно работать согласованно с другими автоматическими устройствами, в частности с АПВ, чтобы исключить возможность подачи напряжения на повреждённый участок и не нарушить устойчивость работы сети. Совместное применение АПВ и АВР позволяет достичь наибольшей надёжности и оперативности восстановления электроснабжения после аварийных ситуаций.

Таким образом, устройства АПВ, АЧР и АВР являются обязательными элементами автоматизации подстанции 220 кВ, строго регламентированными ПУЭ, и направлены на обеспечение безопасности, устойчивости и надёжности энергоснабжения в нормальных и аварийных режимах.

9 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ

9.1 Расчёт капиталовложений

Применительно к электрическим сетям капитальные вложения состоят из капитальных вложений на сооружение подстанций ($K_{ПС}$) и капитальных вложений на сооружение линий (K_L):

$$K = K_{ПС} + K_L. \quad (109)$$

В свою очередь в капиталовложения на сооружение подстанций входят суммы на приобретение трансформаторов и компенсирующих устройств, на сооружение ОРУ, постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории. Капитальные вложения на сооружение подстанций, тыс. руб.:

$$K_{ПС} = (K_{ОТ.З} + K_{ПОСТ} + K_{ОРУ} + K_{ТР}) \cdot K_{П} \cdot K_3. \quad (110)$$

где $K_{ОТ.З}$ – стоимость отвода земли для строительства ПС;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат, для схемы два блока – 220 – 4Н, принимаем 26000 тыс. руб

$K_{РУ}$ – стоимость распределительных устройств, принимаем для одного элегазового выключателя на 220 кВ 12000 тыс. руб;

$K_{ТР}$ – затраты на установку трансформатора;

$K_{П}$ – переводной коэффициент, принимаем равным 11;

K_3 – зональный повышающий коэффициент, принимаем для Дальнего Востока 1,4.

Стоимость отвода земли для строительства ПС определяется по формуле:

$$K_{OT.3} = S_{OT.3} \cdot C_{OT.3}. \quad (111)$$

где $S_{OT.3}$ – площадь отвода земли для строительства ПС, для ПС 220 кВ принимаем 8000 м²;

$C_{OT.3}$ – стоимость отвода земли, принимаем 7 руб. за м².

Капиталовложения на сооружения ЛЭП определяются как:

$$K_{Л} = (K_{OT.3} + K_{л}) \cdot K_{П} \cdot K_{З}. \quad (112)$$

где $K_{OT.3}$ – затраты на отведение земли и вырубку просеки;

$K_{л}$ – стоимость строительства ЛЭП.

Затраты на отведение земли и вырубку просеки определяются по формуле:

$$K_{OT.3} = l \cdot S_{OT.3} \cdot C_{OT.3} + Z_{ПР} \cdot l. \quad (113)$$

где l – длина трассы;

$S_{OT.3}$ – площадь отвода земли на 1 км;

$Z_{ПР}$ – затраты на вырубку просеки.

Стоимость строительства линии определяется по формуле:

$$K_{л} = K_{О} \cdot l. \quad (114)$$

где $K_{О}$ – удельные затраты на 1 км.

Расчёт представлен в приложении 3. В таблице 67 представлены результаты расчёта капиталовложений.

Таблица 67 – Капиталовложения

К _{ПС} , тыс. руб	К _Л , тыс. руб.	К, тыс. руб
1155862,4	35240	1211102,4

9.2 Расчёт эксплуатационных издержек

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.

$$I_{\Sigma} = I_{\text{ЭиР}} + I_{\text{АМ}} + I_{\Delta W}. \quad (115)$$

где $I_{\text{ЭиР}}$ – издержки на эксплуатацию и ремонт;

$I_{\text{АМ}}$ – издержки на амортизацию;

$I_{\Delta W}$ – затраты сетевой организации на компенсацию потерь электроэнергии, возникающих в электросетевом комплексе.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяют по формуле:

$$I_{\text{ЭиР}} = (\alpha_{\text{но.ВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{но.КЛ}} \cdot K_{\text{КЛ}}) + \alpha_{\text{но.пс}} \cdot K_{\text{ПС}}. \quad (116)$$

где $\alpha_{\text{но.л}}$ – нормированные отчисления на ремонт и эксплуатацию линий, для ВЛ 35 кВ и выше принимаем 0,008, для кабелей принимаем равным 0,025;

$\alpha_{\text{но.пс}}$ – нормированные отчисления на ремонт и эксплуатацию ПС, для ПС 220 кВ принимаем 0,049.

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{CP}}. \quad (117)$$

где T_{CP} – срок службы оборудования, принимаем 20 годам.

Затраты сетевой организации на компенсацию потерь электроэнергии, возникающих в электросетевом комплексе, определяются по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot T_{nom}, \quad (118)$$

где ΔW – потери в элементах сети.

Потери в элементах сети определяются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_L + \Delta W_{TP}, \quad (119)$$

где ΔW_L – потери электрической энергии в линиях;

ΔW_{TP} – потери электрической энергии в трансформаторах.

Потери электрической энергии в линиях и трансформаторах принимаем из рассчитанных ранее в RastrWin3 режимов для максимальных и минимальных нагрузок. Расчёт приведён в приложении 3. Значения издержек приведены в таблице 68.

Таблица 68 – Издержки

И _{ЭИР} , тыс. руб.	И _{АМ} , тыс. руб.	И _{ΔW} , тыс. руб.	И _Σ , тыс. руб.
57429,178	60555,12	52409,02	170393,318

9.3 Определение эксплуатационных затрат

Среднегодовые приведённые затраты определяем по формуле:

$$З = I_{\Sigma} + E_H \cdot K. \quad (120)$$

где E_H – нормативный коэффициент, определяемый по формуле (121).

$$E_H = \frac{1}{T_H}. \quad (121)$$

где T_H – срок окупаемости проекта.

Расчёт приведён в приложении 3. В таблице 69 приведены результаты расчётов.

Таблица 69 – Результаты расчётов капитальных затрат

К, тыс. руб	И _Σ , тыс. руб.	З, тыс. руб.
1211102,4	178952,898	351967,526

Для полной оценки проекта необходимо также произвести расчёт чистого дисконтированного дохода (ЧДД). Расчёт ЧДД представлен в приложении 3. Результаты расчёта приведены в таблице 70.

Таблица 70 – Результаты расчёта ЧДД

Год	ЧДД, тыс. руб
1	2
1	-252063,175
2	-229148,341
3	-208316,673
4	-189378,794
5	-172162,54
6	1003843,32
7	912584,836
8	829622,578
9	754202,344
10	685638,495

1	2
11	623307,722
12	566643,384
13	515130,349
14	468300,317
15	425727,561
16	387025,056
17	351850,96
18	319855,418
19	290777,653
20	264343,321

График ЧДД представлен на рисунке 22.

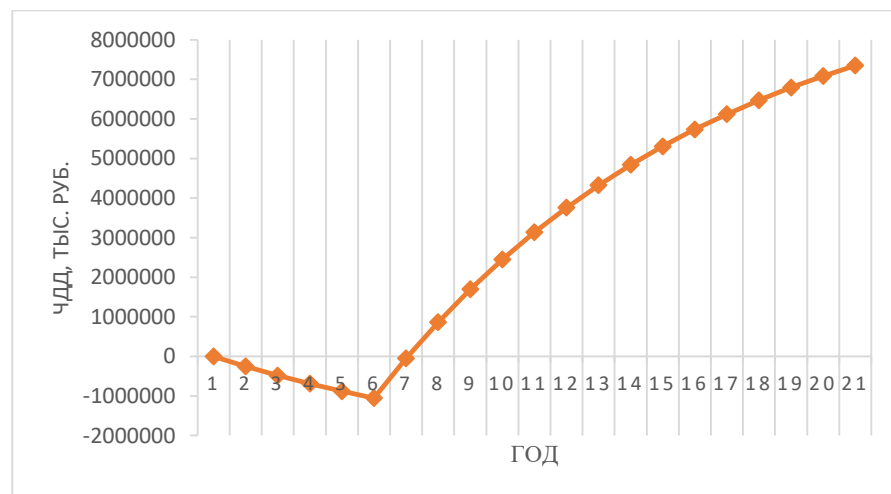


Рисунок 22 – ЧДД

Чистый дисконтированный доход по результатам расчётов получился положительным, что указывает на его целесообразность. Окупаемость проекта составит 8 лет.

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

При реализации проектов в области электроэнергетики, особенно связанных с реконструкцией и модернизацией объектов высокого напряжения, вопросы безопасности и экологичности занимают приоритетное место. Повышение уровня напряжения в сетях, как в случае перевода подстанции 35 кВ Надеждинская на уровень 220 кВ, неизбежно связано с увеличением технической сложности оборудования, ростом электромагнитных воздействий, а также с возрастанием рисков для обслуживающего персонала и окружающей среды.

Безопасная эксплуатация энергетических объектов требует соблюдения строгих нормативных требований, регламентирующих как проектирование, так и монтаж, пусконаладочные работы и дальнейшее обслуживание. Особое внимание уделяется вопросам электробезопасности, пожарной безопасности и защите персонала от поражения электрическим током. Одновременно с этим, проект должен учитывать возможное влияние реконструируемой инфраструктуры на окружающую среду, включая шумовое загрязнение, воздействие на атмосферу, почву, водные ресурсы и биоразнообразие.

Цель данного раздела — проанализировать потенциальные риски, возникающие при реконструкции электрических сетей 220 кВ в Надеждинском районе Приморского края, а также представить мероприятия, направленные на обеспечение безопасности персонала, надежности оборудования и минимизацию негативного воздействия на окружающую среду.

10.1 Безопасность

10.1.1 Охрана труда при производстве работ в действующих электроустановках.

Работы в действующих электроустановках должны проводиться:

-по заданию на производство работы, определяющему содержание, место работы, время ее начала и окончания, условия безопасного проведения, состав бригады и работников, ответственных за безопасное выполнение работы ;

- по распоряжению;
- на основании перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Запрещается самовольно начинать работы, а также выходить за пределы задания, указанного в наряде-допуске, распоряжении или утверждённом перечне.

Выполнение работ в месте проведения работ по другому наряду-допуску должно согласовываться с работником, выдавшим первый наряд.

Капитальный ремонт электрооборудования выше 1000 В, работы на токоведущих частях без снятия напряжения и ремонт ВЛ любого напряжения выполняются по технологическим картам или ППР, утверждённым руководителем организации или техническим руководителем.

При работах в электроустановках запрещается приближать людей, механизмы, подъёмные сооружения и токопроводящие части стрелы подъёмников с изолирующим звеном к неограждённым или неизолированным токоведущим частям под напряжением ближе расстояний, указанных в таблице 39, за исключением работ под напряжением. При выполнении таких работ допускается приближение люльки подъёмников с изолирующим звеном на расстояния менее указанных в таблице 71 [18].

Таблица 71 - Допустимые расстояния до токоведущих частей электроустановок, находящихся под напряжением

Напряжение электроустановок, кВ	Расстояние от работников и применяемых ими инструментов и приспособлений, от временных ограждений, м	Расстояния от механизмов и подъёмных сооружений в рабочем и транспортном положении от стропов, грузозахватных приспособлений и грузов, м
1	2	3
ВЛ до 1	0,6	1,0
Остальные электроустановки:		
До 1	не нормируется (без прикосновения)	1,0
1-35	0,6	1,0

1	2	3
60 (постоянный ток) - 110	1,0	1,5
150	1,5	2,0
220	2,0	2,5
330	2,5	3,5
400 (постоянный ток) – 500	3,5	4,5
750	5,0	6,0
1150	8,0	10,0

Требования безопасности при работе в электроустановках:

- запрещается работать в согнутом положении, если при выпрямлении возможно нарушение безопасного расстояния до токоведущих частей;

- запрещается располагаться спиной или между неограждёнными токоведущими частями;

Работы проводятся с использованием электрозащитных средств, соответствующих методу и классу напряжения. Запрещено касаться изоляторов и изолирующих частей под напряжением без защиты.

Работы в неосвещённых местах не допускаются. Освещённость должна быть равномерной на всех участках.

10.1.2 Охрана труда при работах в зоне влияния электрического и магнитного полей.

В электроустановках всех напряжений должна быть обеспечена защита работающих от биологически активного магнитного поля, способного оказывать отрицательное воздействие на организм человека.

Биологически активными являются электрическое и магнитное поля, напряженность которых превышает допустимое значение. Предельно допустимый уровень напряженности действующего электрического поля (ЭП) составляет 25 кВ/м. Пребывание в ЭП с уровнем напряженности, превышающим 25 кВ/м, без применения индивидуальных средств защиты не разрешается. При уровнях напряженности ЭП свыше 20 до 25 кВ/м время

пребывания персонала в ЭП не должно превышать 10 мин. При уровне напряженности ЭП свыше 5 до 20 кВ/м допустимое время пребывания персонала рассчитывается по формуле:

$$T = \frac{50}{E} - 2, \quad (122)$$

где E – уровень напряженности воздействующего ЭП, кВ/м;

T – допустимое время пребывания персонала, час.

При уровне напряженности ЭП, не превышающем 5 кВ/м, пребывание персонала в ЭП разрешается в течение всего рабочего дня (8 ч). Допустимое время пребывания в электрическом поле имеет право быть реализовано однократно или по частям в течение рабочего дня. В остальное рабочее время необходимо использовать средства защиты от электромагнитного поля или находиться в ЭП напряженностью до 5 кВ/м. Допустимая напряженность (H) или индукция (B) магнитного поля для условий общего (на все тело) и локального (на конечности) воздействия в зависимости от продолжительности пребывания в магнитном поле определяется в соответствии с таблицей 72.

Допустимые уровни магнитного поля внутри временных интервалов определяются интерполяцией [18].

