

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 110 кВ филиала АО
«ДРСК» «Приморские электрические сети» в связи с подключением подстанции
Сахарная

Исполнитель

студент группы 142-узб

подпись, дата

Н.С. Моисеев

Руководитель

профессор, докт. техн. наук

подпись, дата

Н.В. Савина

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

старший 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.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Н.С. Моисеев

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в связи с подключением ПС Сахарная

(утверждено приказом от _02.04.2025_ № _965-уч_)

Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

2. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы преддипломной практики, в том числе однолинейная схема электрической сети Приморского края, данные контрольных замеров Шкотовского района Приморского края

3. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Анализ существующих сетей Шкотовского района Приморского края, расчет электрических нагрузок, выбор числа и мощности трансформаторов, выбор схемы распределительного устройства вводимой подстанции, расчет токов короткого замыкания, проверка и выбор оборудования на подстанции Сахарная, выбор и проверка заземления и молниезащиты подстанции, расчет экономических показателей, безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 чертежей формата А1

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

7. Дата выдачи задания 02.04.2025

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Н.В. зав. Кафедрой, доктор технических наук, профессор

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Работа содержит 119 с., 21 рисунков, 31 таблиц, 38 источников, 0 приложений.

СИЛОВОЙ АВТОТРАНСФОРМАТОР, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ГЛАВНАЯ ПОНИЗИТЕЛЬНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, РАЗЪЕДЕНИТЕЛЬ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВО, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

Целью данной бакалаврской работы является подключения и выбор оборудования для вновь вводимой ПС 110 кВ Сахарная в Шкотовском районе Приморского края, для электроснабжения круглогодичного курорта.

В данной работе произведен анализ существующих режимов в рассматриваемом районе Приморского края, расчет электрических нагрузок вводимой подстанции, произведен выбор числа и мощности трансформаторов на подстанции Сахарная, выбрана схема подключения ПС Сахарная к существующим сетям, произведен расчет токов короткого замыкания, произведена проверка и выбор оборудования на ПС Сахарная, произведен расчет уставок для трансформаторов на ПС Сахарная, выбор и проверка заземления и молниезащиты подстанции, расчет экономических показателей, безопасность и экологичность.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика района реконструкции электрических сетей Шкотовского района Приморского края	9
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Шкотовского энергорайона	9
1.2 Характеристика электрических сетей Приморского края	11
2 Определение расчётных мощностей нагрузок	16
3 Разработка вариантов реконструкции электрической сети	19
3.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее реконструкции	19
3.2 Компенсация реактивной мощности	23
3.3 Выбор числа и мощности трансформаторов	26
3.4 Выбор главной схемы подстанции	28
3.5 Выбор марки и сечения линий электропередачи	29
4 Расчет токов короткого замыкания	32
4.1 Расчет симметричных токов короткого замыкания	32
5 Выбор и проверка оборудования подстанции	40
5.1 Выбор комплектных распределительных устройств	41
5.2 Проверка выключателей 110 кВ	43
5.3 Выбор выключателей 10 кВ	45
5.4 Выбор разъединителей 110 кВ	45
5.5 Выбор трансформаторов тока	46
5.6 Выбор трансформаторов напряжения	49
5.7 Выбор гибких шин 110 кВ	51
5.8 Выбор жёстких шин 10 кВ	53
5.9 Выбор изоляторов 10 кВ	55

5.10	Выбор трансформаторов собственных нужд	57
5.11	Выбор ограничителей перенапряжения 110 кВ	58
5.12	Выбор ограничителей перенапряжения	61
5.13	Выбор аккумуляторных батарей	61
6	Защита силового трансформатора на ПС Сахарная	66
6.1	Дифференциальная защита трансформатора	67
6.2	Максимальная токовая защита	72
6.3	Защита от перегрузки	73
6.4	Газовая защита	74
6.5	Автоматика ввода резерва	76
6.6	Автоматическая частотная разгрузка	78
6.7	Автоматика повторного включения	79
7	Выбор и проверка заземления и молниезащиты подстанции Сахарная	82
7.1	Выбор и проверка заземления подстанции	82
7.2	Расчет и проверка молниезащиты	86
8	Технико-экономическое обоснование выбранного варианта подключения ПС Сахарная к электрической сети	91
8.1	Капиталовложения в подстанцию	91
8.2	Расчёт амортизационных и эксплуатационных издержек	93
8.3	Оценка экономической эффективности	96
9	Безопасность и экологичность	99
9.1	Безопасность	99
9.2	Экологичность	102
9.3	Чрезвычайная ситуация	108
	Заключение	114
	Библиографический список	115

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗ и А – релейная защита и автоматика;

СЭС – система электроснабжения;

УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности.

ВВЕДЕНИЕ

Современные энергетические системы сталкиваются с необходимостью постоянного развития и модернизации, обусловленной ростом потребления электроэнергии, подключением новых объектов и повышением требований к надежности электроснабжения. Одним из ключевых направлений развития является реконструкция электрических сетей, которая позволяет обеспечить устойчивую работу энергосистемы, минимизировать потери и адаптировать инфраструктуру к новым нагрузкам. В данном контексте актуальной задачей становится подключение новых потребителей, таких как круглогодичный курорт, к существующим сетям высокого напряжения.

Актуальность работы обусловлена необходимостью обеспечения надежного электроснабжения ПС 110 кВ Сахарная что позволит подключить нового потребителя в виде круглогодичного курорта, а также позволит снизить вероятность перегрузок и сбоев в электросети, а также повысить надежность электроснабжения для потребителей.

Целью данной бакалаврской работы является достижение надежного и качественного подключения подстанции ПС 110 кВ Сахарная к существующим сетям Шкотовского района Приморского края.

В рамках работы решаются следующие задачи:

1. Анализ существующей электрической сети Шкотовского района Приморского края, включая анализ схемно-режимной ситуации.
2. Разработать технически осуществимые варианты при подключении в электрической сети ПС Сахарная и выбрать оптимальный.
3. Проектирование подстанции Сахарная, включая выбор схемы, оборудования, молниезащиты и заземления.
4. Оценка экономической эффективности выбранного варианта реконструкции электрической сети при подключении подстанции Сахарная.

5. Анализ безопасной и экологичной эксплуатации подстанции Сахарная.

В данной работе проделано следующее: климатическая характеристика Шкотовского района Приморского края, а также рассмотрены территориальные особенности Шкотовского района Приморского края, определён эквивалент рассматриваемого участка сети, дана характеристика источников питания в рассматриваемом эквиваленте сети, выполнен структурный анализ ЛЭП и ПС, разработаны варианты развития электрической сети и выполнена их техническая проработка, рассчитаны нагрузки ПС, рассчитаны токи к.з. на ПС 110 кВ Сахарная для выбора и проверки оборудования и выполнена его проверка, рассчитаны параметры молниезащиты и заземления ПС 110 кВ Сахарная, выбрана защита трансформатора для ПС 110 кВ Сахарная, произведен расчёт экономической эффективности проекта.

Для выполнения выпускной квалификационной работы используются, как лицензионные, так и находящиеся в свободном доступе программные комплексы: Операционная система MS Windows 10 Education, RastWin3 Базовый комплект, Mathcad Education – University Edition, LibreOffice, Chrome.

Графическая часть содержит 6 листов формата А1.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ШКОТОВСКОГО РАЙОНА ПРИМОРСКОГО КРАЯ

Строительство подстанции сахарная предполагается в Шкотовском районе в Приморском крае вблизи таких городов как Большой Камень, Шкотово.

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Шкотовского энергорайона

Климатические характеристики и территориальные особенности Шкотовского энергорайона Приморского края:

Однако, в это время года приходится наибольшее количество осадков, а также частые тайфуны [30]. Территориальные особенности города включают его расположение в юго-восточной части Приморского края, недалеко от побережья Японского моря. Город находится вблизи крупных промышленных центров, таких как Владивосток и Находка, что способствует его экономическому развитию.

В близлежащих районах обнаруживается разнообразие типов грунтов. В данной местности распространены суглинки, пески, глины, а также различные их комбинации. Глинистые грунты обладают высоким удельным сопротивлением, что свидетельствует о их хорошей изоляционной способности.

Песчаные грунты, как правило, характеризуются низкой проводимостью из-за наличия пространств между зернами песка, которые не заполнены водой или другими проводниками. В окрестностях присутствует сочетание гористой и равнинной местности.

Все необходимые для проектирования климатические показатели приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Сводная таблица климатических параметров

Характеристика	Значение
Преобладающее направление ветра	3, СЗ
Нормативная скорость ветра (один раз в 25 лет) на высоте 10 м	32 м/с
Ветровой район	3
Скорость ветра при гололеде (один раз в 25 лет)	16 м/с
Нормативная толщина стенки гололеда (один раз в 25 лет)	15 мм
Температура воздуха при гололеде	– 5 °С
Район по гололеду	2
Абсолютный минимум температуры воздуха	– 45,4 °С
Абсолютный максимум температуры воздуха	+ 40 °С
Глубина промерзания грунта	2,85 м
Среднегодовая продолжительность гроз	40 часов
Среднегодовое количество осадков	900–1000 мм

На рисунке 1, показано расположение рассматриваемого района, в таблицу 1 внесены климатические условия [17].

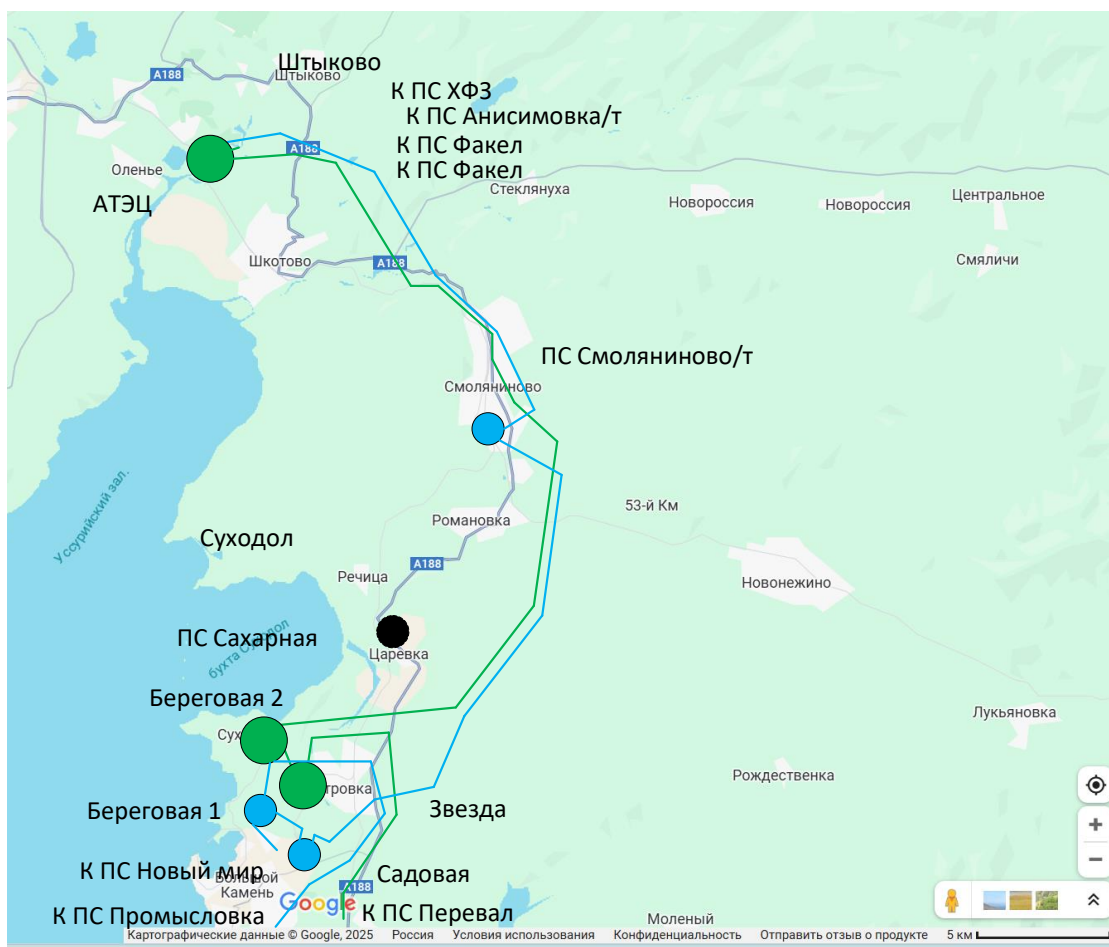


Рисунок 1 – Расположение рассматриваемого района

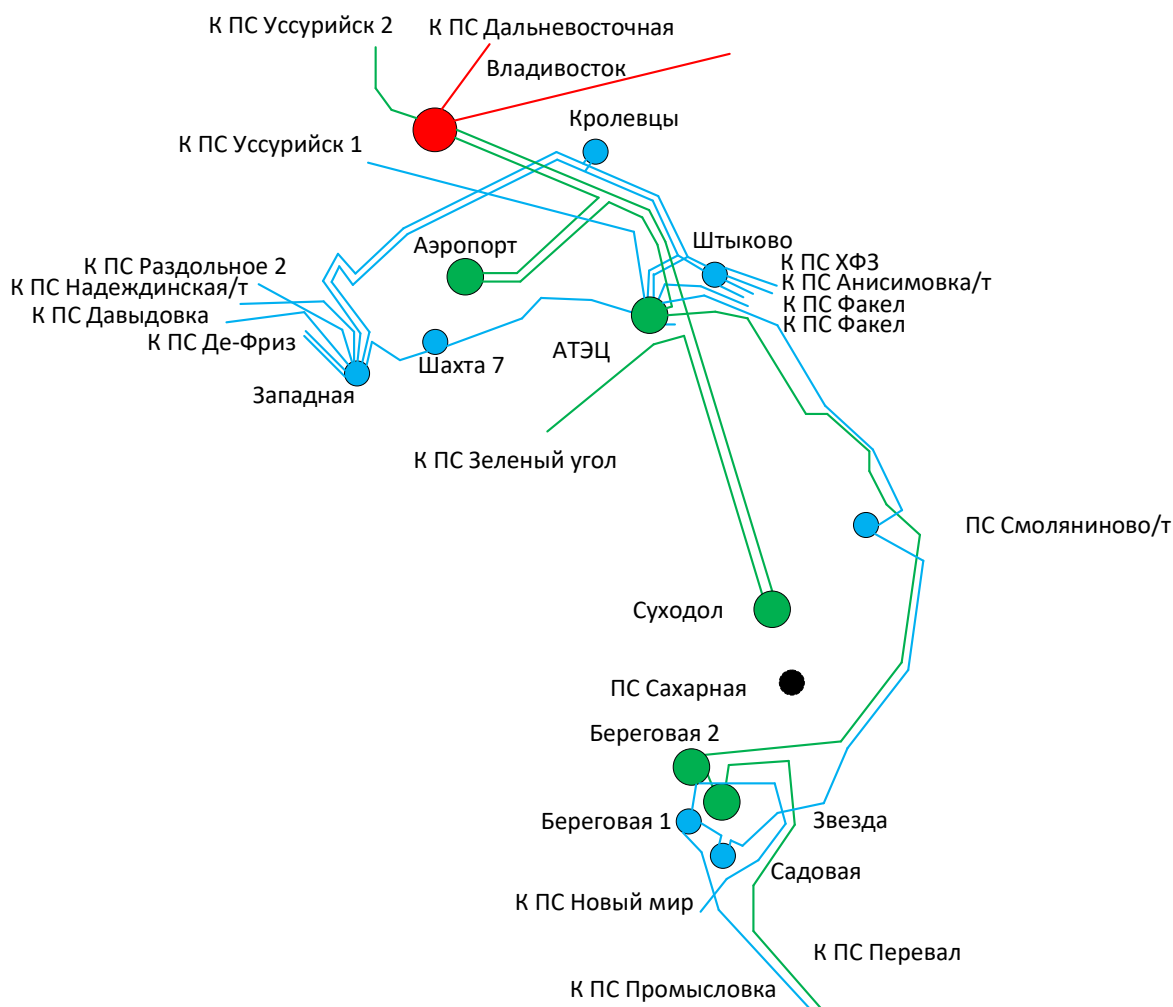


Рисунок 2 – Выбранный участок сети на карте схеме

Характеристики климатического района будут использованы в работе для выбора оборудования, проектирования молниезащиты и заземляющего устройства подстанции.

В соответствии с ГОСТ определено климатическое исполнение УХЛ [21].

Для ЛЭП в Шкотовском районе применяются:

Железобетонные и металлические опоры.

Стеклянные и полимерные изоляторы.

1.2. Характеристика электрических сетей Приморского края

На территории энергосистемы Приморского края основное значение имеют электрические сети напряжением 110/35 кВ.

Рассмотрим источники питания района.

Артемовская ТЭЦ

Артемовская ТЭЦ - это тепловая паротурбинная электростанция с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная электрическая мощность составляет 400 МВт.

На территории ТЭЦ установлены два открытых распределительных устройства (ОРУ) - ОРУ-220 и ОРУ-110 кВ. Для обеспечения связи между этими устройствами используется автотрансформатор типа АТДЦТН-200000/220/110.

РУ ВН Артемовской ТЭЦ:

U_{НОМ}: 220 кВ

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

Количество ячеек: 4 линейные, 2 трансформаторные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на шину.

РУ СН Артемовская ТЭЦ:

U_{НОМ}: 110 кВ

Схема РУ: 13 Две рабочие системы шин.

Количество ячеек: 7 линейных, 8 трансформаторные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на каждую секцию шин.

Выключатели: установлены по 1 на каждую отходящую линию, по 1 на каждый трансформатор и по 1 на каждый генератор.

Характеристика линий электропередачи.

Характеристика ЛЭП по классам напряжения, марки проводников их длине находящиеся в районе подключения новой подстанции в соответствии с рисунком 2 результаты приведены в таблице 6. Однолинейная схема рассматриваемого участка сети представлена на листе графической части №1.

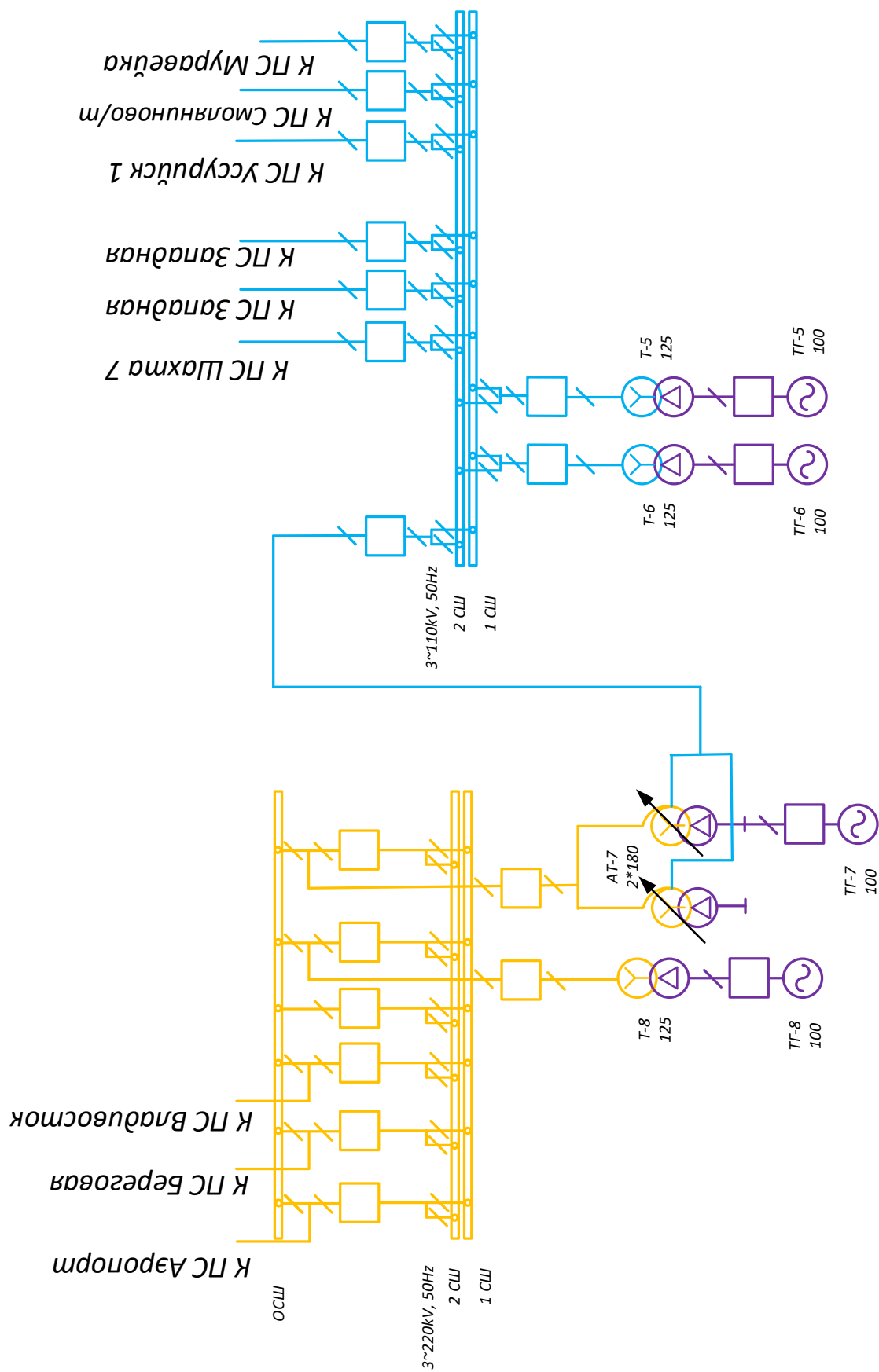


Рисунок 3 – Схема Артемовской ТЭЦ

Таблица 2 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

Наименование линии	U _{ном} , кВ	Марка и сечение линии	Длина линии, км
ВЛ 220 кВ Владивосток - Аэропорт	220	АС-400/51	19.1
ВЛ 220 кВ Аэропорт - АТЭЦ		АС-400/51	19.1
ВЛ 220 кВ Зеленый угол - Волна		АС-300/39	11.6
ВЛ 220 кВ Зеленый угол - Суходол		АС-300/39	70.1
ВЛ 220 кВ АТЭЦ – Береговая 2		АС-300/39	45.3
ВЛ 220 кВ Береговая 2 – Звезда		АС-300/39	1
ВЛ 110 кВ АТЭЦ - Промузел	110	М-70	19.8
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Шахта 7		АССС-150	14
ВЛ 110 кВ Западная – Штыково с отпайкой на ПС Кролевцы и АТЭЦ		АС-150/24	37.4
ВЛ 110 кВ Шахта 7 - Западная		М-70	6.2
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Смоляниново/т		АС – 120/19	31.81
Смоляниново/т - Садовая		АС – 150/24	25.86
Береговая 2 – Береговая 1		АС – 120/19	1.6
Береговая 1 - Садовая		АС – 150/24	1.7

Подстанции в рассматриваемом районе.

Выделим ПС по способу присоединения к сети, по схемам РУ, выделим количество и марки установленных на них трансформаторов в соответствии со схемой [36].

Таблица 3 – ПС по способу присоединения к сети и марке трансформаторов

Наименование ПС	Способ присоединения к сети	Количество и марки трансформаторов
1	2	3
ПС Владивосток	Узловая	3 х АОДЦТН-167000/500/220/35
ПС Береговая 2	Транзитная	2 х АТДЦТН-63000/220/110/10.5
ПС Суходол	Транзитная	2 х ТДТН-40000/220
ПС Аэропорт;	Проходная	2 х ТРДН-25000/220
ПС Шахта 7	Проходная	2 х ТДН-16000/110-У1

1	2	3
ПС Западная	Узловая	2 х ТДНТ-40000/110/35/10
ПС Штыково	Узловая	2 х ТДН-16000/110-У1
ПС Кролевцы	Отпаечная	2 х ТДТН-25000/110
Береговая 1	Узловая	2 х ТДТН-25000/110
Смоляниново/т	Узловая	3 х ТДТН-40000/110
Садовая	Транзитная	2 х ТДТН-40000/110

Таблица 4 – ПС по схемам РУ

Наименование ПС	Схема РУ ВН
ПС Аэропорт;	Четырехугольник (7)
ПС Суходол	Две рабочие системы шин (13)
ПС Шахта 7	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)
ПС Западная	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
ПС Штыково	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Звезда	Четырехугольник (7)
ПС Береговая 2	Четырехугольник (7)
ПС Владивосток	Две рабочие системы шин (13)
ПС Кролевцы	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)
Береговая 1	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
Смоляниново/т	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
Садовая	Мостик (5Н)

Исходя из приведенных материалов можно сделать вывод что рассматриваемая сеть является магистральной к которой можно подключить новых потребителей.

2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЁТНЫХ МОЩНОСТЕЙ НАГРУЗОК

Для дальнейших расчетов необходимо произвести прогнозирование нагрузок.

Для прогнозирования нагрузок и вычисления вероятностных характеристик используем данные предполагаемой мощности ПС Сахарная и типовой график нагрузки ПС, проведем расчет для ПС Сахарная.