Таблица 72 – Допустимые уровни магнитного поля

Время пребывания, час	Допустимые уровни магнитного поля H (А/м)/ B (мкТл) при воздействии	
	общем	локальном
до 1	1600/2000	6400/8000
2	800/1000	3200/4000
4	400/500	1600/2000
8	80/100	800/1000

Контроль уровней электрического и магнитного полей должен производиться при:

- приемке в эксплуатацию новых, расширении и реконструкции действующих электроустановок;

- оборудовании помещений для постоянного или временного пребывания персонала, находящихся вблизи электроустановок (только для магнитного поля);

- оценке рабочих мест по условиям труда.

Измерения напряженности ЭП должны производиться:

- при работах без подъема на оборудование и конструкции - на высоте 1,8 м от поверхности земли, плит кабельного канала (лотка), площадки обслуживания оборудования или пола помещения;

- при работах с подъемом на оборудование и конструкции - на высоте 0,5, 1,0 и 1,8 м от пола площадки рабочего места (например, пола люльки подъемника) и на расстоянии 0,5 м от заземленных токоведущих частей оборудования.

Измерения напряженности (индукции) магнитного поля должны производиться на высоте 0,5, 1,5 и 1,8 м от пола площадки рабочего места, поверхности земли, пола помещения, настила переходных мостиков, а при нахождении источника магнитного поля под рабочим местом - дополнительно на уровне пола площадки рабочего места.

В качестве средств защиты от воздействия ЭП должны применяться средства защиты, соответствующие требованиям технических регламентов и национальных (межгосударственных) стандартов:

- в ОРУ - стационарные экранирующие устройства и экранирующие комплекты, сертифицированные в установленном законодательством Российской Федерации порядке;

- на ВЛ - экранирующие комплекты, сертифицированные в установленном законодательством Российской Федерации порядке.

Отключённые токоведущие части должны заземляться для снятия наведённого потенциала. Если они не заземлены, то прикасаться к ним без

средств защиты запрещено. Также подлежат заземлению ремонтные приспособления и оснастка, изолированные от земли.

Для защиты от магнитного поля применяются стационарные или переносные экраны. Рабочие места и маршруты передвижения размещаются на расстоянии, обеспечивающем соблюдение допустимых уровней магнитного поля [18].

10.1.3 Охрана труда при выполнении работ на силовых трансформаторах

Осмотр силовых трансформаторов (далее - трансформаторы), масляных шунтирующих и дугогасящих реакторов (далее - реакторы) должен выполняться непосредственно с земли или со стационарных лестниц с поручнями с соблюдением расстояний до токоведущих частей, указанных в таблице 39.

Осмотр газового реле после срабатывания на сигнал и отбор газа из газового реле работающего трансформатора должен выполняться после разгрузки и отключения трансформатора.

Работы, связанные с выемкой активной части из бака трансформатора или поднятием колокола, должны выполняться по специально разработанному для местных условий проекту производства работ.

Выполнение работ внутри баков трансформаторов разрешается только специально подготовленному персоналу, хорошо знакомому с безопасными маршрутами передвижения, исключаящими риск падений и травм во время осмотров или ремонтных работ активной части. Рабочие обязаны носить чистую, удобную для движения спецодежду без металлических элементов, обеспечивающую защиту от перегрева и загрязнения маслом. При работе внутри трансформатора обязательно использование защитной каски и перчаток, а в качестве обуви рекомендованы резиновые сапоги. Перед входом в бак необходимо убедиться, что из него полностью удалены азот или другие инертные газы, а также обеспечена эффективная вентиляция, при которой содержание кислорода в воздухе бака не должно быть ниже 20%.

Работа должна производиться по наряду-допуску тремя работниками, двое из которых - страхующие. Они должны находиться у смотрового люка или, если его нет, у отверстия для установки ввода с канатом страховочной привязи, работающего внутри трансформатора, с которым должна поддерживаться постоянная связь. При необходимости работник, выполняющий работы внутри трансформатора, должен быть обеспечен шланговым противогазом. Производитель работ при этом должен иметь группу IV по электробезопасности.

Освещение во время работы внутри трансформатора должно обеспечиваться переносными светильниками с напряжением не выше 12 В, оснащёнными защитной сеткой и произведёнными заводским способом, либо аккумуляторными фонарями. При этом разделительный трансформатор для переносного светильника следует размещать за пределами бака трансформатора.

Если во время работ в бак подаётся осушенный воздух с точкой росы не выше -40°C , то продолжительность нахождения каждого рабочего внутри трансформатора не должна превышать 4 часов в сутки.

Операции по регенерации, осушке, очистке и дегазации трансформаторного масла необходимо выполнять в защитной одежде и специальной обуви.

При сливе и заливке масла в силовые трансформаторы с напряжением 110 кВ и выше вводы трансформаторов должны быть заземлены, чтобы избежать накопления электростатического заряда.

10.1.4 Охрана труда при выполнении работ на воздушных линиях электропередачи.

Работы по замене элементов опор, монтажу и демонтажу опор и проводов, а также замене гирлянд изоляторов на воздушных линиях выполняются согласно технологической карте или плану производства работ (ППР). Подъём на опору допускается только после проверки её устойчивости и прочности, с особым вниманием к состоянию основания. Для металлических опор обязательно проверяются фундаменты, раскосы, анкерные болты, оттяжки и заземление. В

случае сомнений в надёжности конструкции опора должна быть предварительно усилена. Во время подъёма и натяжения проводов запрещается находиться на траверсах или стойках, расположенных под ними. Подъёмные блоки устанавливаются таким образом, чтобы избежать чрезмерной нагрузки на опору.

При производстве работ, при которых не исключена возможность приближения к проводам (электропередачи, связи, радиотрансляции, телемеханики) на расстояние менее 0,6 м, эти провода должны быть отключены и заземлены на месте производства работ.

Не разрешается работать на ВЛ и ВЛС, находящихся под напряжением, при тумане, дожде, снегопаде, в темное время суток, обледенении опор (с подъемом работника на опоры без подъемных сооружений), а также при ветре, затрудняющем работы на опорах.

При монтаже и замене проводов и тросов раскатывать их следует плавно, без рывков, тяговые канаты направлять так, чтобы избежать подхлестывания и приближения к проводам, находящимся под напряжением.

Перед монтажом (визировка, натяжка, перекладка проводов) провод (трос) должен быть заземлён в двух местах: у начальной анкерной опоры и на конечной опоре, через которую проводится натяжение. Также заземление накладывается на каждую промежуточную опору, где ведутся работы.

При работе на проводах в пролёте пересечения с другой ВЛ с телескопической вышки рабочая площадка должна быть соединена с проводом гибким медным проводником (не менее 10 мм²), а сама вышка — заземлена. Провод заземляется на ближайшей опоре или в пролёте.

При работе на ВЛ под наведённым напряжением или в створе действующих ВЛ провод заземляется на анкерной опоре, конечной опоре и на каждой промежуточной опоре, где ведутся работы.

Расстояние от работников до проводов ВЛ и других элементов, соединённых с проводами, расстояние от проводов ВЛ до механизмов и подъемных сооружений должно быть не менее указанных в таблице 1.

Расстояние от провода с защитным покрытием до деревьев должно быть не менее 0,55 м [18].

10.1.5 Охрана труда при выполнении работ на кабельных линиях

Запрещается проведение землеройных работ машинами на расстоянии менее 1 м, а механизмов ударного действия - менее 5 м от трассы кабеля, если эти работы не связаны с раскопкой кабеля. Применение землеройных машин, отбойных молотков, ломов и кирок для рыхления грунта над кабелем разрешается производить на глубину, при которой до кабеля остается слой грунта не менее 30 см. Остальной слой грунта должен удаляться вручную лопатами. Перед началом раскопок КЛ должно быть произведено контрольное вскрытие линии под надзором персонала организации - владельца КЛ.

В зимнее время к выемке грунта лопатами необходимо приступать только после его отогревания. При этом приближение источника тепла к кабелям допускается не ближе чем на 15 см.

При рытье траншей в слабом или влажном грунте, когда есть угроза обвала, их стены должны быть укреплены.

При работе в грунтах естественной влажности, при отсутствии грунтовых вод и подземных сооружений поблизости, разрешается рыть котлованы и траншеи с вертикальными стенками без использования креплений на глубину до 1 м для насыпных песчаных и крупнообломочных грунтов, до 1,25 м — для супесей и до 1,5 м — для суглинков и глин. В случае плотных связанных грунтов допускается использование роторных и траншейных экскаваторов для рытья траншей с вертикальными стенками без креплений на глубину не более 3 м. При этом спуск работников в такие траншеи запрещён. Там, где присутствие персонала необходимо, следует предусмотреть крепления или выполнить откосы.

Перед разрезанием кабеля или вскрытием муфт необходимо убедиться, что работы ведутся на нужном для ремонта кабеле, который предварительно

отключён, и что все соответствующие технические меры безопасности соблюдены.

На рабочем месте подлежащий ремонту кабель определяется: при прокладке в туннеле, коллекторе, канале - прослеживанием, сверкой раскладки с чертежами и схемами, проверкой по биркам; при прокладке кабелей в земле - сверкой их расположения с чертежами прокладки.

Для этой цели должна быть предварительно прорыта контрольная траншея (шурф) поперек кабелей, позволяющая видеть все кабели.

При выполнении прокола кабеля необходимо использовать диэлектрические перчатки и средства защиты от термических воздействий электрической дуги — специальную одежду и защиту для лица и глаз. Работать следует, стоя на изолирующем настиле, размещённом над траншеей, при этом максимально удалённо от места прокола кабеля. Прокол должен выполняться двумя сотрудниками: допускающим и исполнителем работ или исполнителем и ответственным руководителем. Один из них, прошедший специальное обучение, непосредственно осуществляет прокол, а второй — контролирует процесс.

При ручной прокладке кабеля численность работников должна обеспечивать нагрузку на каждого не более 35 кг для мужчин и 15 кг для женщин. Рабочие обязаны использовать брезентовые рукавицы. Запрещается находиться внутри углов поворота кабеля и поддерживать его вручную на изгибах трассы — для этого устанавливаются угловые ролики.

До начала и во время работы в подземных сооружениях должна обеспечиваться естественная или искусственная вентиляция, а также проводиться анализ воздуха на содержание кислорода, уровень которого должен составлять не менее 20%.

Запрещается приступать к работе без предварительной проверки подземных помещений на загазованность. Контроль выполняют специально обученные сотрудники с использованием соответствующих приборов, список которых утверждается руководством организации (или её подразделения).

Использование открытого огня для проверки отсутствия газов категорически запрещено [18].

10.2 Экологичность

Электроустановки являются источниками различных факторов, которые негативно воздействуют на окружающую природную среду и человека.

При проектировании воздушных линий и подстанций необходимо учитывать следующие факторы воздействия на окружающую среду, здоровье и жизнедеятельность человека:

- специфические воздействия: электрическое поле промышленной частоты (для ВЛ напряжением 110 кВ и выше); магнитное поле промышленной частоты; акустический шум (для ВЛ напряжением 110 кВ и выше учитывается только в населенной местности); радио- и телевизионные помехи и т. д.;

- общестроительные (неспецифические) воздействия: изъятие земель в постоянное пользование; изъятие земель во временное пользование; нарушение естественного состояния грунта и рельефа; рубка просек; загрязнение поверхностных и грунтовых вод (только при строительстве).

При выборе трассы ВЛ и площадок под подстанции, включая новые участки для реконструкции, проводится сравнение конкурирующих вариантов с учётом природных особенностей, состояния среды, хозяйственного использования территории и её ценности. Оценивается возможный ущерб для природы и социальной среды, а также последствия изменений для экологии и здоровья населения, условия строительства и эксплуатации. [19].

Силовые трансформаторы, устанавливаемые в населённых пунктах, являются источниками характерных шумов, оказывающих негативное влияние на жизнь человека. В зависимости от мощности и класса напряжения в силовых трансформаторах применяют различные системы охлаждения. Характерные шумы и системы охлаждения приведены в таблице 73.

Основным признаком воздействия шума является снижение слуха, которое развивается из-за изменений биохимических процессов (гликогена, нуклеиновых

кислот и др.). При высоких уровнях шума слух падает через 1–2 года, при средних — через 5–10 лет, то есть снижение слуха происходит постепенно [20].

Таблица 73 – Характерные шумы для трансформаторов с различными системами охлаждения

Система охлаждения трансформатора	Характерные шумы по природе возникновения	Вид
С естественной циркуляцией воздуха и масла	Электромагнитный шум	М
С принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла	Электромагнитный шум, аэродинамический шум	Д
С принудительной циркуляцией воздуха и масла	Электромагнитный шум, аэродинамический шум, гидродинамический шум	ДЦ и НДЦ
С принудительной циркуляцией воды и масла	Электромагнитный шум, гидродинамический шум	Ц, НЦ, МЦ и НМЦ

Основной причиной появления шума крупных трансформаторов является сочетание двух факторов: электромагнитного и аэродинамического шума, порождаемого системой вентиляции. Что касается небольших трансформаторов, то поскольку они охлаждаются исключительно путем естественной конвекции, второй фактор практически исключается.

Электромагнитный шум трансформаторов образуется из-за:

- магнитострикционного эффекта;
- силы, действующие в магнитном поле на витки ТМ;
- силы Максвелла, возникающие в стыках и шиповых соединениях сердечника трансформатора [21].

При реконструкции действующей подстанции с увеличением мощности силовых трансформаторов необходимо провести измерение уровня шума в ближайшей точке на границе прилегающей к подстанции территории, исходящего от источников шума (силовых трансформаторов), и оценить его соответствие санитарно-гигиеническим нормам. В случае выявления превышения допустимых значений следует разработать и внедрить меры по снижению уровня шума.