Средняя активная и реактивная мощности определяется по формулам:

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_t \cdot t_i ; \quad (1)$$

$$P_{cp} = \frac{(15,8 \cdot 4) + (16 \cdot 4) + (16,4 \cdot 4) + (15 \cdot 6) + (15,7 \cdot 6)}{24} = 15,75 MBm$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_t \cdot t_i ; \quad (2)$$

где T – период;

P_t, Q_t – мощность, соответствующая времени t_i на графике нагрузок

Среднеквадратичная активная и реактивная мощности определяется по выражениям:

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

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{(15,8^2 \cdot 4) + (16^2 \cdot 4) + (16,4^2 \cdot 4) + (15^2 \cdot 6) + (15,7^2 \cdot 6)}{24}} = 18,43 MBm$$

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_t^2 \cdot t_i} ; \quad (4)$$

Максимальная мощность – это средняя мощность в период получасового максимума нагрузки энергосистемы. Она определяется для выбора всего оборудования, кроме силовых трансформаторов и сечений проводов линий. Вероятностный максимум находится через коэффициент Стьюдента.

$$P_{\max} = P_{cp} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) \quad (5)$$

$$P_{\max} = 15,75 \cdot (1 + 1,96 \cdot \sqrt{1,07^2 - 1}) = 20$$

$$Q_{\max} = Q_{cp} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) \quad (6)$$

$$k_{\phi} = \frac{P_{\text{эф}}}{P_{cp}} \quad (7)$$

$$k_{\phi} = \frac{18,43}{15,75} = 1,07$$

где $P_{\max}$, $Q_{\max}$ – максимальная мощность;

t_{β} – коэффициент Стьюдента, равный 1,85;

k_{ϕ} – коэффициент формы, определяемый по формуле:

В том случае, если данных для расчета коэффициента заполнения нет, его допускается принимать равным 0,5 [37]

Под минимальной мощностью понимают среднее значение нагрузки в часы минимума нагрузок энергосистемы. Формула для вычисления $P_{\min}$ аналогична вычислению максимальной мощности.

$$P_{\min} = P_{cp} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) \quad (8)$$

$$Q_{\min} = Q_{cp} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}) \quad (9)$$

Таблица 5 – Значения вероятностно–статистических характеристик для каждой ПС

Подстанция	$P_{\max}$, МВт	P_{cp} , МВт	$P_{эф}$, МВт	$P_{\min}$, МВт	$Q_{\max}$, Мвар	Q_{cp} , Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	$Q_{\min}$, Мвар
Сахарная	20	15,75	18,43	11,02	8,60	6,77	7,92	4,74

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

3.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее реконструкции

Для первого варианта требуются следующие виды работ и сооружений:

- строительство ПС Сахарная;
- строительство 2хзаходов от ВЛ 220 кВ Смоляниново/т - Садовая длиной 10 км;

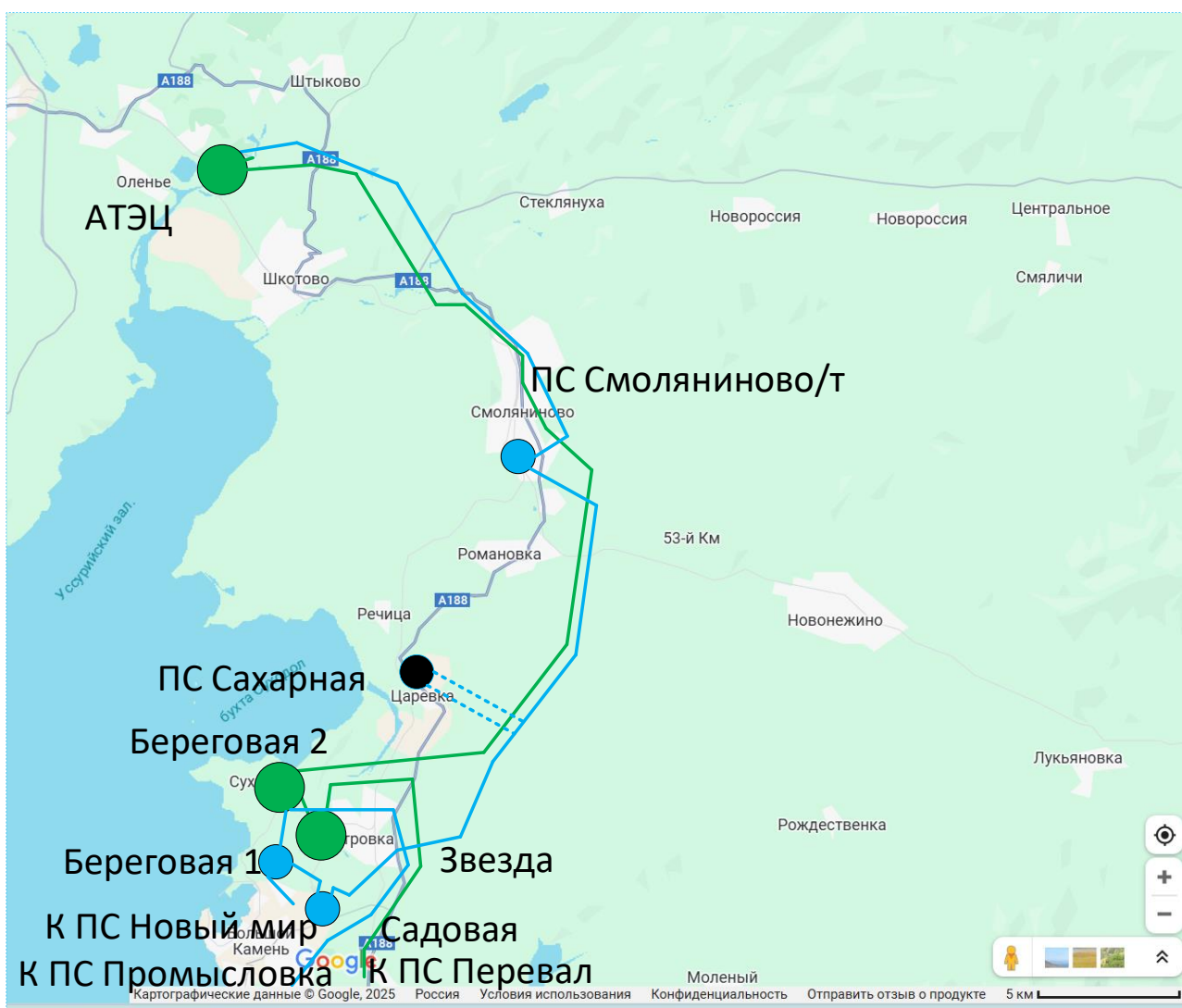


Рисунок 4 - Вариант подключения 1

Для второго варианта требуются следующие виды работ и сооружений:

- строительство ПС Сахарная;
- добавление 2-х линейных ячеек 110 кВ на ПС 220 кВ Береговая 2;

- строительство 2х ВЛ 110 кВ Береговая 2 - Сахарная, длиной 20 км.

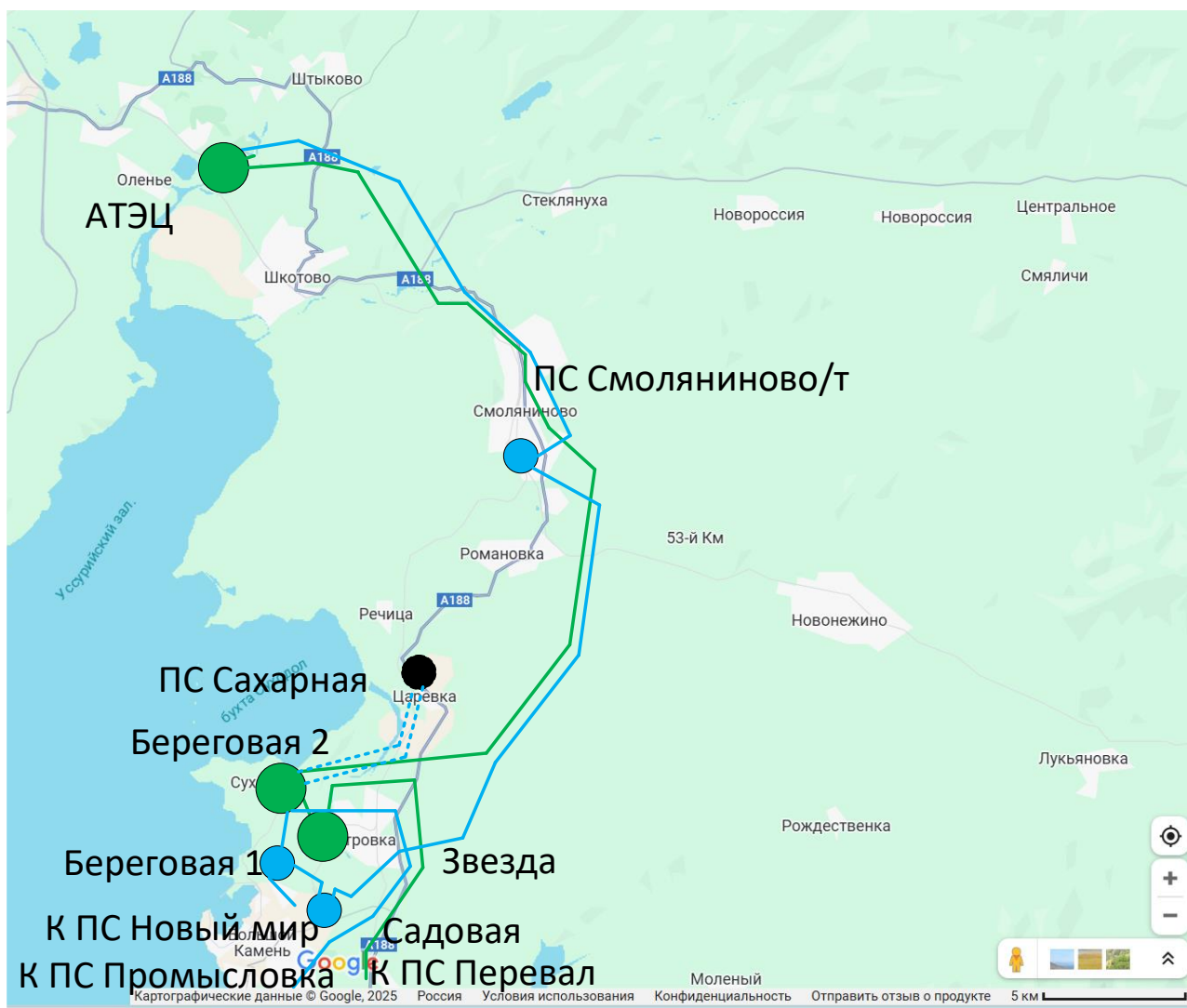


Рисунок 5 - Вариант подключения 2

Для третьего варианта требуются следующие виды работ и сооружений:

- строительство ПС Сахарная;
- добавление линейной ячейки на ПС 220 кВ Береговвая 2;
- добавление линейной ячейки на ПС 110 кВ Смоляниново/т;
- строительство ВЛ 110 кВ Смоляниново/т - Сахарная, длиной 20 км.
- строительство ВЛ 110 кВ Береговая 2 - Сахарная, длиной 10 км.