В таблице 74 приведены исходные данные трансформатора.

Таблица 74 – Исходные данные трансформатора

Марка	Количество	Система охлаждения	Номинальная мощность, МВА	Номинальное напряжение, кВ
ТДТН-40000/220	2	С принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла	40	220

Для начала, согласно таблице 5.35 колонке 13 [22] определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории, расположенной на относительно небольшом расстоянии от подстанции. Расположение рассматриваемой подстанции относится к типу территории, непосредственно прилегающей к зданиям жилых домов. Необходимо отметить, что для данной территории допустимый уровень шума устанавливается с учётом времени суток. Принимаем для расчёта более сложные требования, установленные в интервале времени с 23.00 до 07.00 часов.

Для данной территории допустимый уровень шума $ДУ_{LA} = 45$ дБА.

Определим так же шумовые характеристики источника шума, согласно [23]. Данный стандарт определяет откорректированные значения звуковой мощности трансформаторов с учётом их типовой мощности, класса напряжения и способа охлаждения. Эти скорректированные показатели звуковой мощности применяются в качестве нормативных критериев для оценки шумовых характеристик трансформаторного оборудования.

Уровень звуковой мощности для трансформаторов с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (Д), с учётом исходных данных из таблицы 42: $L_{PA} = 97$ дБА.

Также необходимо определить минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТМ, и его скорректированный уровень звуковой

мощности равен L_{WA} , то в любой точке полусферы радиусом R уровень шума, создаваемый данным источником будет равным L_A (см. рисунок 23).

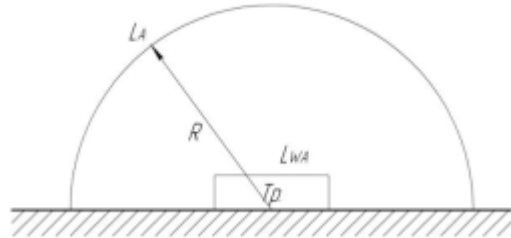


Рисунок 23 – Излучение шума трансформатором

В данном случае, согласно [22] справедливо соотношение:

$$L_{WA} = L_A + 10 \frac{S}{S_0}, \quad (123)$$

где S – площадь поверхности полусферы, m^2 ;

$$S_0 = 1 \text{ м}^2.$$

Исходя из данной формулы, при оценке шума, создаваемого трансформатором при эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии R от трансформатора ($R > 30 \text{ м}$) можно определить по формуле:

$$L_A(R) = L_{WA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (124)$$

$$\text{где } S = 2\pi R^2.$$

Расположение ПС и трансформаторов на ней расположены в соответствии со схемой, приведённой на рисунке 24. Расстояния R_1 , R_2 и l известны: $R_1 = 53,86 \text{ м}$, $R_2 = 74,93 \text{ м}$ и $l = 24 \text{ м}$.

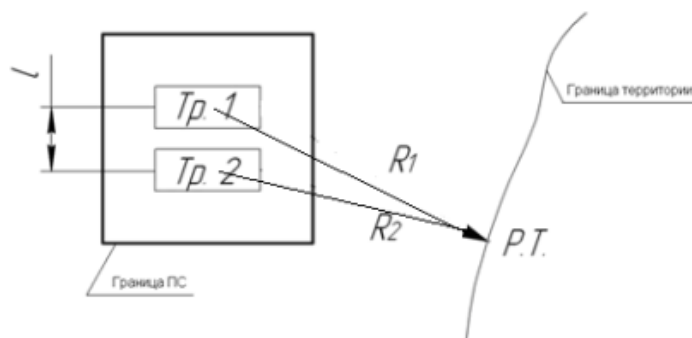


Рисунок 24 – расчётная точка

Определяем уровни шума, создаваемые силовыми трансформаторами:

$$L_{A1} = 97 - 10 \lg \frac{2 \cdot \pi \cdot 53,86^2}{1} = 54,393 \text{ дБА},$$

$$L_{A2} = 97 - 10 \lg \frac{2 \cdot \pi \cdot 74,93^2}{1} = 51,525 \text{ дБА}.$$

Определим суммарный уровень шума в расчётной точке:

$$L_{A\Sigma} = 10 \lg \sum 10^{0,1 \cdot L_{Aj}}, \quad (125)$$

$$L_{A\Sigma} = 10 \lg \cdot (10^{0,1 \cdot 54,393} + 10^{0,1 \cdot 51,525}) = 56,202 \text{ дБА}.$$

Исходя из расчёта, можно сделать вывод, что уровень шума трансформатора превышает допустимый уровень шума для данной территории. Определим требуемое снижение шума по формуле:

$$\Delta L_{\text{ТР}} = L_{A\Sigma} - \text{ДУ}_{LA}, \quad (126)$$

$$\Delta L_{\text{ТР}} = 56,202 - 45 = 11,202 \text{ дБА}.$$

Для решения данной проблемы необходимо организовать мероприятия по защите от шума, образующегося трансформаторами.

Воспользуемся принципом действия экранов, который заключается в отражении, поглощении или рассеивании падающих на него звуковых волн. На эффективность экранов влияют размер, материал экрана и частотный спектр шума, на пути которого он устанавливается. Применяемые экраны должны обеспечивать снижение шума не менее требуемого [21].

Экраны могут быть плоскими или П-, Г-, О-образной формы, что повышает их эффективность. Если экран окружает источник шума с трёх сторон, он становится выгородкой, эффективность которой близка к бесконечному экрану. Размеры экрана должны быть минимум в три раза больше линейных размеров источника шума.

В качестве экранов можно использовать:

- искусственные экраны, например, зелёные насаждения, железобетонные и металлические экраны и т.п.;
- естественные экраны, например, насыпи, рельеф местности и т.п.

При создании полос зелёных насаждений необходимо обеспечивать плотное смыкание крон деревьев и заполнение пространства под ними кустарниками вплоть до поверхности почвы. Такие зелёные полосы должны состоять из быстрорастущих видов деревьев и кустарников, устойчивых к городским и иным климатическим условиям региона их произрастания. Высота деревьев в этих насаждениях должна составлять от 5 до 8 метров. В полосах зелёных насаждений должно быть обеспечено плотное прилегание крон деревьев между собой и заполнение пространства под кронами до земли кустарниками [21].

10.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка на определённой территории или акватории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или

повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей [20].

На рассматриваемом объекте могут произойти следующие виды ЧС:

- пожары и взрывы, угроза взрывов;
- аварии на электроэнергетических объектах;
- короткие замыкания;
- обрыв кабелей или проводов.

Авария — техногенное происшествие, угрожающее жизни людей, приводящее к разрушениям, нарушению работы объектов и ущербу окружающей среде.

К аварии, в том числе к пожару могут привести технические неисправности и износ оборудования, человеческий фактор, эксплуатационные ошибки, короткие замыкания, перенапряжения, перегрузка, природные явления. Подробно рассмотрим пожар на подстанции и правила пожарной безопасности, соблюдение которых помогут предотвратить его и избежать серьёзных последствий.

Основными задачами выполнения требований пожарной безопасности, согласно [24], являются: формирование системы предотвращения пожара на объектах защиты; внедрение систем противопожарной защиты на объектах защиты; мониторинг состояния пожарной безопасности объектов защиты; управление рисками в области пожарной безопасности; обучение работников мерам пожарной безопасности; взаимодействие с ФОИВ по вопросам обеспечения пожарной безопасности; координация деятельности ПЭС, направленной на предупреждение пожаров и обеспечение готовности к локализации и ликвидации их последствий; изучение и распространение передового опыта в области пожарной безопасности.

Цель систем предотвращения пожаров — исключение условий их возникновения, что достигается предотвращением образования горючей среды и/или исключением источников зажигания.

Пожарная безопасность обеспечивается за счёт: использования негорючих и трудногорючих материалов; ограничения объёмов и массы горючих веществ безопасного размещения и изоляции таких веществ; понижения концентрации окислителя и/или горючих веществ; контроля температуры и давления; механизации процессов с горючими веществами; размещения пожароопасного оборудования в отдельных помещениях или на открытых площадках; установки защитных устройств, предотвращающих утечку или скопление горючих веществ; своевременного удаления горючих отходов и пыли.

Для исключения зажигания используются: электрооборудование, соответствующее классу зоны; быстродействующие устройства отключения; технологии, исключающие накопление статического электричества; системы молниезащиты; контроль температуры нагрева поверхностей; ограничение энергии искр; использование искробезопасного инструмента; предотвращение самовозгорания; исключение контакта пирофорных веществ с воздухом; устройства, препятствующие распространению пламени [25].

На подстанции рекомендуется проектировать пожарно-охранную сигнализацию с различаемыми тревожными сигналами о проникновении и о пожаре. Проектируемая автоматическая пожарная сигнализация должна удовлетворять следующим требованиям: обеспечивать высокую достоверность определения фактора возгорания; высокую помехозащищённость; гибкость архитектуры; гибкость программирования. Пожарная сигнализация получает сигнал о возгорании в помещении (на установке), выдает команду на включение систем. Для автоматического включения насосов, запорно-пусковых устройств установок пожаротушения и сигнализации о пожаре трансформаторов (реакторов) должны использоваться дифференциальная или газовая защита.

Сети противопожарного водопровода должны соответствовать требованиям: на подстанциях I группы 110-330 кВ (при условии защиты масляных силовых трансформаторов и реакторов автоматической установкой водяного пожаротушения), 500 кВ и выше должен предусматриваться производственно - противопожарный водопровод высокого давления из стальных труб. Допускается применение труб из полимерных материалов при соответствующем обосновании (электрохимическая коррозия). – на подстанциях II группы 220, 330 кВ должен предусматриваться наружный противопожарный водопровод низкого давления с двумя противопожарными резервуарами [24].

Проектируемая подстанция относится ко II группе, так как выполнена на напряжение 220 кВ и мощность устанавливаемых силовых трансформаторов равняется 40 МВА.

Территория объекта должна содержаться в чистоте, быть свободной от мусора, горючих материалов и любых загромождений.

Проезды и подъездные пути к зданиям и пожарным водоисточникам должны оставаться всегда проходимыми, особенно в зимний период. Противопожарные зоны не допускается использовать для складирования материалов или парковки транспортных средств.

Подстанция должна иметь ограждение, освещение и при необходимости оборудованный контрольно-пропускной пункт.

На территории открытых распределительных устройств (ОРУ) следует регулярно косить и убирать траву.

Категорически запрещено выжигать сухую растительность на территории ОРУ и прилегающих к ограждению площадках. Также недопустимо наличие древесно-кустарниковой растительности.

Маслоприемные устройства, установленные под трансформаторами, выключателями и реакторами, должны находиться в исправном состоянии для предотвращения утечек масла. Гравий внутри ограждений необходимо содержать в чистоте. При загрязнении, замасливании или образовании

отложений толщиной более 3 мм проводится очистка или замена материала. Маслоотводы и аварийные емкости проверяются одновременно с испытаниями систем пожаротушения, а результаты фиксируются в соответствующем журнале. В маслоприемниках не допускается наличие растительности. Кабельные вводы уплотняются негоряемыми, водостойкими материалами. Маслосборники осматриваются минимум два раза в год, и при наличии воды подлежат очистке. В случае пожара на трансформаторе или масляном реакторе оперативный персонал обязан отключить оборудование от всех напряжений, если оно не было отключено сработавшей релейной защитой, и выполнить его заземление. Запрещается сливать масло из корпуса силового трансформатора, масляного выключателя или реактора во время пожара. Также не допускается ввод оборудования в эксплуатацию на подстанциях, если не установлены и не приведены в полную готовность предусмотренные проектом системы и средства противопожарной защиты.

Шкафы управления и другое оборудование, конструктивно не установленное на трансформаторе должно быть вынесено за пределы маслоприемника.

Выхлопная труба трансформатора не должна быть направлена на оборудование или проходы, при необходимости ставятся отбойные щиты.

Системы пожаротушения должны быть в рабочем состоянии. При выцветании цвета систем трубопроводов этих установок и запорной арматуры краска должна обновляться [24].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В условиях устойчивого роста энергопотребления и активного социально-экономического развития Надеждинского района Приморского края обеспечение надёжного и качественного электроснабжения приобретает первостепенное значение. Одним из наиболее эффективных решений в данной ситуации является перевод подстанции 35 кВ «Надеждинская» на класс напряжения 220 кВ.

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы была проведена всесторонняя проработка вопросов, связанных с реконструкцией электрических сетей напряжением 220 кВ. Выполнен анализ текущего состояния электросетевого комплекса района, рассчитаны параметры сети и установившиеся режимы до и после перевода подстанции на новый класс напряжения. Также были произведены расчёты токов короткого замыкания, на основе которых осуществлён выбор оборудования. При выборе оборудования учитывались как электротехнические характеристики, так и климатические особенности региона, что позволило обеспечить его надёжную и безопасную эксплуатацию.

В рамках проекта была выполнена замена устаревших силовых трансформаторов на современные энергоэффективные агрегаты, обладающие большей мощностью и повышенным классом изоляции. Это позволило существенно разгрузить подстанцию, повысить надёжность её работы, а также обеспечить возможность подключения новых потребителей без риска перегрузки оборудования.

Разработка и анализ вариантов конфигурации сети подтвердили целесообразность перевода подстанции «Надеждинская» на напряжение 220 кВ. Проведённое технико-экономическое обоснование показало эффективность предложенных решений как с точки зрения капитальных вложений, так и с учётом будущих эксплуатационных затрат.