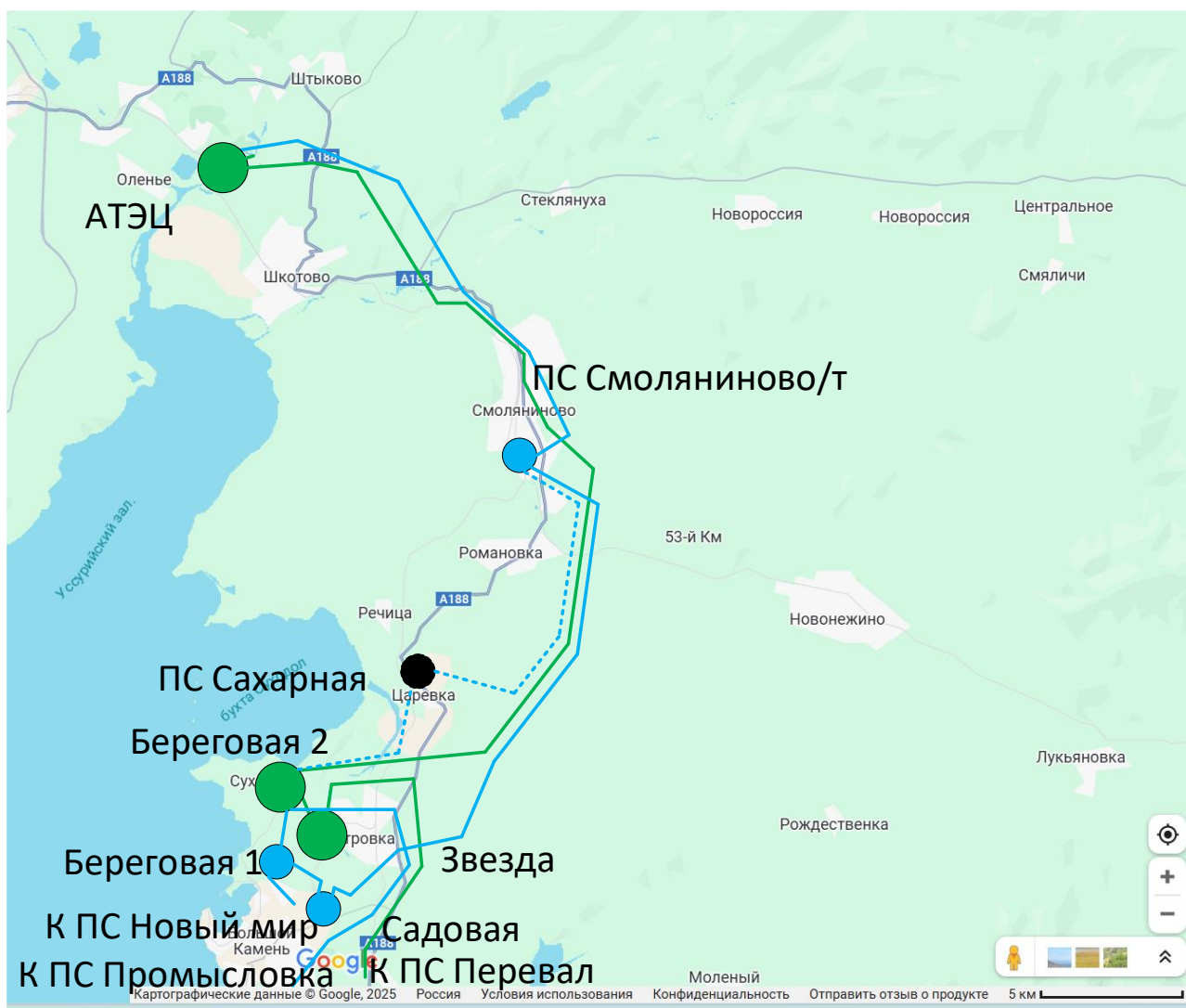


Рисунок 6 - Вариант подключения 3

Для четвертого варианта требуются следующие виды работ и сооружений:

- строительство ПС Сахарная;
- строительство 2хзаходов от ВЛ 220 кВ АТЭЦ – Береговая 2 длиной 10 км;

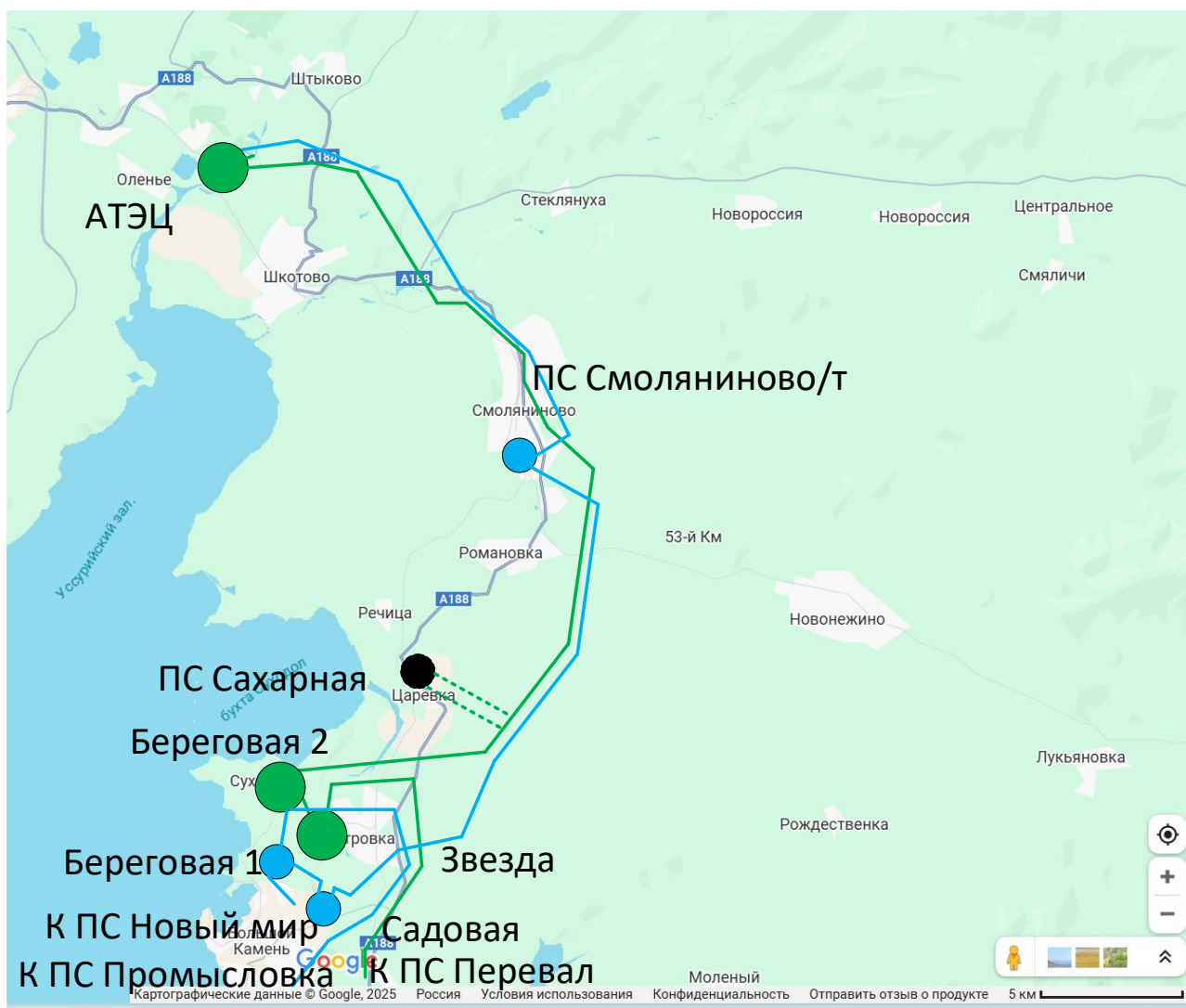


Рисунок 7 - Вариант подключения 4

Для анализа предложенных вариантовведем сведение о длине проектируемой линии и необходимой реконструкции в таблицу 6.

Таблица 6 - общие сведения о разрабатываемых вариантах

№ варианта	Кол-во добавляемых выключателей	Длинна линии км	Дополнительная реконструкция
1	-	10	-
2	2	20	-
3	2	30	-
4	-	10	-

Проведем анализ представленных вариантов по технико-экономическим показателям.

Таковыми показателями являются:

а) протяженность трасс линий;

- б) протяженность линий в одноцепном исчислении;
- в) суммарное количество ячеек выключателей 110(35) - 220 кВ на подстанциях сети;
- г) необходимая реконструкция существующих объектов.

В результате анализа технико-экономической рациональности, был выбран вариант 1 и 4 для дальнейших расчетов.

3.2 Компенсация реактивной мощности

Передача большой реактивной мощности по ВЛЭП неэкономична, в связи с увеличением потерь электроэнергии. Наиболее выгодным является иметь источник реактивной мощности непосредственно возле потребителя. Также, в настоящее время электроснабжающие организации требуют от потребителей снижения в сети доли реактивной мощности.

Решением данной проблемы является компенсация реактивной мощности, важное и необходимое условие экономичного и надежного функционирования системы электроснабжения предприятия.

Отсутствие КРМ приводит к повышению потоков реактивной мощности, росту потерь, росту тарифов, снижению управляемости режимами работы сетей, к ухудшению качества электрической энергии и надежности электроснабжения потребителей.

Для выбора КУ на ПС Сахарная, проводим расчет по следующему алгоритму.

Рассчитываем экономически целесообразную реактивную мощность, которую требуется передать:

$$Q_{\varphi} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (10)$$

где $P_{\max}$ - Суммарная установленная мощность одной подстанции, МВт;
 $\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент мощности, предельный по [36] примем 0,4.

$$Q_{\Sigma} = 20 \cdot 0,4 = 8 \text{ Мвар}$$

Рассчитываем максимальную реактивную мощность, которую требуется передать:

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i, \quad (11)$$

где $P_{\max}$ - Суммарная установленная мощность одной подстанции, МВт;
 $\operatorname{tg} \varphi_i$ - коэффициент мощности, потребители жилых домов, примем 0,43.
 [36]

$$Q_{\max} = 20 \cdot 0,43 = 8,6 \text{ Мвар}$$

Определяем требуемую мощность компенсирующего устройства на подстанции:

$$Q_{KY} = Q_{\max} - Q_{\Sigma} \quad (12)$$

$$Q_{KY} = 8,6 - 8 = 0,6 \text{ Мвар}$$

Определяем реактивная мощность, которая подлежит компенсации на 1 секции шин на подстанции:

$$Q_{KY1cu} = 1,1 \cdot \frac{Q_{KY}}{N_{cu}}, \quad (13)$$

где N_{cu} - число секций шин на низкой стороне ПС, которое равно 2.

По найденному значению Q_{KY1cu} выбираются компенсирующие устройства из ряда стандартных, определенного предприятия по выпуску КУ.

$$Q_{KV1cu} = 1,1 \cdot \frac{0,6}{2} = 0,32 \text{ МВАр}$$

Для подстанции Сахарная выбираем КУ типа 2хУКРМ- 56-10,5-450-450 УЗ.

Конденсаторная установка компенсации реактивной мощности УКРМ 10 кВ предназначена для повышения и поддержания на заданном уровне значения коэффициента мощности в электрических распределительных трехфазных сетях промышленных предприятий и других объектов и позволяет:

- Снизить потребляемый ток на 30-50%;
- Уменьшить нагрузку элементов распределительной сети, продлевая срок их службы;
- Увеличить пропускную способность распределительной сети и её надёжность;
- Снизить тепловые потери тока;
- Снизить влияние высших гармоник;
- Снизить несимметрию фаз, подавить сетевые помехи;
- Минимизировать оплату за реактивную энергию

$$Q_{KV\Phi} = 450 \cdot 2 = 0,9 \text{ МВАр}$$

Далее находится некомпенсированная реактивная мощность:

$$Q_{неск} = Q_{max} - Q_{KV\Phi}, \quad (14)$$

где $Q_{KV\Phi}$ - фактическая мощность всех компенсирующих устройств на ПС, Мвар.

$$Q_{неск} = 8,6 - 0,9 = 7,7 \text{ МВАр}$$

Количество и марка выбранных устройств компенсации реактивной мощности представлены в таблице 7.

Таблица 7 - Компенсирующие устройства

ПС	Номинальная мощность КУ, $Q_{\text{нecк}}$ МВАр	Количество и марка батареи	
Сахарная	7.7	УКРЛ 56-10,5 – 450УЗ	2шт

3.3 Выбор числа и мощности трансформаторов

Информация о значении нагрузок была взята на предприятии в ходе прохождения практической подготовки.

Согласно произведённым расчётам, активная мощность подстанции Сахарная составляет 15.75 МВт и 6.77 МВар.

Используя полученные данные, можно произвести расчёт полной мощности подстанции.

Полная мощность:

$$S_{cp} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (15)$$

$$S_{cp} = \sqrt{15.75^2 + 6.77^2} = 17,14 \text{ МВА},$$

Согласно действующим нормам, мощность трансформаторов понижающих подстанций рекомендуется выбирать таким образом, чтобы допустимая перегрузочная способность после отказа составляла 75-85 процентов, максимальная продолжительность пиковых часов не превышала шести часов в сутки в течении не более пяти суток [36].

Для того, чтобы определить мощность силовых трансформаторов, воспользуемся следующей формулой:

$$S_{mp} = \frac{S_{cp}}{2 \cdot K_3}, \quad (16)$$

где K_3 – коэффициент загрузки, который равен 0,7;

S – полная мощность на низкой стороне, МВА

$$S_{np} = \frac{17,14}{2 \cdot 0,7} = 12,24 \text{ МВА},$$

Для определения номинальной мощности трансформаторов используем расчётную мощность.

При проведении расчета получили значение $S_{тр}=12,24$ МВА. В связи с активным развитием данного региона и планов на подключение новых потребителей. Примем к установке трансформатор марки ТДН-16000-110-У1. В случае выхода из строя одного из трансформаторов, тот что остался в работе учитывая допустимые перегрузки сможет обеспечить всю нагрузку подстанции.

Проведём проверку трансформатора в нормальном режиме работы и послеаварийном используя коэффициент загрузки и аварийной перегрузки.

Расчёт производим по следующим формулам:

$$K_3^{норм} = \frac{S_{cp}}{n_T - S_{Тном}}, \quad (17)$$

$$K_3^{норм} = \frac{17,14}{2 \cdot 16} = 0,53,$$

$$K_3^{ав} = \frac{S_{cp}}{(n_T - 1) \cdot S_{Тном}}, \quad (18)$$

$$K_3^{норм} = \frac{17,14}{16} = 1,07,$$

При нормальном функционировании двух трансформаторных подстанций, нагрузка на них должна быть не выше 70% от их номинальной мощности. Однако, в случае аварийного отключения одного из трансформаторов, допустимая нагрузка может достигать 140% от номинала. Расчеты показывают, что выбор номинальной мощности трансформатора был осуществлен правильно, т.к. коэффициенты загрузки не находятся в требуемых пределах.

3.4 Выбор главной схемы подстанции

При выборе основной схемы электрических соединений для подстанции следует учитывать ряд важных факторов. Они включают в себя тип проектируемой станции, количество и мощность установленных силовых трансформаторов, уровни напряжения, количество питающих линий и отходящих присоединений, экономическую эффективность предлагаемых вариантов, а также гибкость и удобство в эксплуатации, аспекты безопасности обслуживания [35].

Для конкретного случая проектируемой подстанции, где требуется установить два трансформатора мощностью 16 МВА и энергия будет подаваться на напряжении 110 кВ, необходимо выбрать экономически выгодную схему для распределительного устройства. В данном случае, подключение подстанции 110/10.5 кВ и напряжению 110 кВ будет выполнено по транзитной схеме. Исходя из этих данных, можно выбрать схему РУ-110 – 5Н в качестве оптимального варианта «Мостик» [35].

3.5 Выбор марки и сечения линий электропередачи

Сечение провода – важнейший параметр линии. С увеличением сечения проводов линии, увеличиваются затраты на ее сооружение и отчисления от них. Одновременно уменьшаются потери электроэнергии и их стоимость за год.

На воздушных линиях предусматривается применение сталеалюминевых проводов марки АС. Выбор проводов производится по методу экономических токовых интервалов по значениям расчетной токовой нагрузки.

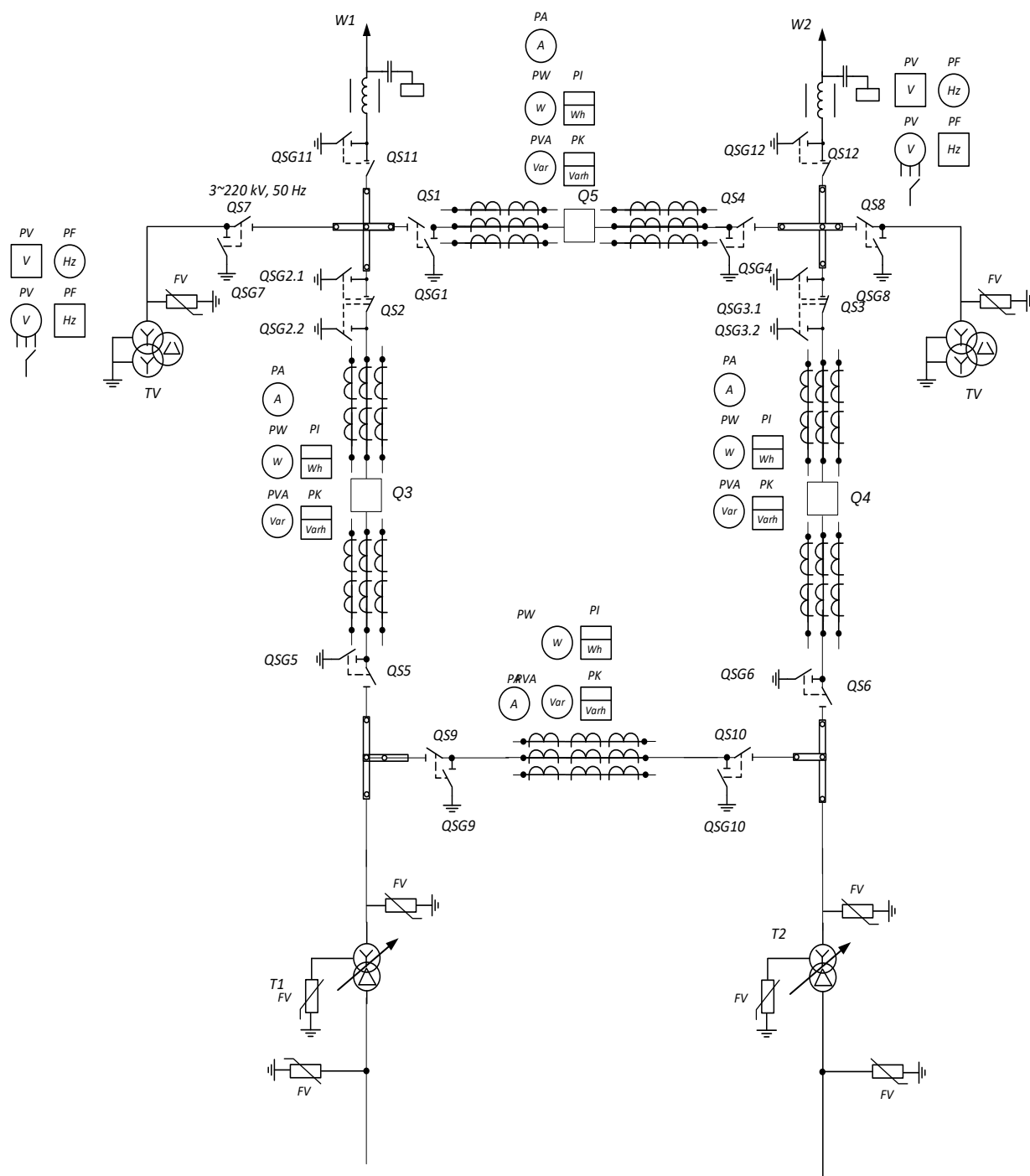


Рисунок 8 – Схема № 110 - 5Н «Мостик»

Для этого необходимо найти максимальный ток в воздушных линиях по следующей формуле:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{нескз}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{л}}} \cdot 10^3, \quad (19)$$

где $I_{\max}$ - максимальный ток, А;

$P_{\max 3}$ - потоки активной максимальной мощности, передаваемой по линии в зимний период, МВт;

$Q_{\text{нескз}}$ - потоки максимальной некомпенсированной реактивной мощности, передаваемой по линии в зимний период, МВАр;

$n_{\text{ц}}$ - количество цепей линии;

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

Далее определим расчетные токи на участках линии, в зависимости от которых, по экономическим токовым интервалам выберем сечение проводов ЛЭП:

$$I_P = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t; \quad (20)$$

где $I_{\max}$ - максимальный ток, А;

α_i - коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, равный 1,05;

α_t - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки. Примем данный коэффициент равным 1,05.

$$I_{\partial.\partial} \geq I_{P.П}, \quad (21)$$

где $I_{\partial.\partial}$ - длительно допустимый ток выбранного сечения, А;

$I_{P.П}$ - расчетный послеаварийный ток.

Рассмотрим пример расчета.

Для примера рассмотрим расчет для головного участка. Теперь приведем расчет максимального тока для данного участка:

$$I_{\max \text{ Сахарная}} = \frac{\sqrt{20^2 + 8.6^2}}{2 \cdot 110 \cdot \sqrt{3}} \cdot 10^3 = 54 \text{ А}$$

$$I_{\max \text{ Сахарная}} = \frac{\sqrt{20^2 + 8.6^2}}{2 \cdot 220 \cdot \sqrt{3}} \cdot 10^3 = 27$$

Расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_{\text{рСахарная}} = 1,05 \cdot 1,05 \cdot 54 = 60 \text{ А}$$

$$I_{\text{рСахарная}} = 1,05 \cdot 1,05 \cdot 27 = 30 \text{ А}$$

По расчетам на данном участке должен быть установлен провод АС-70/11, но примем к установке на данном участке провод АС-120/19 с длительно допустимым током $I_{\text{д.д}} = 380 \text{ А}$. Поскольку данная ПС является транзитной и включается в транзитную ЛЭП с проводником АС-120/19. Проектируемые ЛЭП, обеспечивающие подключение ПС Сахарная, будут выполнены проводами марки АС-120/19.

Для варианта №4 произведем аналогичный расчет и примем к установке на данном участке провод АС-240/32 с длительно допустимым током $I_{\text{д.д}} = 610 \text{ А}$. Проектируемые ЛЭП, обеспечивающие подключение ПС Сахарная, будут выполнены проводами марки АС-240/32.

Так как выбраны два аналогичных варианта по длине ЛЭП и количеству добавляемых выключателей, отличия только в классе номинального напряжения, выбираем вариант №1 с наименьшим номинальным напряжением и дальнейшие расчеты будем производить для него.

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

4.1 Расчет симметричных токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания осуществляем приближенным методом в относительных единицах в соответствии с [23].