Результаты расчётов и моделирования показали, что после реконструкции и перевода подстанции на более высокий класс напряжения удалось:

- повысить надёжность электроснабжения потребителей района;
- разгрузить перегруженные участки сетей напряжением 110–35 кВ;
- заменить устаревшие силовые трансформаторы на новые, более мощные и надёжные;
- снизить нагрузку на оборудование подстанции за счёт повышения её общей пропускной способности;
- ократить потери при передаче электроэнергии;
- обеспечить устойчивую работу сети при возросших и перспективных нагрузках;
- подготовить инфраструктуру к подключению новых потребителей;
- привести технические параметры и оборудование в соответствие с современными стандартами электроэнергетики.

Таким образом, поставленная в работе цель — разработка технически обоснованных решений по реконструкции электрических сетей и обеспечению эффективного перевода подстанции «Надеждинская» на напряжение 220 кВ — достигнута. Все сформулированные задачи успешно решены, а полученные результаты могут быть использованы при дальнейшем развитии электросетевого комплекса региона и реализации аналогичных проектов модернизации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Библия электрика, ПУЭ, ПОТЭЭ, ПТЭЭП, – 10-е издание, – Москва: Эксмо, 2023, – 624 с. – (Актуальное законодательство)
- 2 Обосновывающи материалы. Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2025 – 2030 годы. Энергосистема Приморского края
- 3 Энергосети России. Энергетика Приморского края: текущее состояние и перспективы отрасли. URL: <https://energoseti.ru/articles/energetika-primorskogo-kraya-tekushchee-sostoyanie-i-perspektivy-otrasli>
- 4 Википедия Артёмовская ТЭЦ (Приморский край) URL: [https://ru.wikipedia.org/wiki/Артёмовская_ТЭЦ_\(Приморский_край\)](https://ru.wikipedia.org/wiki/Артёмовская_ТЭЦ_(Приморский_край))
- 5 Википедия Владивостокская ТЭЦ-2 URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Владивостокская_ТЭЦ-2
- 6 Программные комплексы RastrWin, RastrWin3, Bars, Lincor, Rustab, RastrKZ, RastrMDP, URL: <https://www.rastrwin.ru/>
- 7 Алгоритмы задач электроэнергетики: Методические указания по выполнению лабораторных работ/ сост.: А.А. Казакул, – Благовещенск: Издательство Амур, гос, ун-та, 2014, – 132 с.
- 8 ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
- 9 Электрические станции и подстанции. Учебное пособие / сост. Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2021.
- 10 Электроэнергетические системы и сети: методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина, – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013, – 59 с.

11 СТО 59012820-29.240.30.003-2009 Схемы принципиальные электрические Распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения.

12 ГОСТ 839-2019 Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия

13 Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах: сборник учебно-методических материалов для направления подготовки 13.03.02. / сост. Мясоедов Ю.В., Мясоедова Л.А., Подгурская И. Г. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2017

14 СТО 56947007- 33.060.40.134-2012. Типовые технические решения по системам ВЧ связи Стандарт организации. Дата введения: 30.10.2012

15 Фильтры присоединения URL: <https://www.ramenergy.ru/products/filtry-prisoedineniya-tipa-fpe/?print=y>

16 Савина Н.В. Техника высоких напряжений. Перенапряжения и защита от них: учебное пособие/ Н.В. Савина. – Благовещенск: Амурский гос. Ун-т, 2015. – 191 с.

17 Руководство по эксплуатации. Микропроцессорное устройство защиты «Сириус-ТЗ». БПВА.656122.074 РЭ. Реакция 1.13 от 31.03.14 Москва

18 Министерство труда и социальной защиты российской федерации приказ от 15 декабря 2020 года N 903н Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (с изменениями на 29 апреля 2022 года) (дата обращения 05.05.2025)

19 Безопасность жизнедеятельности. Модуль «Теоретические основы безопасности жизнедеятельности»: учебное пособие / сост.: А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 82 с.

20 Безопасность жизнедеятельности: учебное пособие / А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 627 с.

21 Охран окружающей среды в электроэнергетике: учебное пособие / А.Б. Булгаков – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2020. – 89 с.

22 Постановление Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 28.01.2021 №2 «Об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»

23 ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля»

24 СТО-34.01-27.1-001-2014 Правила пожарной безопасности в электросетевом комплексе ОАО «Россети». Общие технические требования. Стандарт организации. Дата введения – 01.03.2015

25 СТО 56947007-33.040.10.139-2012 Проектирование систем противопожарной защиты на объектах ОАО «ФСК ЕЭС». Общие технические требования. Стандарт организации. Дата введения: 17.12.2012

26 Техника высоких напряжений. Методические указания к практическим занятиям / сост.: Савина Н.В., Проценко П.П. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2015. – 106 с.

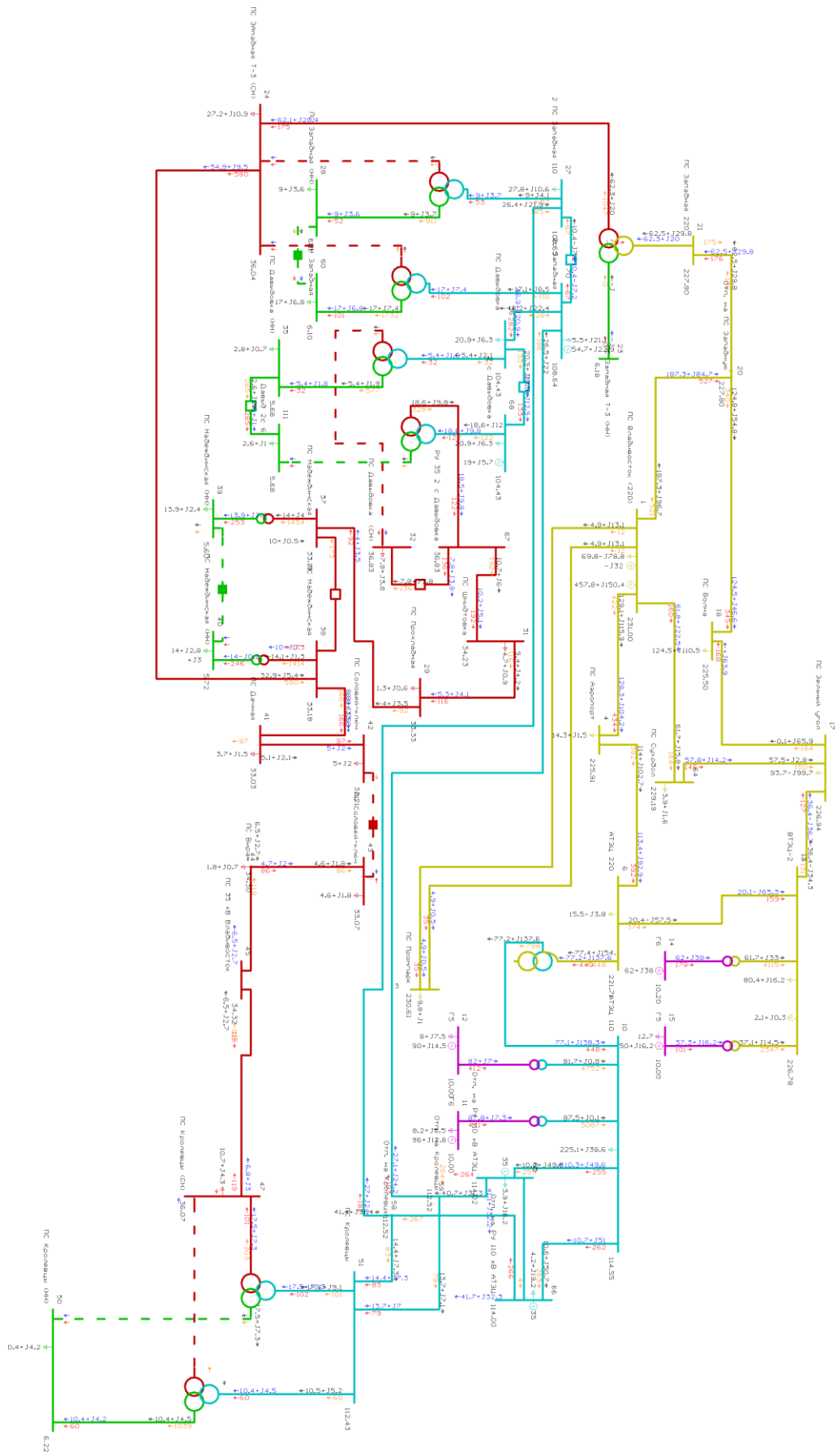
27 Справочник по молниезащите Р.Н. Корякин, -Москва: Энергосервис, 2005. – 879 с.

28 Электрическая часть станций и подстанций. Учебно-методический комплекс по дисциплине / сост. А.Г. Ротачева. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2012

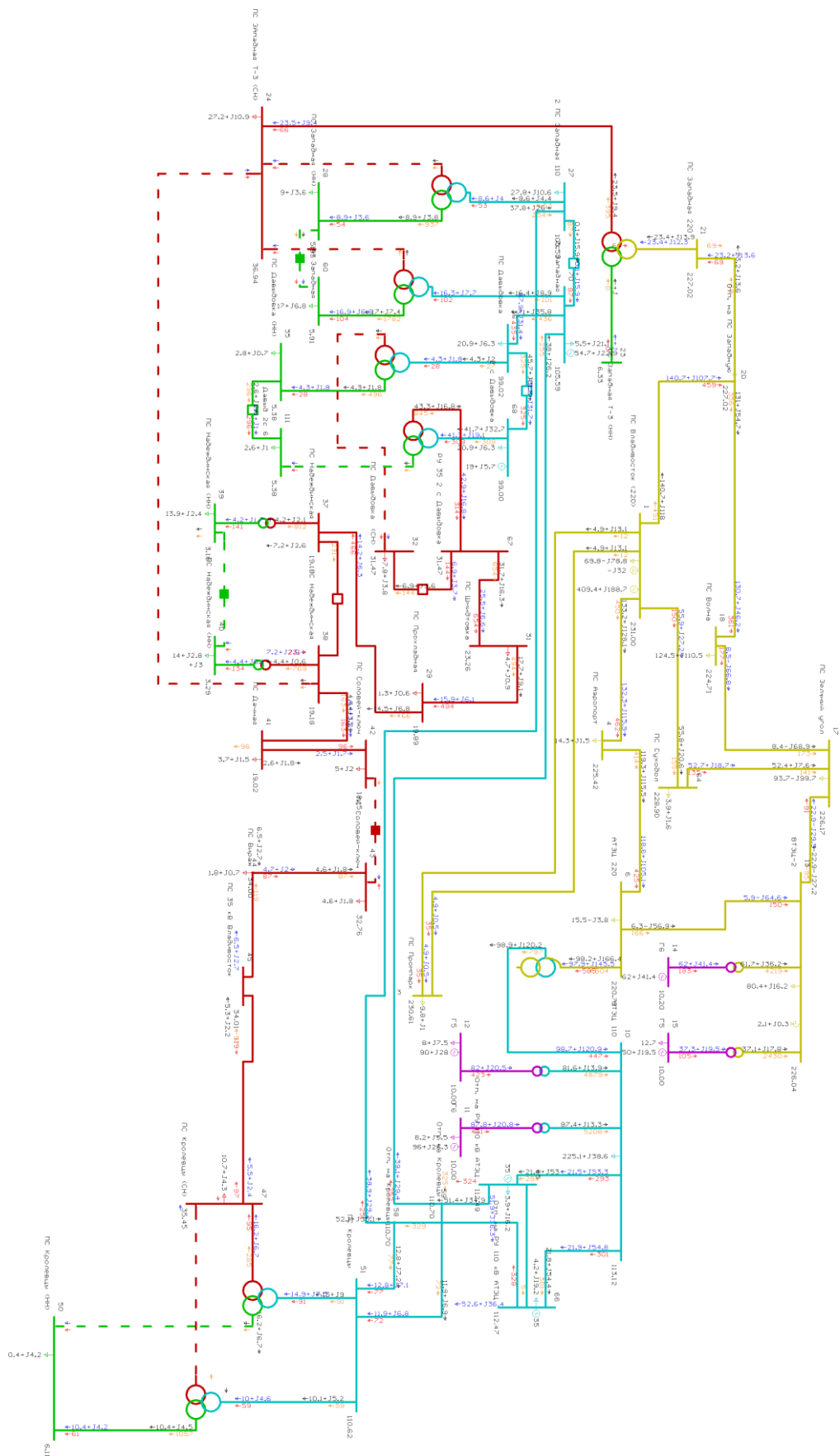
29 Электроэнергетические системы и сети, Ч. 2: учебное пособие/ Н.В. Савина; Амур. гос. ун-т, Энергет. Фак. – Благовещенск: АмГУ, 2022. – 248 с.