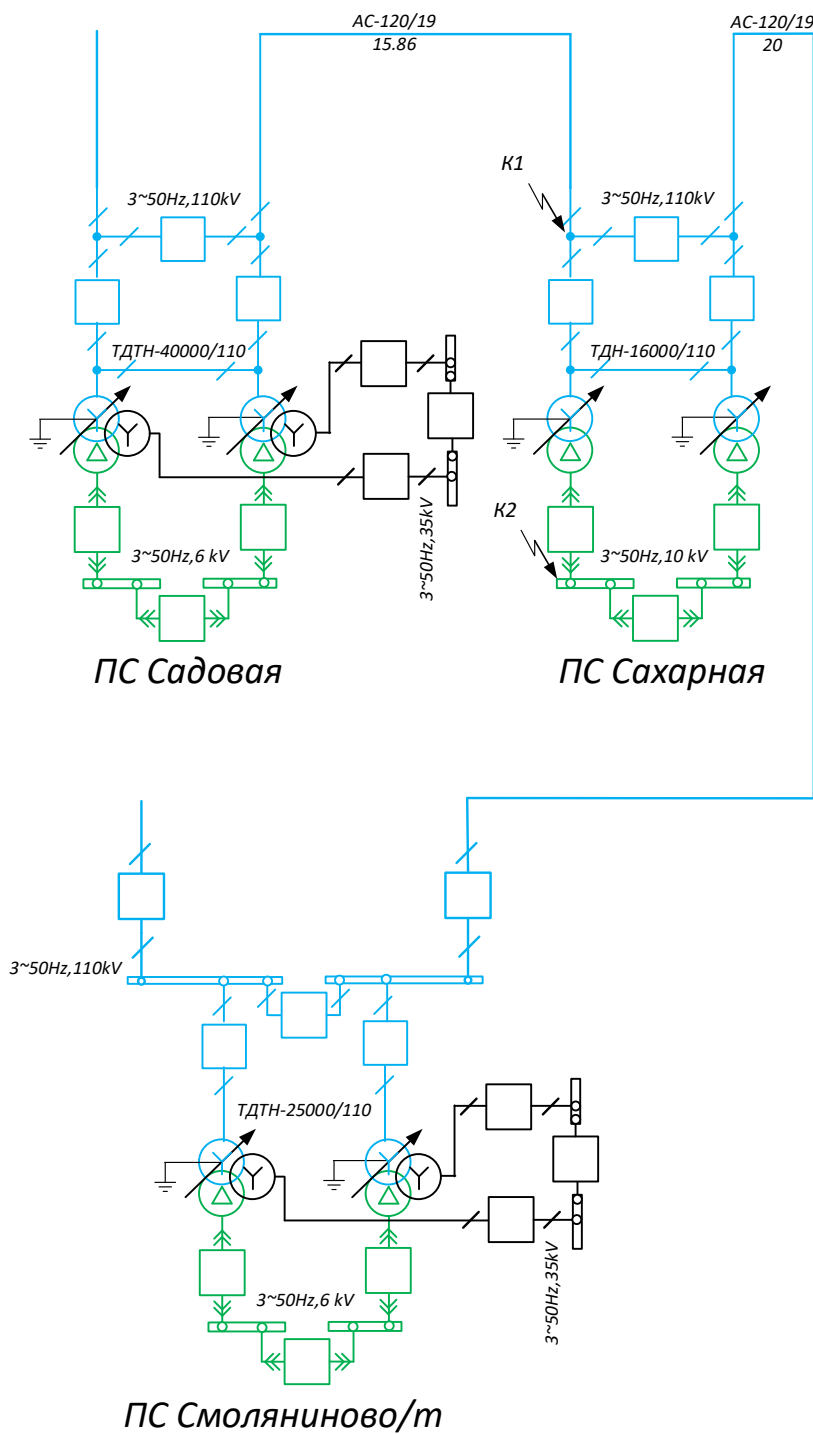


Рисунок 9 – Расчетная схема токов короткого замыкания

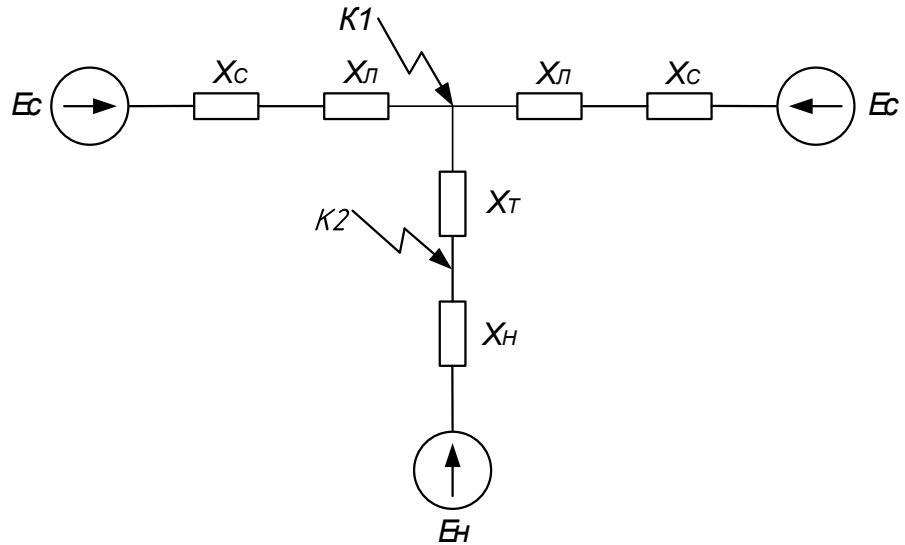


Рисунок 10 – Схема замещения подстанции

ЭДС системы $E_c = 1$ в относительных единицах. Задаемся следующими базисными величинами:

$$S_{\delta} = 100 \text{ МВА}; U_{\delta 1} = 115 \text{ кВ}; U_{\delta 2} = 6,3 \text{ кВ}.$$

Сопротивление системы X_C определяется по формуле:

$$X_C = \frac{S_{\delta}}{S_{K3C}}, \quad (22)$$

$$X_C = \frac{1000}{6000} = 0,167 \text{ о.е.}$$

Сопротивление линии:

$$X_L = X_{ВД} \cdot L \frac{S_B}{U_B^2}, \quad (23)$$

$$X_L = 0,42 \cdot 35 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,112 \text{ о.е.}$$

Сопротивления обмотки трансформатора определяются по формуле:

$$X_T = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{THOM}}, \quad (24)$$

$$X_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 10,5 \text{ о.е.}$$

Нагрузки в схему замещения для сверхпереходного режима входят как источники с параметрами $E_H = 0,85 \text{ о.е.}$; $X''_H = 0,35 \text{ о.е.}$

Приведение сопротивлений нагрузки к базисным условиям выполняется по формуле:

$$X_H = X''_H \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H}, \quad (25)$$

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{1000}{20} = 19,414 \text{ о.е.}$$

Определяем базисный ток для точки К1:

$$I_{\delta l} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta l}}, \quad (26)$$

$$I_{\delta l} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА.}$$

Определяем базисный ток для точки К2:

$$I_{\delta 2} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 2}}, \quad (27)$$

$$I_{\delta 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 54,986 \text{ кА.}$$

Найдем ток короткого замыкания в точке К1.

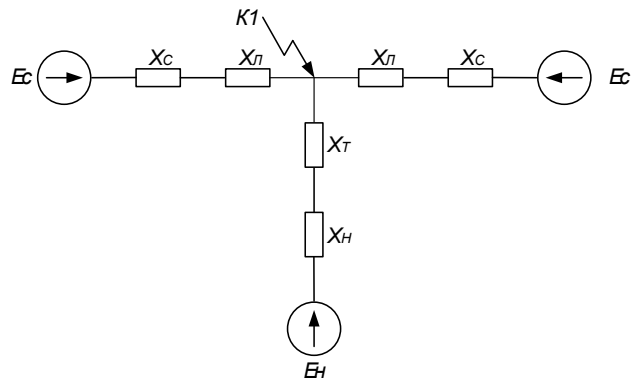


Рисунок 11 – Схема замещения для К1

Эквивалентизируем схему замещения:

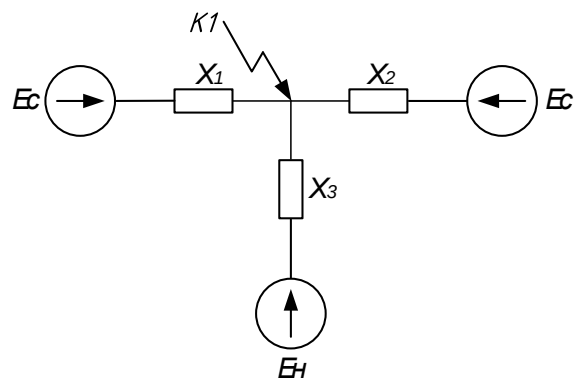


Рисунок 12– Преобразование схемы замещения для К1

$$X_1 = X_C + X_L, \quad (28)$$

$$X_1 = 0,167 + 1,112 = 1,278 \text{ о.е.},$$

$$X_2 = X_1, \quad (29)$$

$$X_2 = 1,278 \text{ о.е.},$$

$$X_3 = X_T + X_H, \quad (30)$$

$$X_3 = 10,5 + 19,414 = 29,914 \text{ о.е.},$$

$$X_4 = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2}, \quad (31)$$

$$X_4 = \frac{1,278 \cdot 1,278}{1,278 + 1,278} = 0,639 \text{ о.е.}$$

В результате преобразования получим следующую схему:

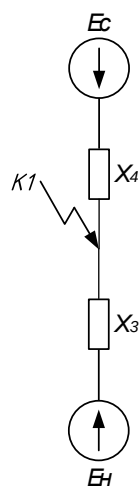


Рисунок 13— Схема замещения для К1

Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в месте КЗ будет определяться суммой всех токов, протекающих по ветвям. Т.е. для начала требуется вычислить ток отдельно для каждой ветви.

$$I_{\text{Пoi}} = \frac{E_i}{X_i} \cdot I_{\text{бi}}, \quad (32)$$

$$I_{\text{ПОСК1}} = \frac{E_C}{X_4} \cdot I_{\text{б1}},$$

$$I_{\text{ПОСК1}} = \frac{1}{0,639} \cdot 5,02 = 7,855 \text{ кА},$$

$$I_{\text{ПОНК1}} = \frac{E_H}{X_3} \cdot I_{\text{б1}},$$

$$I_{\text{ПОНК1}} = \frac{0,85}{29,914} \cdot 5,02 = 0,143 \text{ кА},$$

$$I_{\text{ПОК1}} = I_{\text{ПОНК1}} + I_{\text{ПОСК1}}, \quad (33)$$

$$I_{\text{ПОК1}} = 7,855 + 0,143 = 7,998 \text{ кА}.$$

Ударный ток трехфазного КЗ в кА в начальный момент времени определяют по выражению:

$$i_{\text{удi}} = \sqrt{2} I_{\text{Пoi}}^{(3)} \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_{ai}}} \right). \quad (34)$$

где T_{ai} - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ (сек), $T_{aC} = 0,03$ с, $T_{aH} = 0,02$ с.

$$i_{\text{удСК1}} = \sqrt{2} \cdot 7,855 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,03}} \right) = 19,07 \text{ кА},$$

$$i_{yДНК1} = \sqrt{2} \cdot 0,143 \cdot (1 + e^{-\frac{0,01}{0,02}}) = 0,324.$$

Таким образом, суммарный ударный ток составляет

$$i_{yДК1} = i_{yДНК1} + i_{yДНК1}, \quad (35)$$

$$i_{yДК1} = 0,324 + 19,07 = 19,394 \text{ кА}.$$

Апериодическая составляющая тока К.З.

$$i_{aoi} = \sqrt{2} I_{Пoi}, \quad (36)$$

$$i_{aoCK1} = \sqrt{2} \cdot 7,855 = 11,109 \text{ кА},$$

$$i_{aoHK1} = \sqrt{2} \cdot 0,143 = 0,202 \text{ кА},$$

$$i_{aoK1} = i_{aoCK1} + i_{aoHK1}, \quad (37)$$

$$i_{aoK1} = 11,109 + 0,202 = 11,311 \text{ кА}.$$

Для точки К2 проводим аналогичный расчет по приведенным ниже эквивалентным преобразованиям и результаты сводим в таблицу 14.

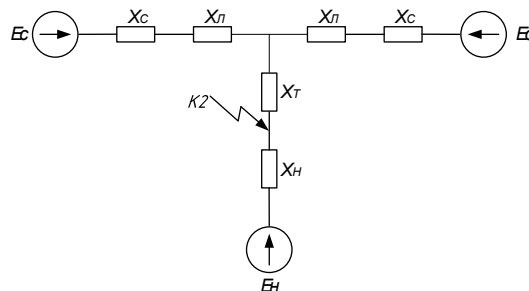


Рисунок 14 – Схема замещения для К2

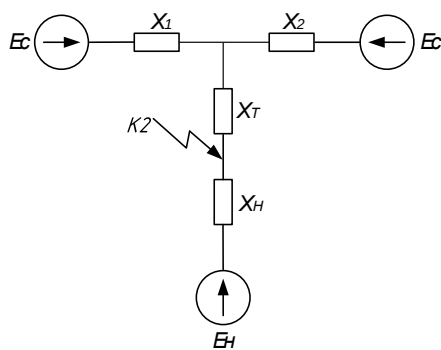


Рисунок 15 – Преобразование схемы замещения для K2

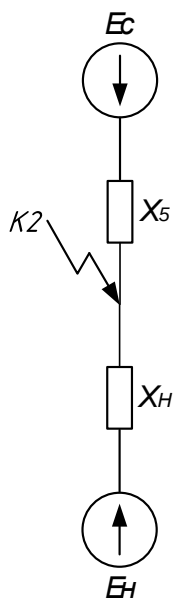


Рисунок 16– Схема замещения для K2

Таблица 8 – Токи трехфазного короткого замыкания

	$I_{по}, \text{кА}$	$T_a, \text{с}$	$i_{ao}, \text{кА}$	$i_{y\partial}, \text{кА}$
K1	7,998	0,03	11,311	19,394
K2	10,3	0,02	14,1	22,4

5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ

Для выполнения задач в данном разделе требуется учесть информацию о значениях токов короткого замыкания во всех распределительных устройствах подстанции, максимальных токах в этих устройствах, а также о категории потребителей, которые подключены к шинам низкого напряжения данной подстанции, и климатических характеристиках рассматриваемого района. Эти данные необходимо определить или рассчитать заранее с использованием соответствующих формул. На основе этих данных будет произведен расчет и выбор необходимого оборудования для подстанции, с учетом максимальных рабочих токов в распределительных устройствах.

Для определения максимальных рабочих токов РУ 110 кВ можно использовать следующую формулу [36]:

$$I_{\text{макс. раб}} = \frac{1.4 \cdot S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (38)$$

где S_n – номинальная мощность трансформатора (МВА);

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение (кВ);

$$I_{\text{макс. раб}} = \frac{1.4 \cdot 16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 117 \text{ А},$$

Для стороны 10 кВ:

$$I_{\text{макс. раб}} = \frac{1.4 \cdot 16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 1231 \text{ А},$$

Расчёт теплового импульса определяется по формуле:

$$B_{\kappa} = I_{no}^2 \cdot (t_{pz} + t_{cv} + T_a), \quad (39)$$

где t_{pz} – максимальное время работы релейной защиты;

t_{cv} – собственное время отключения выключателя.

Для точки K1:

$$B_{\kappa} = 7,99^2 \cdot (2 + 0,05 + 0,02) = 199 \text{ кА}^2\text{с},$$

Для точки K2:

$$B_{\kappa} = 10,3^2 \cdot (2 + 0,05 + 0,02) = 164 \text{ кА}^2\text{с},$$

5.1 Выбор комплектных распределительных устройств

Комплектное распределительное устройство (КРУ) представляет собой готовое распределительное решение, которое включает в себя закрытые шкафы с встроенными аппаратами, приборами для измерения и защиты, а также дополнительными компонентами.