30 Специальный курс электрических сетей: Методические указания по решению практических задач / сост.: А.А. Казакул. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2022. – 127 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А



ПРИЛОЖЕНИЕ Б



ПРИЛОЖЕНИЕ В

$$S_6 := 1000 \text{ МВА} \quad U_{61} := 230 \quad U_{62} := 37 \quad U_{63} := 6.3$$

$$I_{61} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} = 2.51 \quad I_{62} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} = 15.604 \quad I_{63} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{63}} = 91.643$$

$$E_C := 1 \quad S_{K3.C} := 5059$$

$$X_C := \frac{S_6}{S_{K3.C}} = 0.198$$

Сопротивление линии:

$$\text{AC-240/32} \quad X_{Л.AC_240} := X_{0.AC_240} \cdot L_{AC_240} \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} = 0.033 \text{ о.е.}$$

$$\text{ACK-240} \quad X_{Л.ACK_240} := X_{0.ACK_240} \cdot L_{ACK_240} \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} = 0.173 \text{ о.е.}$$

$$\text{АПвП2г} \quad X_{Л.АПвП2г} := X_0 \cdot L_{АПвП2г} \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} = 0.007 \text{ о.е.}$$

$$X_{Л} := X_{Л.AC_240} + X_{Л.ACK_240} + X_{Л.АПвП2г} = 0.213 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформатора:

ТДТН-40000/220/35/6

$$S_{T.ном} := 40 \quad U_{к.ВН} := 22 \quad U_{к.ВС} := 12.5 \quad U_{к.СН} := 9.5$$

$$U_{к.В} := 0.5 \cdot (U_{к.ВН} + U_{к.ВС} - U_{к.СН}) = 12.5 \text{ \%}$$

$$U_{к.С} := 0.5 \cdot (U_{к.СН} + U_{к.ВС} - U_{к.ВН}) = 0 \text{ \%}$$

$$U_{к.Н} := 0.5 \cdot (U_{к.ВН} + U_{к.СН} - U_{к.ВС}) = 9.5 \text{ \%}$$

$$X_{T.В} := \frac{U_{к.В} \cdot S_6}{100 \cdot S_{T.ном}} = 3.125 \text{ Ом}$$

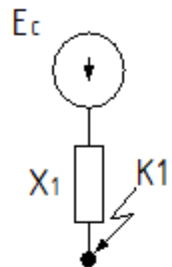
$$X_{T.С} := \frac{U_{к.С} \cdot S_6}{100 \cdot S_{T.ном}} = 0 \text{ Ом}$$

$$X_{T.Н} := \frac{U_{к.Н} \cdot S_6}{100 \cdot S_{T.ном}} = 2.375 \text{ Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

1)

$$X_1 := X_C + X_L = 0.4104$$



$$X_1 = 0.41$$

$$I_{\text{по.с.к1}} := \frac{E_c}{X_1} \cdot I_{61} = 6.116 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{по.к1}} := I_{\text{по.с.к1}} = 6.116 \quad \text{кА}$$

$$T_{a,c} := 0.03$$

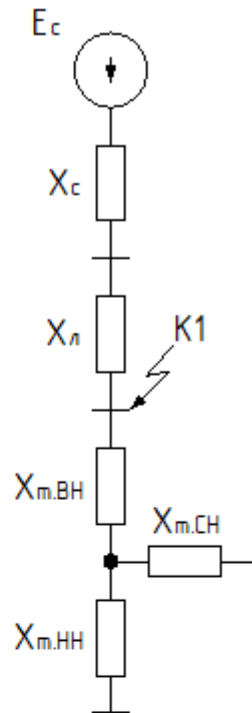
$$I_{\text{уд.с.к1}} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{по.с.к1}} \cdot \left[1 + e^{-\left(\frac{0.01}{T_{a,c}}\right)} \right] = 14.847 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{уд.к1}} := I_{\text{уд.с.к1}} = 14.847$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$i_{a0,c,k1} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{по.с.к1}} = 8.649$$

$$i_{a0,k1} := i_{a0,c,k1} = 8.649 \quad \text{кА}$$



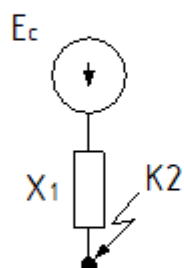
$$I_{61} = 2.51$$

$$0.198 + 0.213 = 0.411$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

2)

$$\underline{X}_1 := X_C + X_L + X_{T.B} + X_{T.C} = 3.535$$



$$I_{П0.C.K2} := \frac{E_C}{X_1} \cdot I_{62} = 4.414$$

$$I_{П0.K2} := I_{П0.C.K2} = 4.414$$

$$T_{a.C} = 0.03$$

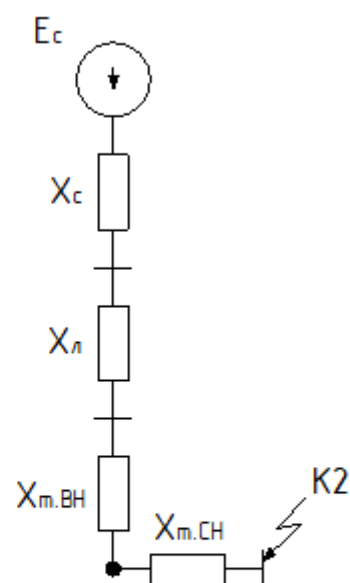
$$I_{уд.C.K2} := \sqrt{2} \cdot I_{П0.C.K2} \cdot \left[1 + e^{-\left(\frac{0.01}{T_{a.C}}\right)} \right] = 10.714 \text{ кА}$$

$$I_{уд.K2} := I_{уд.C.K2} = 10.714 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$i_{a0.C.K2} := \sqrt{2} \cdot I_{П0.C.K2} = 6.242 \text{ кА}$$

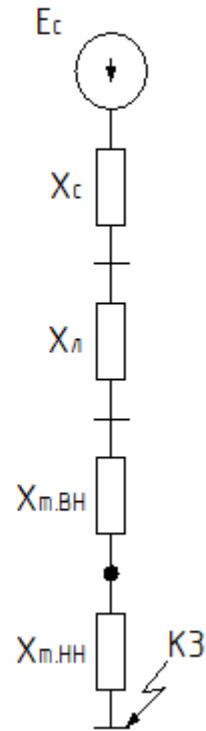
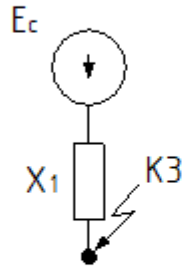
$$i_{a0.K2} := i_{a0.C.K2} = 6.242 \text{ кА}$$



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

3)

$$\underline{X_{л1}} := X_C + X_L + X_{T.B} + X_{T.H} = 5.91$$



$$I_{П0.C.K3} := \frac{E_C}{X_1} \cdot I_{63} = 15.505$$

$$I_{П0.K3} := I_{П0.C.K3} = 15.505$$

$$\underline{T_{a.C}} := 0.03$$

$$I_{уд.C.K3} := \sqrt{2} \cdot I_{П0.C.K3} \cdot \left[1 + e^{-\left(\frac{0.01}{T_{a.C}}\right)} \right] = 37.64 \text{ кА}$$

$$I_{уд.K3} := I_{уд.C.K3} = 37.64 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$i_{a0.C.K3} := \sqrt{2} \cdot I_{П0.C.K3} = 21.928 \text{ кА}$$

$$i_{a0.K3} := i_{a0.C.K3} = 21.928 \text{ кА}$$

Трёхфазные токи КЗ:

$$I_{П0.K1} = 6.116 \quad T_{a.C} = 0.03 \quad I_{уд.K1} = 14.847 \quad i_{a0.K1} = 8.649$$

$$I_{П0.K2} = 4.414 \quad I_{уд.K2} = 10.714 \quad i_{a0.K2} = 6.242$$

$$I_{П0.K3} = 15.505 \quad I_{уд.K3} = 37.64 \quad i_{a0.K3} = 21.928$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчёт однофазного тока КЗ

В приближенных практических расчетах пользуются средними соотношениями X_0/X_1 между индуктивными сопротивлениями X_0 и X_1

Характеристика линии	X_0/X_1
Одноцепная линия без тросов	3,5
То же со стальными тросами	3
То же со хорошо проводимыми тросами (из цветного металла)	2
Двухцепная линия без тросов	5,5
То же со стальными тросами	4,7
То же со хорошо проводимыми тросами (из цветного металла)	3

Более точные замеры – экспериментным путем (замеры в реальных условиях).

К оэффициенты		
Трёхфазные	$X_0 = (3,5 \div 4,5) \cdot X_1$	$r_0 = 10 \cdot r_1$
Однофазные	$X_0 = (0,8 \div 1,0) \cdot X_1$	$r_0 = 10 \cdot r_1$

$$AC-240/32 \quad X_{Л.AC_240} = 0.033 \text{ о.е.} \quad I_{61} = 2.51$$

$$АСК-240 \quad X_{Л.АСК_240} = 0.173 \text{ о.е.}$$

$$АПвП2г \quad X_{Л.АПвП2г} = 0.007 \text{ о.е.} \quad R_{Л.АПвП2г} := 0.1 \cdot L_{АПвП2г} \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} = 0.004$$

$$X_{Л.0} := j \cdot (4.7 \cdot X_{Л.AC_240}) + j \cdot (4.7 \cdot X_{Л.АСК_240}) + (10 \cdot R_{Л.АПвП2г} + j \cdot X_{Л.АПвП2г}) = 0.038 + 0.973i \text{ о.е.}$$

$$X_{C.0} := X_C \cdot 1.8 = 0.356 \text{ о.е.}$$

$$X_{Т.В.0} := X_{Т.В} = 3.125 \text{ о.е.}$$

$$X_{Л.0} := X_{C.0} + X_{Л.0} = 0.394 + 0.973i \text{ о.е.}$$

$$X_2 := \frac{X_1 \cdot X_{Т.В.0}}{X_1 + X_{Т.В.0}} = 0.547 + 0.713i$$

$$X_{ПП} := j \cdot 0.41$$

$$X_{ОП} := j \cdot 0.41$$

$$X_{НП} := 0.547 + 0.713i$$

$$\Delta X := X_{ОП} + X_{НП} = 0.547 + 1.123i$$

$$I_{KA1} := \frac{E_C}{(X_{ПП} + \Delta X)} \cdot I_{61} = 0.518 - 1.453i \text{ кА}$$

Модуль полного тока повреждённой фазы:

$$I_{одн.К1} := 3 \cdot |I_{KA1}| = 4.627 \text{ кА}$$

Трёхфазные токи

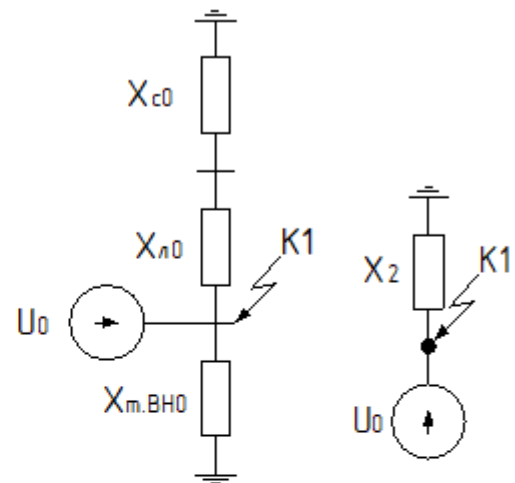
$$I_{П0.K1} = 6.116 \quad I_{уд.K1} = 14.847 \quad i_{a0.K1} = 8.649$$

$$I_{П0.K2} = 4.414 \quad I_{уд.K2} = 10.714 \quad i_{a0.K2} = 6.242$$

$$I_{П0.K3} = 15.505 \quad T_{a.C} = 0.03 \quad I_{уд.K3} = 37.64 \quad i_{a0.K3} = 21.928$$

Двухфазные токи

$$I_{дв.K1} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{П0.K1} = 5.297 \quad I_{дв.K2} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{П0.K2} = 3.822 \quad I_{дв.K3} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{П0.K3} = 13.428$$



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Однофазные токи

$$I_{\text{одн.К1}} = 4.627$$

Мощность КЗ на шинах

$$S_{\text{КЗ.220}} := \sqrt{3} \cdot 220 \cdot (I_{\text{П0.К1}}) = 2330.55 \quad \text{МВА}$$

$$S_{\text{КЗ.35}} := \sqrt{3} \cdot 35 \cdot (I_{\text{П0.К2}}) = 267.562 \quad \text{МВА}$$

$$S_{\text{КЗ.6}} := \sqrt{3} \cdot 6 \cdot (I_{\text{П0.К3}}) = 161.136 \quad \text{МВА}$$

Максимальные рабочие токи, протекающие через выключатели

$$S_{\text{Т.ном}} = 40 \quad \text{МВА}$$

$$I_{\text{ввод220}} := \frac{S_{\text{Т.ном}} \cdot 10^6 \cdot 1.4}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3} = 146.962 \quad \text{А}$$

$$I_{\text{СВ6}} := \frac{S_{\text{Т.ном}} \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 10^3 \cdot 2} = 1924.501 \quad \text{А}$$

$$I_{\text{ввод35}} := \frac{S_{\text{Т.ном}} \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10^3} = 659.829 \quad \text{А}$$

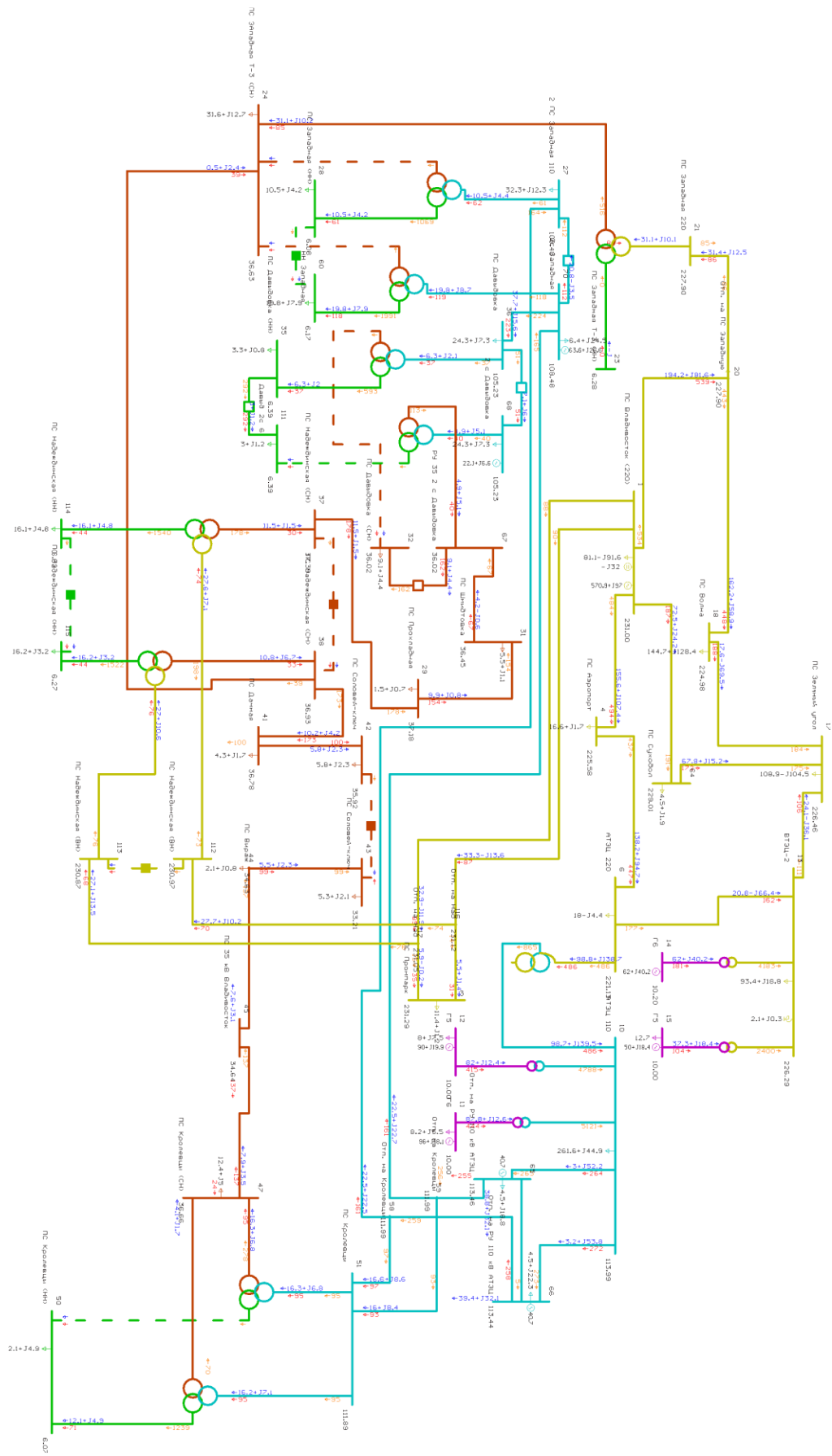
$$I_{\text{отх.лин.6}} := \frac{S_{\text{Т.ном}} \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 10^3 \cdot 12} = 320.75 \quad \text{А}$$

$$I_{\text{ввод6}} := \frac{S_{\text{Т.ном}} \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 10^3} = 3849.002 \quad \text{А}$$

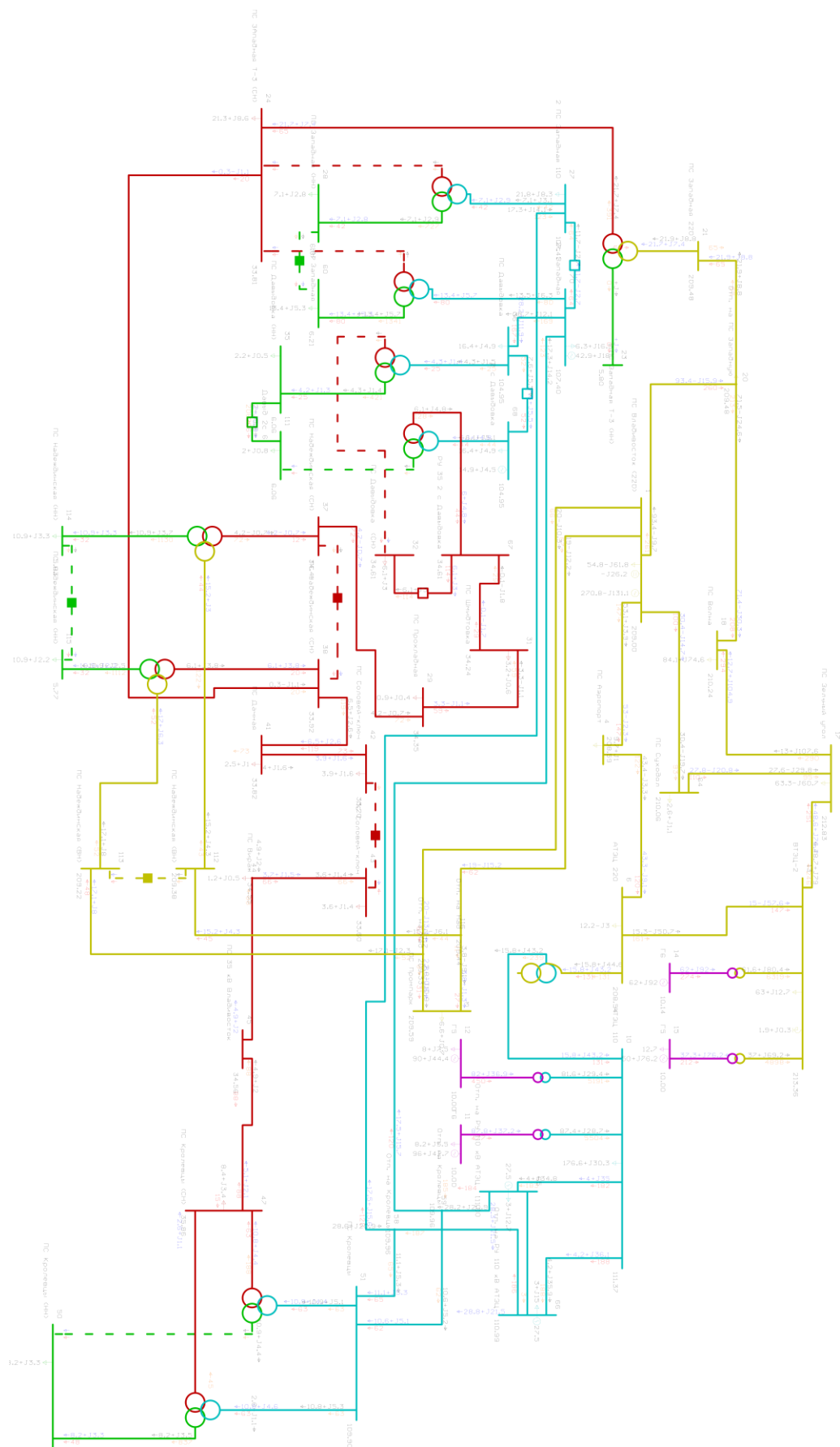
$$I_{\text{отх.лин.35}} := \frac{S_{\text{Т.ном}} \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10^3 \cdot 3} = 219.943 \quad \text{А}$$

$$I_{\text{СВ35}} := \frac{S_{\text{Т.ном}} \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10^3 \cdot 2} = 329.914 \quad \text{А}$$

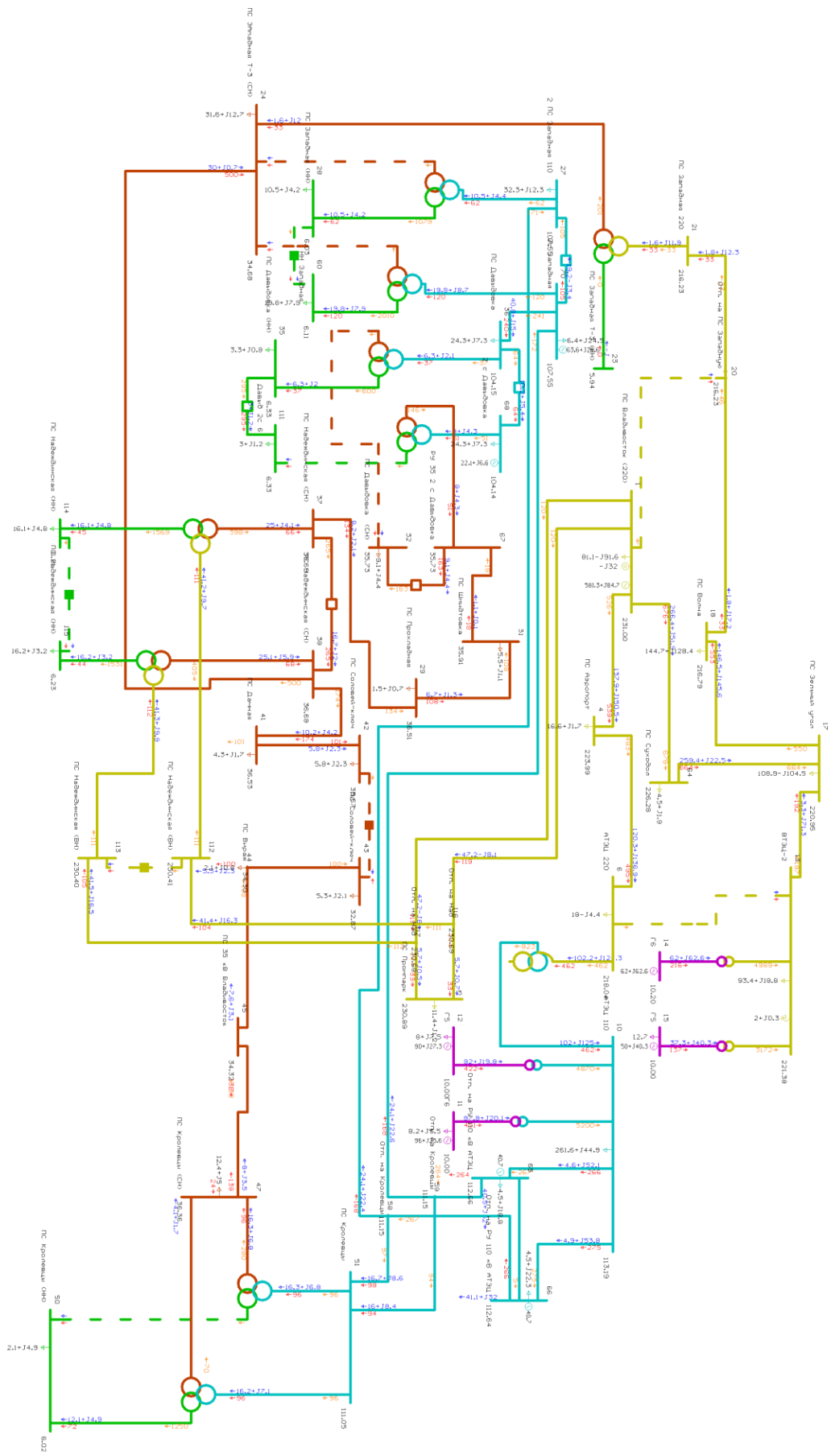
ПРИЛОЖЕНИЕ Г



ПРИЛОЖЕНИЕ Д



ПРИЛОЖЕНИЕ Е



ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

1. Заземление

Схема: Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии (4Н)

$$U_{\text{ном}} := 220 \text{ кВ}$$

$$\text{Число ячеек: } n_{\text{я}} := 2$$

$$\text{Кол-во линий 220 кВ: } n_{\text{л}} := 2$$

$$\text{Климатическая зона: IV}$$

$$\text{Сечение линии: } 300 \text{ мм}^2 - \text{КЛ и } 240 \text{ мм}^2 - \text{ВЛ}$$

$$\text{Состав грунта 1/2 слоя: почва/супинок}$$

$$\text{Толщина первого слоя грунта: } \tau_1 := 0.4 \text{ м}$$

$$\text{Толщина второго слоя грунта: } \tau_2 := 0.8 \text{ м}$$

$$\text{Удельное сопротивление 1 слоя: } \rho_1 := 50 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$\text{Удельное сопротивление 2 слоя: } \rho_2 := 45 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$\text{Ток КЗ: } I_{\text{по.КЗ}} = 15.505 \text{ кА}$$

$$\text{Время срабатывания защиты } t_{\text{с.з}} := 0.2 \text{ с}$$

$$\text{Коэффициент, зависящий от вида проводника: } \beta := 74 \text{ для стали}$$

1) Расчёт заземлителя

$$\text{Длина } a := 95.2 \text{ м } b := 51.1 \text{ м}$$

$$S := (a + 1 \cdot 2)(b + 1 \cdot 2) = 5161.32 \text{ м}^2$$

Принимаем диаметр горизонтального луча-электрода в сетке в виде прутков диаметром

$$D := 10 \text{ мм}$$

Сечение по механической прочности

$$F_{\text{мех}} := \pi \cdot \left(\frac{D}{2} \right)^2 = 78.54 \text{ мм}^2$$

Проверка на термическую стойкость

$$F_{\text{терм}} := \sqrt{\frac{(I_{\text{одн.КЛ}} \cdot 10^3)^2 \cdot t_{\text{с.з}}}{400 \cdot \beta}} = 12.026 \text{ мм}^2$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость

$$\text{Коэффициенты аппроксимации: } a_k := 0.0026 \quad b_k := 0.00915 \quad c_k := -0.0104 \quad \alpha_k := 0.0224$$

$$\text{Время использования заземлителя: } T := 240 \text{ мес}$$

$$S_{\text{ср}} := a_k \cdot (\ln(T))^3 + b_k \cdot (\ln(T))^2 + c_k \cdot \ln(T) + \alpha_k = 0.668$$

$$F_{\text{кор}} := \pi \cdot S_{\text{ср}} \cdot (D + S_{\text{ср}}) = 22.397 \text{ мм}^2$$

$$F_{\text{min}} := F_{\text{терм}} + F_{\text{кор}} = 34.424 \text{ мм}^2$$

$$F_{\text{мех}} > F_{\text{min}}$$

$$78.54 > 34.424$$

Условие выполняется

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Ж

Для IV климатической зоны толщина слоя сезонного изменения сопротивления грунта: $H_{изм} := 1 \text{ м}$

Глубина заложения верхнего конца вертикального прутка: $h_3 := 0.5 \text{ м}$

Диаметр вертикального прутка: $d_в := 10 \text{ мм}$

Длина вертикального прутка: $l_в := 8 \text{ м}$

Расстояние между полосами сетки: $k := 6 \text{ м}$

Общая длина горизонтальных полос: $L_r := (a + 3) \cdot \frac{(b + 3)}{k} + (b + 3) \cdot \frac{(a + 3)}{k} = 1770.873 \text{ м}$

Число ячеек: $\underset{www}{m} := \text{ceil}\left[\frac{L_r}{(2\sqrt{S})}\right] = 13$

Уточняется длина горизонтальных полос: $L_{r,y} := 2\sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2011.585$

Расстояние между вертикальными электродами: $c_в := 12 \text{ м}$

Количество вертикальных электродов: $n_в := \text{ceil}\left(\frac{4\sqrt{S}}{c_в}\right) = 24$

$\frac{l_в}{\sqrt{S}} = 0.111 \quad \rho := 45 \text{ Ом} \cdot \text{м}$

Вспомогательный коэффициент: $\underset{www}{A} := 0.3656$

Стационарное сопротивление заземлителя в виде сетки: $\underset{www}{R} := \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_{r,y} + n_в \cdot l_в}\right) = 0.249 \text{ Ом}$

Ток молнии: $I_M := 60 \text{ кА}$

Импульсный коэффициент: $\alpha_{и} := \sqrt{\frac{1500\sqrt{S}}{(\rho + 320)(I_M + 45)}} = 1.677$

Импульсное сопротивление заземлителя сетки: $R_{и} := \alpha_{и} \cdot R = 0.418 \text{ Ом}$

$R_{и} < R$

$0.418 < 0.5$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Ж

2. Молниезащита

Зона защиты на уровне линейного портала 220 кВ.