Установка КРУ включает доставку собранных шкафов с оборудованием на место монтажа, их установку, подключение шин между шкафами и прокладку силовых и контрольных кабелей. Использование КРУ значительно сокращает время монтажа распределительного устройства. КРУ также обеспечивает безопасность при обслуживании, так как все электрические компоненты, находящиеся под напряжением, защищены металлическими кожухами [36].

Для распределительного устройства 10 кВ примем к установке комплектное распределительное устройство серии «СЭЩ». В таблице 9 представлены параметры КРУ-СЭЩ.

Таблица 9 – Параметры КРУ-СЭЩ 10 кВ

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	1600
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	20
Электродинамическая стойкость, кА	51
Термическая стойкость, кА/с	20
Тип выключателя	Вакуумный
Тип привода к выключателю	Встроенный пружинный

Выбор и проверка ячеек КРУ 10 кВ.

Выбор ячеек КРУ производится аналогично выбору выключателей.

1 По напряжению установки:

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}.$$

2 По току продолжительного режима:

$$1600 \text{ А} \geq 1231 \text{ А}.$$

Проверка ячеек КРУ.

1 По отключающей способности: на отключение периодической составляющей тока КЗ и на отключение полного расчётного тока КЗ КРУ проверяются при выборе встроенных в него выключателей.

2 По термической стойкости выключателя

Тепловой импульс [36]:

$$2460 \text{ кА} \geq 164 \text{ кА}.$$

3 По электродинамической стойкости [36]:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд.к2}}, \quad (40)$$

$$81 \text{ кА} \geq 27,81 \text{ кА}.$$

Сопоставление приведено в таблице 10.

Таблица 10 – Условия выбора и проверки ячеек КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 1231 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 22,4 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{к.ном}} = 2460 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 164 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

КРУ марки СЭЩ-10 удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к эксплуатации.

5.2 Проверка выключателей 110 кВ

Главным компонентом электрической подстанции являются автоматические выключатели, задачей которых является отключение электрических цепей в обычных и аварийных ситуациях. При выборе выключателей учитываются их номинальное напряжение и ток. Кроме того, проводится проверка выключателя на его способность прерывать ток, а также на его динамическую и термическую стойкость в случае короткого замыкания.

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (41)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс.раб}}, \quad (42)$$

Произведем проверку существующих выключатели марки ВЭБ – 110 40/3150 УХЛ1. Результаты представлены в таблице 11.

Таблица 11 - Выбор и проверка трансформаторных выключателей 110 кВ

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{max1}} = 117 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{отклном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 7,99 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{вкл.}} = 102 \text{ кА}$	$i_y = 19,39 \text{ кА}$	$i_y < i_{\text{вкл.}}$
$I_{\text{пр.скв}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 7,99 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{пр.скв}}$
$i_{\text{пр.скв.}} = 102 \text{ кА}$	$i_y = 19,39 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{\text{пр.скв.}}$
$I_{\text{вклном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 7,99 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{вклном}}$
$i_{a\text{НОМ}} = 22,627 \text{ кА}$	$i_{at} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{at} \leq i_{a\text{НОМ}}$
$B_{\text{кном}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 199 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} < B_{\text{кном}}$

Таблица 12 - Выбор и проверка секционного выключателя 110 кВ

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{max1}} = 380 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{отклном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 7,99 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{вкл.}} = 102 \text{ кА}$	$i_y = 19,39 \text{ кА}$	$i_y < i_{\text{вкл.}}$
$I_{\text{пр.скв}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 7,99 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{пр.скв}}$
$i_{\text{пр.скв.}} = 102 \text{ кА}$	$i_y = 19,39 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{\text{пр.скв.}}$
$I_{\text{вклном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 7,99 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{вклном}}$
$i_{a\text{НОМ}} = 22,627 \text{ кА}$	$i_{at} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{at} \leq i_{a\text{НОМ}}$
$B_{\text{кном}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 199 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} < B_{\text{кном}}$

5.3 Выбор выключателей 10 кВ

Производится аналогичный расчет выключателей для КРУ напряжением 10 кВ. Для ячеек из серии СЭЩ рекомендуется использовать вакуумные выключатели из серии ВВУ -10. Результаты проверки представлены в таблице 13.

Таблица 13 - Выбор и проверка вводного, секционного и линейного выключателей 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном1} = 1250 \text{ А}$ $I_{ном2} = 630 \text{ А}$ $I_{ном1} = 630 \text{ А}$	$I_{раб.маx1} = 1231 \text{ А}$ $I_{раб.маx2} = 615 \text{ А}$ $I_{раб.маx3} = 123 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{п.о} = 10.3 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{вкл} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 22,4 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 10.3 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 22,4 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 10.3 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 2460 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 164 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

5.4 Выбор разъединителей 110 кВ

Разъединители — это коммутационные аппараты с явно видимым местом разъединения, не обладающие механизмом автоматического разрыва, предназначенные для отключения и подключения электрической сети при отсутствии нагрузки или при наличии незначительной нагрузки.

Алгоритм выбора разъединителя схож с алгоритмом выбора автоматического выключателя, однако в данном случае не проводится проверка способности разъединителей к разрыву под напряжением, так как они не предназначены для коммутации электрических цепей под напряжением.

Для РУ 110 кВ проверяем разъединители марки РНДЗ-2-110/1000 ХЛ1. Результаты проверки представлены в таблице 14.

Таблица 14 - Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{max1}} = 117 \text{ А}$ $I_{\text{max2}} = 380 \text{ А}$	$I_{\text{max}} < I_{\text{ном}}$
$I_{\text{пр.скв}} = 31,5 \text{ кА}$	$i_y = 19,39 \text{ кА}$	$i_y < i_{\text{пр.скв}}$
Главные ножи		
$B_{\text{Кном}} = 31,5^2 \cdot 2$ $= 1984 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 199 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} < B_{\text{Кном}}$
Заземляющие ножи		
$B_{\text{Кном}} = 31,5^2 \cdot 1$ $= 992 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 199 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} < B_{\text{Кном}}$

5.5 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока представляет собой устройство в области электротехники, которое используется для снижения первичного тока до уровней, пригодных для измерительных устройств, релейной защиты, а также для разделения измерительных цепей и обеспечения защиты от высоковольтных первичных цепей.

Для определения общего сопротивления вторичных цепей проводится соответствующий расчет:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}}, \quad (43)$$

где $r_{\text{к}}$ – сопротивление контактов равное 0,1 Ом.

Сопротивление соединительных проводов рассчитываем по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F}, \quad (44)$$

где $\rho = 0,0283 \text{ (Ом} \cdot \text{мм}^2) / \text{м}$ – удельное сопротивление провода;

l – длина проводов (110 кВ – 100 м, 10 кВ – 10 м),

F – сечение провода (4 мм²).

Сопротивление проводов для РУ 110 кВ:

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ Ом},$$

Сопротивление проводов для РУ 10 кВ:

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,43 \text{ Ом},$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2}, \quad (45)$$

где $S_{\text{пр}}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 – вторичный ток.

К установке принимаем измерительный комплекс АВВ «delta +». Расчёт нагрузки приведён в таблице 15, 16.

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 110 кВ $S_{\text{пр}}=1,62$ ВА. Тогда сопротивление приборов на стороне 110 кВ будет равно:

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,62}{5^2} = 0,06 \text{ Ом},$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 35, 10 кВ $S_{\text{пр}}=1,12$ ВА. Тогда сопротивление приборов на стороне 110 кВ будет равно:

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,12}{5^2} = 0,045 \text{ Ом},$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока на стороне 110 кВ:

$$Z_{2,110} = 0,06 + 0,71 + 0,1 = 0,87 \text{ Ом},$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока на стороне 10 кВ:

$$Z_{2,10} = 0,045 + 0,43 + 0,1 = 0,58 \text{ Ом},$$

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ.

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	ЕМ-06	0,5
Ваттметр	СК3021-1	0,5
Варметр	СК3021-1	0,5
Счётчик АЭ и РЭ	delta +	0,12

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ.

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	ЕМ-06	0,5
Ваттметр	СК3021-1	0,5
Варметр	СК3021-1	0,5
Счётчик АЭ и РЭ	delta +	0,12

Таблица 17 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 1200 \text{ А}$	$I_{раб.мах1} = 117 \text{ А}$ $I_{раб.мах2} = 380 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S)	$Z_2 = 0,87 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$i_{пр.скв} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 19,39 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$B_{Кном} = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 199 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{Кном} > B_k$

Принимаем к установке трансформатор тока ТГФ-110-У1. Результаты проверки представлены в таблице 17.

На стороне 10 кВ принимаем трансформатор тока марки ТОЛ-10-У2. Результаты проверки представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{раб. max 1}} = 1231 \text{ А}$ $I_{\text{раб. max 2}} = 615 \text{ А}$ $I_{\text{раб. max 3}} = 123 \text{ А}$	$I_{\text{P MAX}} \leq I_n$
$Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,58 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 120 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 27,81 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$

5.6 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения используются для уменьшения высокого напряжения и обеспечения изоляции между цепями измерения и реле от первичных цепей с высоким напряжением. Отличаются трансформаторы напряжения от силовых трансформаторов только в их меньшей мощности. При достаточно низкой мощности трансформатора напряжения можно обеспечить его работу в режиме холостого хода.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

$$S_2 \leq S_{2\text{ном}}, \quad (46)$$

где $S_{2\text{ном}}$ – номинальная мощность;

S_2 – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Расчёт вторичной нагрузки трансформаторов напряжения ПС приведён в таблице 19.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 110 кВ.

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	ЕМ-06	3	2
Вольтметр регистрирующий	ЕМ-06	3	10
Частотомер	ЧС-01 ТК	3	7
Ваттметр	СК3021-1	3	0,75
Варметр	СК3021-1	3	0,75
Счётчик АЭ и РЭ	delta +	3	16
Сумма			105

Принимаем на стороне 110 кВ трансформатор напряжения марки НАМИ-110. Результаты проверки представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Проверка выбранного трансформатора напряжения:

Номинальные параметры ТН		Расчётные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	$S_{2\text{НОМ}} = 400 \text{ ВА}$	$S_2 = 105 \text{ ВА}$	$S_2 \leq S_{2\text{НОМ}}$

Выбираем трансформаторы напряжения на стороне 10 кВ:

Таблица 21 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 10.5 кВ

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	ЩП120П	6	2	12
Ваттметр	СР-3021	5	2	10
Варметр	СТ-3021	5	2	5
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	14	105
Итого				122

Сравнения параметров вторичной нагрузки на стороне 10 кВ приведено в таблице 21.

Принимаем на стороне 10 кВ трансформатор напряжения марки НАМИ-10. Результаты проверки представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Проверка выбранного трансформатора напряжения:

Номинальные параметры ТН		Расчётные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	$S_{2\text{НОМ}} = 400 \text{ ВА}$	$S_2 = 122 \text{ ВА}$	$S_2 \leq S_{2\text{НОМ}}$

5.7 Выбор гибких шин 110 кВ

В РУ В высоковольтных подстанциях с напряжением 110 кВ и выше используются гибкие шины, которые состоят из проводов. Для соединения генераторов и трансформаторов с подстанцией напряжением 6-10 кВ применяются пучки проводов, закрепленные в кольцах-обоймах. В этом пучке проводов два из них являются сталеалюминиевыми и несут механическую нагрузку, такую как гололед, ветер и собственный вес проводов. Остальные провода в пучке выполнены из алюминия и служат только для передачи электрического тока.

Максимальный рабочий ток на стороне 110 кВ составляет 125,5 А. Для этой конфигурации используется провод АС 120/19, который имеет максимально допустимый ток 330 А. Расстояние между фазами в горизонтальной плоскости составляет 3 метра.

Проводим проверку условий коронирования провода. Нужно определить начальную критическую напряженность на проводе:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (47)$$

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

r_0 – радиус провода.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,744}}\right) = 34,46 \text{ кВ},$$

Формула, позволяющая вычислить интенсивность электрического поля вблизи поверхности нерасщепленного провода, имеет следующий вид:

$$E_0 = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (48)$$

где D_{cp} – среднее расстояние между проводами фаз, оно равно 400 см.

U – линейное напряжение на проводе. Принимаем равным 115 кВ.

$$E_0 = \frac{0,354 \cdot 115}{0,744 \cdot \lg \frac{400}{0,744}} = 20,04 \text{ кВ},$$

Определим отсутствие коронирования:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (49)$$

$$21,4 \leq 31,01,$$

Сечение является подходящим по требованиям.