1-2 равновеликие

Высота молниеотвода: $h := 30.5 \text{ м}$ $h < L < 2h$

Расстояние между молниеотводами: $L := 37.3 \text{ м}$

Высота защищаемого объекта: $h_x := 17.4 \text{ м}$

Эффективная высота молниеотвода: $h_{\text{эф}} := 0.85 \cdot h = 25.925 \text{ м}$

Радиус зоны защиты на уровне земли: $r_0 := (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h = 31.69 \text{ м}$

Наименьшая высота внутренней зоны: $h_{\text{min}} := h_{\text{эф}} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) = 24.707 \text{ м}$

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли: $r_{c0} := r_0 = 31.69 \text{ м}$

Половина ширины внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта: $r_{cx} := r_{c0} \cdot \frac{h_{\text{min}} - h_x}{h_{\text{min}}} = 9.372 \text{ м}$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта: $r_x := r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}}\right) = 10.421 \text{ м}$

3-4 равновеликие

$h := 30.5 \text{ м}$ $L := 37.3$ $h < L < 2h$

$h_{\text{эф}} := 0.85 \cdot h = 25.925$ $r_0 := (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h = 31.69 \text{ м}$

$h_{\text{min}} := h_{\text{эф}} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) = 24.707 \text{ м}$

$r_{c0} := r_0 = 31.69 \text{ м}$

$r_{cx} := r_{c0} \cdot \frac{h_{\text{min}} - h_x}{h_{\text{min}}} = 9.372 \text{ м}$ $r_x := r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}}\right) = 10.421 \text{ м}$

5-6 равновеликие

$h := 30 \text{ м}$ $L := 37.3 \text{ м}$ $h < L < 2h$

$h_{\text{эф}} := 0.85 \cdot h = 25.5 \text{ м}$ $r_0 := (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h = 31.2 \text{ м}$

$h_{\text{min}} := h_{\text{эф}} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) = 24.193 \text{ м}$

$r_{c0} := r_0 = 31.2 \text{ м}$

$r_{cx} := r_{c0} \cdot \frac{h_{\text{min}} - h_x}{h_{\text{min}}} = 8.761 \text{ м}$ $r_x := r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}}\right) = 9.911 \text{ м}$

1-3 равновеликие

$h := 30.5 \text{ м}$ $L := 40.4 \text{ м}$ $h < L < 2h$

$h_{\text{эф}} := 0.85 \cdot h = 25.925 \text{ м}$ $r_0 := (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h = 31.69 \text{ м}$

$h_{\text{min}} := h_{\text{эф}} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) = 24.151 \text{ м}$

$r_{c0} := r_0 = 31.69 \text{ м}$

$r_{cx} := r_{c0} \cdot \frac{h_{\text{min}} - h_x}{h_{\text{min}}} = 8.859 \text{ м}$ $r_x := r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}}\right) = 10.421 \text{ м}$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Ж

1-4 равновеликие

$$h := 30.5 \text{ м} \quad L := 55 \text{ м} \quad h < L < 2h$$

$$h_{\phi 1} := 0.85 \cdot h = 25.925 \text{ м} \quad r_{01} := (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h = 31.69 \text{ м}$$

$$h_{\min 1} := h_{\phi 1} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) = 21.536 \text{ м}$$

$$r_{c01} := r_{01} = 31.69 \text{ м}$$

$$r_{cx1} := r_{c01} \cdot \frac{h_{\min 1} - h_x}{h_{\min 1}} = 6.086 \text{ м} \quad r_{x1} := r_{01} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\phi 1}}\right) = 10.421 \text{ м}$$

3-6 разновеликие

$$h_1 := 30.5 \text{ м} \quad L := 54.4 \text{ м} \quad h < L < 2h$$

$$h_{\phi 1} := 0.85 \cdot h = 25.925 \text{ м} \quad r_{01} := (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h = 31.69 \text{ м}$$

$$h_{\min 1} := h_{\phi 1} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1) \cdot (L - h_1) = 21.643 \text{ м}$$

$$r_{c01} := r_{01} = 31.69 \text{ м}$$

$$r_{cx1} := r_{c01} \cdot \frac{h_{\min 1} - h_x}{h_{\min 1}} = 6.213 \text{ м} \quad r_{x1} := r_{01} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\phi 1}}\right) = 10.421 \text{ м}$$

$$h_2 := 30 \text{ м} \quad L := 54.4 \text{ м} \quad h < L < 2h$$

$$h_{\phi 2} := 0.85 \cdot h = 25.925 \text{ м} \quad r_{02} := (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h = 31.69 \text{ м}$$

$$h_{\min 2} := h_{\phi 2} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_2) \cdot (L - h_2) = 21.557 \text{ м}$$

$$r_{c02} := r_{02} = 31.69 \text{ м}$$

$$r_{cx2} := r_{c02} \cdot \frac{h_{\min 2} - h_x}{h_{\min 2}} = 6.111 \text{ м} \quad r_{x2} := r_{02} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\phi 2}}\right) = 10.421 \text{ м}$$

$$r_{cx} := \frac{r_{cx1} + r_{cx2}}{2} = 6.162 \text{ м} \quad h_{cx} := \frac{h_{\min 1} + h_{\min 2}}{2} = 21.6 \text{ м}$$

3-5 разновеликие

$$h_1 := 30.5 \text{ м} \quad L := 39.6 \text{ м} \quad h < L < 2h$$

$$h_{\phi 1} := 0.85 \cdot h = 25.925 \text{ м} \quad r_{01} := (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h = 31.69 \text{ м}$$

$$h_{\min 1} := h_{\phi 1} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1) \cdot (L - h_1) = 24.295 \text{ м}$$

$$r_{c01} := r_{01} = 31.69 \text{ м}$$

$$r_{cx1} := r_{c01} \cdot \frac{h_{\min 1} - h_x}{h_{\min 1}} = 8.993 \text{ м} \quad r_{x1} := r_{01} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\phi 1}}\right) = 10.421 \text{ м}$$

$$h_2 := 30 \text{ м} \quad L := 54.4 \text{ м} \quad h < L < 2h$$

$$h_{\phi 2} := 0.85 \cdot h = 25.925 \text{ м} \quad r_{02} := (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h = 31.69 \text{ м}$$

$$h_{\min 2} := h_{\phi 2} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_2) \cdot (L - h_2) = 21.557 \text{ м}$$

$$r_{c02} := r_{02} = 31.69 \text{ м}$$

$$r_{cx2} := r_{c02} \cdot \frac{h_{\min 2} - h_x}{h_{\min 2}} = 6.111 \text{ м} \quad r_{x2} := r_{02} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\phi 2}}\right) = 10.421 \text{ м}$$

$$r_{cx} := \frac{r_{cx1} + r_{cx2}}{2} = 7.552 \text{ м} \quad h_{cx} := \frac{h_{\min 1} + h_{\min 2}}{2} = 22.926 \text{ м}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Ж

Зона защиты на уровне линейного портала 35 кВ.

1-2 равновеликие

$$\underline{h} := 30.5 \text{ м} \quad \underline{L} := 37.3 \text{ м} \quad \underline{h_x} := 8.1 \text{ м} \quad h < L < 2h$$

$$\underline{h_{3\phi}} := 0.85 \cdot h = 25.925 \quad \underline{r_0} := (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h = 31.69 \text{ м}$$

$$\underline{h_{min}} := \underline{h_{3\phi}} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h\right) \cdot (L - h) = 24.707 \text{ м}$$

$$\underline{r_{c0}} := r_0 = 31.69 \text{ м}$$

$$\underline{r_{cx}} := \underline{r_{c0}} \cdot \frac{h_{min} - h_x}{h_{min}} = 21.3 \text{ м} \quad \underline{r_{xv}} := r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{3\phi}}\right) = 21.788 \text{ м}$$

3-4 равновеликие

$$\underline{h} := 30.5 \text{ м} \quad \underline{L} := 37.3 \text{ м} \quad h < L < 2h$$

$$\underline{h_{3\phi}} := 0.85 \cdot h = 25.925 \quad \underline{r_0} := (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h = 31.69 \text{ м}$$

$$\underline{h_{min}} := \underline{h_{3\phi}} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h\right) \cdot (L - h) = 24.707 \text{ м}$$

$$\underline{r_{c0}} := r_0 = 31.69 \text{ м}$$

$$\underline{r_{cx}} := \underline{r_{c0}} \cdot \frac{h_{min} - h_x}{h_{min}} = 21.3 \text{ м} \quad \underline{r_{xv}} := r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{3\phi}}\right) = 21.788 \text{ м}$$

5-6 равновеликие

$$\underline{h} := 30 \text{ м} \quad \underline{L} := 37.3 \text{ м} \quad h < L < 2h$$

$$\underline{h_{3\phi}} := 0.85 \cdot h = 25.5 \quad \underline{r_0} := (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h = 31.2 \text{ м}$$

$$\underline{h_{min}} := \underline{h_{3\phi}} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h\right) \cdot (L - h) = 24.193 \text{ м}$$

$$\underline{r_{c0}} := r_0 = 31.2 \text{ м}$$

$$\underline{r_{cx}} := \underline{r_{c0}} \cdot \frac{h_{min} - h_x}{h_{min}} = 20.754 \text{ м} \quad \underline{r_{xv}} := r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{3\phi}}\right) = 21.289 \text{ м}$$

1-3 равновеликие

$$\underline{h} := 30.5 \text{ м} \quad \underline{L} := 40.4 \text{ м} \quad h < L < 2h$$

$$\underline{h_{3\phi}} := 0.85 \cdot h = 25.925 \quad \underline{r_0} := (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h = 31.69 \text{ м}$$

$$\underline{h_{min}} := \underline{h_{3\phi}} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h\right) \cdot (L - h) = 24.151 \text{ м}$$

$$\underline{r_{c0}} := r_0 = 31.69 \text{ м}$$

$$\underline{r_{cx}} := \underline{r_{c0}} \cdot \frac{h_{min} - h_x}{h_{min}} = 21.061 \text{ м} \quad \underline{r_{xv}} := r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{3\phi}}\right) = 21.788 \text{ м}$$

1-4 равновеликие

$$\underline{h} := 30.5 \text{ м} \quad \underline{L} := 55 \text{ м} \quad h < L < 2h$$

$$\underline{h_{3\phi}} := 0.85 \cdot h = 25.925 \quad \underline{r_0} := (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h = 31.69 \text{ м}$$

$$\underline{h_{min}} := \underline{h_{3\phi}} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h\right) \cdot (L - h) = 21.536 \text{ м}$$

$$\underline{r_{c0}} := r_0 = 31.69 \text{ м}$$

$$\underline{r_{cx}} := \underline{r_{c0}} \cdot \frac{h_{min} - h_x}{h_{min}} = 19.771 \text{ м} \quad \underline{r_{xv}} := r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{3\phi}}\right) = 21.788 \text{ м}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Ж

3-6 разновеликие

$$\underline{h_1} := 30.5 \text{ м} \quad \underline{L} := 54.4 \text{ м} \quad h < L < 2h$$

$$\underline{h_{\phi 1}} := 0.85 \cdot h = 25.925 \quad \underline{r_{01}} := (1.1 - 0.002 \cdot h_1) \cdot h_1 = 31.69 \text{ м}$$

$$\underline{h_{\min 1}} := \underline{h_{\phi 1}} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1\right) \cdot (L - h_1) = 21.643 \text{ м}$$

$$\underline{r_{c01}} := r_{01} = 31.69 \text{ м}$$

$$\underline{r_{cx1}} := r_{c01} \cdot \frac{h_{\min 1} - h_x}{h_{\min 1}} = 19.83 \text{ м} \quad \underline{r_{x1}} := r_{01} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\phi 1}}\right) = 21.788 \text{ м}$$

$$\underline{h_2} := 30 \text{ м} \quad \underline{L} := 54.4 \text{ м} \quad h < L < 2h$$

$$\underline{h_{\phi 2}} := 0.85 \cdot h_2 = 25.5 \quad \underline{r_{02}} := (1.1 - 0.002 \cdot h_2) \cdot h_2 = 31.2 \text{ м}$$

$$\underline{h_{\min 2}} := \underline{h_{\phi 2}} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_2\right) \cdot (L - h_2) = 21.132 \text{ м}$$

$$\underline{r_{c02}} := r_{02} = 31.2 \text{ м}$$

$$\underline{r_{cx2}} := r_{c02} \cdot \frac{h_{\min 2} - h_x}{h_{\min 2}} = 19.241 \text{ м} \quad \underline{r_{x2}} := r_{02} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\phi 2}}\right) = 21.289 \text{ м}$$

$$\underline{r_{cx}} := \frac{r_{cx1} + r_{cx2}}{2} = 19.535 \text{ м} \quad \underline{h_{cx}} := \frac{h_{\min 1} + h_{\min 2}}{2} = 21.388 \text{ м}$$

3-5 разновеликие

$$\underline{h_1} := 30.5 \text{ м} \quad \underline{L} := 39.6 \text{ м} \quad h < L < 2h$$

$$\underline{h_{\phi 1}} := 0.85 \cdot h_1 = 25.925 \quad \underline{r_{01}} := (1.1 - 0.002 \cdot h_1) \cdot h_1 = 31.69 \text{ м}$$

$$\underline{h_{\min 1}} := \underline{h_{\phi 1}} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1\right) \cdot (L - h_1) = 24.295 \text{ м}$$

$$\underline{r_{c01}} := r_{01} = 31.69 \text{ м}$$

$$\underline{r_{cx1}} := r_{c01} \cdot \frac{h_{\min 1} - h_x}{h_{\min 1}} = 21.124 \text{ м} \quad \underline{r_{x1}} := r_{01} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\phi 1}}\right) = 21.788 \text{ м}$$

$$\underline{h_2} := 30 \text{ м} \quad \underline{L} := 54.4 \text{ м} \quad h < L < 2h$$

$$\underline{h_{\phi 2}} := 0.85 \cdot h_2 = 25.5 \quad \underline{r_{02}} := (1.1 - 0.002 \cdot h_2) \cdot h_2 = 31.2 \text{ м}$$

$$\underline{h_{\min 2}} := \underline{h_{\phi 2}} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_2\right) \cdot (L - h_2) = 21.132 \text{ м}$$

$$\underline{r_{c02}} := r_{02} = 31.2 \text{ м}$$

$$\underline{r_{cx2}} := r_{c02} \cdot \frac{h_{\min 2} - h_x}{h_{\min 2}} = 19.241 \text{ м} \quad \underline{r_{x2}} := r_{02} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\phi 2}}\right) = 21.289 \text{ м}$$

$$\underline{r_{cx}} := \frac{r_{cx1} + r_{cx2}}{2} = 20.183 \text{ м} \quad \underline{h_{cx}} := \frac{h_{\min 1} + h_{\min 2}}{2} = 22.714 \text{ м}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Капиталовложения на ПС

Кол-во выключателей на ПС: $n_Q := 2$

Постоянная часть: $K_{\text{ПОСТ}} := 26000$ тыс. руб.

Затраты на ОРУ: $K_{\text{ОРУ}} := n_Q \cdot 12500 = 25000$ тыс. руб.

Затраты на трансформаторы: $K_{\text{ТР}} := 2 \cdot 12000 = 24000$ тыс. руб.

Переводной коэффициент $K_{\Pi} := 11$

Зональный коэффициент (для ДВ): $K_3 := 1.4$

Затраты на отвод земли:

$\Pi_{\text{Отв.Земл}} := 7$ руб. х м²

$S_{\text{Отв.Земл}} := 8000$ м²

$K_{\text{Отв.Земл}} := S_{\text{Отв.Земл}} \cdot \Pi_{\text{Отв.Земл}} = 56000$ руб. х м²

Капиталовложения на ПС:

$K_{\text{ПС}} := (K_{\text{ПОСТ}} + K_{\text{ОРУ}} + K_{\text{ТР}} + K_{\text{Отв.Земл}} \cdot 10^{-3}) \cdot K_{\Pi} \cdot K_3 = 1155862.4$ тыс. руб.

Капиталовложения на линию

Площадь отвода земли: $S_{\text{Отв.З}} := 100$ м²

Затраты на вырубку просеки: $З_{\text{пр}} := 110$ тыс. руб.

Длина трассы: $L := 6$ км

Затраты на отвод земли: $K_{\text{Отв.З}} := L \cdot S_{\text{Отв.З}} \cdot \Pi_{\text{Отв.Земл}} + З_{\text{пр}} \cdot L = 4860$ тыс. руб.

Стоимость строительства переходного пункта для КЛ: $K_{\text{пп}} := 20000$ тыс. руб.

Удельные затраты на КЛ: $K_{\text{КЛ}} := 18000$ тыс. руб./км $L_{\text{КЛ}} := 2$ км

Удельные затраты на ВЛ: $K_{\text{ВЛ}} := 1310$ тыс. руб./км $L_{\text{ВЛ}} := 4$ км

Капиталовложения на линию: $K_{\text{Л}} := K_{\text{КЛ}} \cdot L_{\text{КЛ}} + K_{\text{ВЛ}} \cdot L_{\text{ВЛ}} = 41240$ тыс. руб.

Капиталовложения на сооружение электросетевого комплекса:

$K_{\text{ЭЭС}} := K_{\text{ПС}} + K_{\text{Л}} + K_{\text{пп}} = 1217102.4$ тыс. руб.

Издержки

Нормативные отчисления на ремонт и эксплуатацию линий: $\alpha_{\text{Н.КЛ}} := 0.025$ $\alpha_{\text{Н.ВЛ}} := 0.008$

Нормативные отчисления на ремонт и эксплуатацию ПС: $\alpha_{\text{нпс.220}} := 0.049$

$K_{\text{ВЛ}} := K_{\text{ВЛ}} \cdot L_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{Н.ВЛ}} = 41.92$ тыс. руб.

$K_{\text{КЛ}} := K_{\text{КЛ}} \cdot L_{\text{КЛ}} \cdot \alpha_{\text{Н.КЛ}} = 900$ тыс. руб.

Издержки на эксплуатацию и ремонт: $I_{\text{ЭиР}} := K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{КЛ}} + \alpha_{\text{нпс.220}} \cdot K_{\text{ПС}} = 57579.178$ тыс. руб.

Срок службы: $T_{\text{ср}} := 20$ лет

Амортизационные отчисления: $I_{\text{ам}} := \frac{K}{T_{\text{ср}}} = 60855.12$ тыс. руб./год

$T_{\text{max}} := 5900$ ч $T_{\text{min}} := 2860$ ч

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ 3

Потери в линиях (из Rastr): $\Delta W_{\text{Л}} := 1.49 \cdot T_{\text{max}} + 1.15 \cdot T_{\text{min}} = 12080 \text{ кВт*ч}$

Потери в трансформаторах (из Rastr): $\Delta W_{\text{ТР}} := 0.3 \cdot T_{\text{max}} + 0.3 \cdot T_{\text{min}} = 2628 \text{ кВт*ч}$

Стоимость потерь: $T_{\text{ПОТ}} := 3.7 \text{ руб/кВт*ч}$

Затраты сетевой организации на компенсации потерь электроэнергии возникающих в электросетевом комплексе:

$I_{\Delta W} := (\Delta W_{\text{Л}} + \Delta W_{\text{ТР}}) \cdot T_{\text{ПОТ}} = 54419.6 \text{ тыс. руб.}$

Суммарные издержки: $I_{\Sigma} := I_{\text{Эир}} + I_{\text{ам}} + I_{\Delta W} = 172853.898 \text{ тыс. руб.}$

Затраты

Нормативный коэффициент экономической эффективности: $E_{\text{Н}} := \frac{1}{7} = 0.143$

Затраты: $З := I_{\Sigma} + K \cdot E_{\text{Н}} = 346725.669 \text{ тыс. руб.}$

$j_{\omega} = \sqrt{-1}$ ЧД
Д

$P_{\text{min.Дачная}} := 2.15 \quad Q_{\text{min.Дачная}} := 0.86$

$P_{\text{min.Солов}} := 5.57 \quad Q_{\text{min.Солов}} := 2.22$

$P_{\text{min.Прохла}} := 0.76 \quad Q_{\text{min.Прохла}} := 0.35$

$P_{\text{min.Шмид}} := 2.75 \quad Q_{\text{min.Шмид}} := 0.55$

$P_{\text{min.Давыд}} := 3.7 \quad Q_{\text{min.Давыд}} := 0.77$

$P_{\text{min.Над.НН}} := 16.18 \quad Q_{\text{min.Над.НН}} := 4.04$

$P_{\text{min.Над.СН}} := P_{\text{min.Дачная}} + P_{\text{min.Солов}} + P_{\text{min.Прохла}} + P_{\text{min.Шмид}} + P_{\text{min.Давыд}} = 14.93$

$Q_{\text{min.Над.СН}} := Q_{\text{min.Дачная}} + Q_{\text{min.Солов}} + Q_{\text{min.Прохла}} + Q_{\text{min.Шмид}} + Q_{\text{min.Давыд}} = 4.88$

$S_{\text{min.СН.Над}} := P_{\text{min.Над.СН}} + j \cdot Q_{\text{min.Над.СН}} = 14.93 + 4.88i$

$S_{\text{min.НН.Над}} := P_{\text{min.Над.НН}} + j \cdot Q_{\text{min.Над.НН}} = 16.18 + 4.04i$

$S_{\text{min.Над}} := S_{\text{min.СН.Над}} + S_{\text{min.НН.Над}} = 31.11 + 8.92i \quad \text{МВА} \quad S_{\text{max.Над}} = 53.79 + 14.83i$

$P_{\text{min}} := \text{Re}(S_{\text{min.Над}}) = 31.11 \quad P_{\text{max}} := \text{Re}(S_{\text{max.Над}}) = 53.79$

$T_{\text{стр}} := 5 \text{ лет} \quad \text{Тариф на передачу электроэнергии:} \quad T_{\text{пер}} := 4 \text{ р/кВт*ч}$

$K_{\text{Год}} := \frac{K}{T_{\text{стр}}} = 243420.48 \text{ тыс. руб.}$

$I_{\text{Год}} := \frac{I_{\Sigma}}{T_{\text{ср}}} = 8642.695 \text{ тыс. руб.}$

$\Theta_{\text{получ}} := (P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} + P_{\text{min}} \cdot T_{\text{min}}) \cdot 10^3 = 406335600 \text{ кВт*ч}$

$Д := \Theta_{\text{получ}} \cdot T_{\text{пер}} \cdot 10^{-3} = 1625342.4 \text{ тыс.руб.}$

$Ч_1 := (-K_{\text{Год}} - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-1} = -252063.175 \text{ тыс. руб.}$

$Ч_2 := (-K_{\text{Год}} - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-2} = -229148.341 \text{ тыс. руб.}$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ 3

$$\mathcal{U}_3 := (-K_{\text{Год}} - И_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-3} = -208316.673 \text{ тыс. руб.}$$

$$\mathcal{U}_4 := (-K_{\text{Год}} - И_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-4} = -189378.794 \text{ тыс. руб.}$$

$$\mathcal{U}_5 := (-K_{\text{Год}} - И_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-5} = -172162.54 \text{ тыс. руб.}$$

$$\mathcal{U}_6 := (Д - И_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-6} = 1003843.32 \text{ тыс. руб.}$$

$$\mathcal{U}_7 := (Д - И_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-7} = 912584.836 \text{ тыс. руб.}$$

$$\mathcal{U}_8 := (Д - И_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-8} = 829622.578 \text{ тыс. руб.}$$

$$\mathcal{U}_9 := (Д - И_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-9} = 754202.344 \text{ тыс. руб.}$$

$$\mathcal{U}_{10} := (Д - И_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-10} = 685638.495 \text{ тыс. руб.}$$

$$\mathcal{U}_{11} := (Д - И_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-11} = 623307.722 \text{ тыс. руб.}$$

$$\mathcal{U}_{12} := (Д - И_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-12} = 566643.384 \text{ тыс. руб.}$$

$$\mathcal{U}_{13} := (Д - И_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-13} = 515130.349 \text{ тыс. руб.}$$

$$\mathcal{U}_{14} := (Д - И_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-14} = 468300.317 \text{ тыс. руб.}$$

$$\mathcal{U}_{15} := (Д - И_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-15} = 425727.561 \text{ тыс. руб.}$$

$$\mathcal{U}_{16} := (Д - И_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-16} = 387025.056 \text{ тыс. руб.}$$

$$\mathcal{U}_{17} := (Д - И_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-17} = 351840.96 \text{ тыс. руб.}$$

$$\mathcal{U}_{18} := (Д - И_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-18} = 319855.418 \text{ тыс. руб.}$$

$$\mathcal{U}_{19} := (Д - И_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-19} = 290777.653 \text{ тыс. руб.}$$

$$\mathcal{U}_{20} := (Д - И_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-20} = 264343.321 \text{ тыс. руб.}$$

$$\begin{aligned} &\mathcal{U}_1 + \mathcal{U}_2 + \mathcal{U}_3 + \mathcal{U}_4 + \mathcal{U}_5 + \mathcal{U}_6 + \mathcal{U}_7 + \mathcal{U}_8 + \mathcal{U}_9 + \mathcal{U}_{10} \dots \\ &+ \mathcal{U}_{11} + \mathcal{U}_{12} + \mathcal{U}_{13} + \mathcal{U}_{14} + \mathcal{U}_{15} + \mathcal{U}_{16} + \mathcal{U}_{17} + \mathcal{U}_{18} + \mathcal{U}_{19} + \mathcal{U}_{20} \end{aligned} = 7347773.79 \text{ тыс. руб.}$$