5.8 Выбор жёстких шин 10 кВ

Принимаем пакет из 3 алюминиевых прямоугольных шин АДЗ1Т1 сечением 30х4 мм, с номинальным током $I_{ном}=1600$ А

Выбор сечения шин производится по допустимому току:

$$I_{maxHH} \leq I_{доп}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (50)$$

$q_{min} < q$ – условие выполняется;

Момент инерции шины, расположенной на изоляторах плашмя:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (51)$$

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

$$f_0 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (52)$$

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\Delta}^2}{a}, \quad (53)$$

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

Результаты проверки представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Сопоставление данных для жестких шин в КРУ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 1231 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$B_{к.ном} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 252 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq B_{к.ном}$
$q = 120 \text{ мм}^2$	$q_{min} = 55,45 \text{ мм}^2$	$q_{min} \leq q$
$\sigma_{дон} = 12,4 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} = 4,1 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} \leq \sigma_{дон}$

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

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W_{\phi}}, \quad (54)$$

$$W_{\phi} = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (55)$$

$$\sigma_{расч} < \sigma_{ДОП}, \quad (56)$$

5.9 Выбор изоляторов 10 кВ

Жесткие шины крепятся при принятом горизонтальном расположении на опорных изоляторах плашмя, вы выбор которых производится по следующим условиям:

1. По номинальному напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$

2. По допустимой нагрузке $F_{расч} \leq F_{доп}$

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

$F_{доп}$ - допустимая нагрузка на головку изолятора;

$F_{разр}$ - разрушающая нагрузка на изгиб.

К установке приняты опорные изоляторы ИО-35-3,75 с допустимой нагрузкой на изгиб:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (57)$$

К установке приняты опорные изоляторы ИО-10-3,75 с допустимой нагрузкой на изгиб. Результаты проверки представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Сопоставление данных опорных изоляторов

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{расч} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{расч}$
$F_{доп} = 2250 \text{ Н}$	$F_{расч} = 285,8 \text{ Н}$	$F_{расч} \leq F_{доп}$

Условия выбора;

По номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{НОМ} \quad (58)$$

$$10 \leq 10$$

Условие выполняется.

По допустимой нагрузке

$$F_{расч} \leq F_{ДОП} \quad (59)$$

$$F_{ДОП} = 0,6 \cdot F, \quad (60)$$

$$F_{ДОП} = 3600 \text{ Н},$$

Определяем максимальную силу, действующую на изгиб:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h, \quad (61)$$

$$k_h = \frac{H_{из} + h + \frac{b}{2}}{H_{из}}, \quad (62)$$

$$k_h = 1,654,$$

$$F_{расч} = 285,8 \text{ Н},$$

$F_{расч} \leq F_{ДОП}$ – данное условие выполняется и выбранный изолятор подходит для установки.

Таким образом, опорный изолятор ИО-10-3,75 проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

5.10 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав Различные факторы влияют на состав потребителей, удовлетворяющих собственные нужды подстанций. Эти факторы включают тип подстанции, мощность трансформаторов, наличие синхронных компенсаторов и тип электрооборудования, установленного на подстанции.

Среди наиболее важных потребителей собственных нужд подстанций стоит выделить оперативные цепи, систему связи, телемеханику, систему охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, систему пожаротушения и электроприемники компрессорной установки. Поскольку мощность этих потребителей невелика, их подключают к сети с напряжением 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

При выборе мощности трансформаторов учитываются нагрузки собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности. Особое внимание уделяется летним и зимним нагрузкам, а также нагрузке во время проведения ремонтных работ на подстанции. Это позволяет оптимизировать выбор мощности трансформаторов, чтобы обеспечить надежное функционирование подстанции в различных условиях.

В процессе учебного проектирования возможно приближенно определить нагрузку $P_{сн.макс}$ и расход электроэнергии $W_{сн}$ с помощью таблицы 25.

Используя данный таблицы 37, можно определить необходимую мощность с.н:

$$S_{расч} = k_c \cdot \frac{P_{уст}}{\cos \phi}, \quad (63)$$

где k_c – коэффициент спроса, который равен 0,8;

$P_{уст}$ – ориентировочная установленная активная мощность. Определено опираясь на таблицу 37. $P_{уст}=204$ кВт.

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \frac{204}{0,85} = 192 \text{ кВа},$$

Таблица 25 – Нагрузки, расход электроэнергии и коэффициент спроса с.н.

Вид	cos	Р _{уст} , кВт	Q, квар
Охлаждение трансформатора	0,73	20,6	18,5
Подогрев КРУ	1	20	-
Освещение и вентиляция	1	7	-
Отопление и освещение ОПУ	1	100	-
Освещение	1	10	-
Прочее	1	46	-
Итого		203,6	18,5

К установке принимаем два трансформатора марки ТСЗ 200/10.

5.11 Выбор ограничителей перенапряжения 110 кВ

Для предотвращения излишних нагрузок на распределительные устройства используются устройства ограничения перенапряжений (ОПН). Они специально предназначены для защиты электрооборудования от повышенных напряжений, вызванных грозами или переключениями.

Наибольшее рабочее напряжение на подстанционных шинах с напряжением 110 кВ составляет 126 кВ.

Таким образом, мы можем рассчитать фазное значение наибольшего рабочего напряжения:

$$U_{нрф} = \frac{U_{нрл}}{\sqrt{3}}, \quad (64)$$

$$U_{нрф} = \frac{126}{\sqrt{3}} = 72,74 \text{ кВ}$$

Энергия, поглощаемая ограничителем, определяется по следующей формуле:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z_{\text{в}}} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T, \quad (65)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений на линии;

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

$Z_{\text{в}}$ – волновое сопротивление линии, Ом;

T – время распространения волны.

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot L \cdot U_0}, \quad (66)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжения;

k – коэффициент полярности;

L – длина защищённого подхода определяется из ПУЭ, принимаем равной 3 км.

$$U = \frac{260}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 3 \cdot 260} = 225 \text{ кВ},$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (67)$$

где β - коэффициент затухания волны;

c – скорость распространения волны.

$$T = \frac{3 \cdot 10^6}{0,91 \cdot 300000} = 11_{\text{мкс}},$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{225 - 180}{415} \right) \cdot 180 \cdot 2 \cdot 11 = 429_{\text{кДж}},$$

расчётных данных с паспортными приведено в таблице 26.

Таблица 26 – Выбор и проверка ОПН 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр} = 77 \text{ кВ}$	$U_{нр} = 72,74 \text{ кВ}$	$U_{нр} \leq U_{нр.сети}$
$\mathcal{E}' = 7 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}'_{\text{расч}} = 3,9 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}'_{\text{расч}} \leq \mathcal{E}'$

Определяем удельную энергоёмкость ОПН:

$$\mathcal{E}' = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (68)$$

$$\mathcal{E}' = \frac{429}{110} = 3,9 \text{ кДж/кВ},$$

Выбираем ОПН-110/77-10/650. Сравнение

5.12 Выбор ограничителей перенапряжения

Наибольшее рабочее напряжение на шинах ПС 10 кВ составляет 12 кВ.

Рассчитываем фазное значение наибольшего рабочего напряжения:

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

$$U_{нр} = \frac{12}{\sqrt{3}} = 6,92 \text{ кВ},$$

Выбираем ОПН-10 УХЛ1. Сравнение расчётных данных с паспортными приведено в таблице 27.

Таблица 27 – Выбор и проверка ОПН 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}=7,12 \text{ кВ}$	$U_{нр} = 6,92 \text{ кВ}$	$U_{нр} \leq U_{нр.сети}$

5.13 Выбор аккумуляторных батарей

На станциях часто используются установки постоянного тока для питания систем управления, автоматики, сигнализации и освещения. Эти установки могут использовать аккумуляторные батареи, переменный ток или выпрямленный постоянный ток, полученный с помощью тиристорных преобразователей. Это позволяет избежать необходимости в дорогостоящих и мощных аккумуляторных батареях и упростить операционные задачи.

Установка постоянного тока обычно состоит из одного или нескольких преобразователей, которые преобразуют переменный ток в постоянный, аккумуляторной батареи и соответствующего распределительного устройства.

В качестве преобразователей могут использоваться выпрямители или генераторы с двигателями. В нормальном режиме работы станции или подстанции сеть постоянного тока питается через преобразователь, а батарея заряжена и потребляет только небольшой ток для компенсации саморазряда. Однако при нарушении нормального режима работы преобразователь отключается, и нагрузку на себя принимает батарея.

Выбор аккумуляторных батарей осуществляется в зависимости от необходимой емкости, требуемых уровней напряжения в аварийном режиме и схемы их подключения к шинам. Чаще всего аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда с использованием элементного коммутатора. Напряжение на элементе при начале разряда составляет примерно 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме обычно принимается равным 1,75 В. Максимальное напряжение обычно составляет 2,6 В.

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (70)$$

где $U_{ш}$ - напряжение на шинах;

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

$$n_0 = \frac{115}{2,15} = 54 ,$$

Определяем общее число элементов:

$$n = \frac{115}{1,75} = 66,$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0, \quad (71)$$

$$n_{доб} = 66 - 54 = 12,$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \quad (72)$$

где $I_{ав}$ - нагрузка установившегося получасового установившегося разряда;

j - допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1,05 \cdot \frac{24}{25} = 1,01,$$

Производим округление до ближайшего типового номера $N = 1$.
Принимаем батарею СК – 1.

Проверим по максимальному толчковому току:

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax}, \quad (73)$$

где I_{Tmax} - максимальный толчковый ток для данного вида батарей.

$$I_{Tmax} = 30 \text{ А},$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 1 = 46 \text{ A},$$

Следовательно, надо выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{30}{1} = 30,$$

По графику изображённому на рисунке 8, можно установить, что напряжение на аккумуляторе составляет 85%. Если учесть потерю напряжения в соединительном кабеле в размере 5%, то напряжение на приводах будет составлять 80%. Это значение находится в пределах допустимого отклонения напряжения на электромагнитах включения, которое составляет от 80% до 110%. Следовательно, принятые аккумуляторы обеспечивают необходимое напряжение.

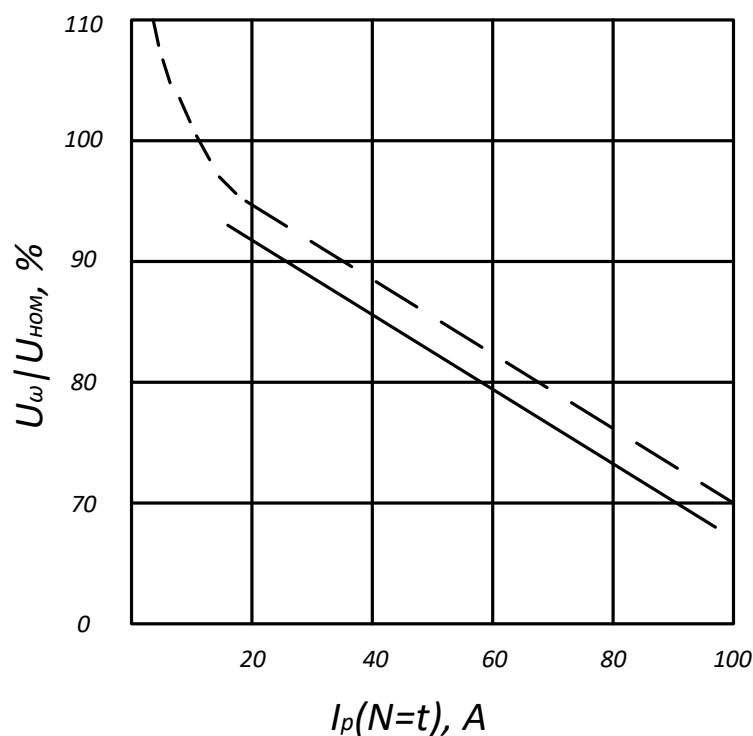


Рисунок 17 – Зависимость напряжения от тока разряда аккумулятора
Выбор подзарядного устройства:

$$I_{пз} \geq 0,15 \cdot N + I_{п}, \quad (74)$$

$$I_{пз} \geq 0,15 \cdot 1 + 8 = 8,15 \text{ А},$$

$$U_{пз} \geq 2,2 \cdot n_0, \quad (75)$$

$$U_{пз} \geq 2,2 \cdot 51 = 110 \text{ В},$$

Выбираем подзарядное устройство типа ВАЗП – 380/260 – 40/80.

Ток и напряжение подзаряда добавочных элементов:

$$I_{пздоб} = 0,15 \cdot 1 = 0,15 \text{ А},$$

$$U_{пздоб} = 2,15 \cdot 12 = 25,8 \text{ В},$$

Выбираем автоматическое подзарядное устройство типа АРН – 3.

Выбор зарядного устройства:

$$I_3 = 5 \cdot N + I_{пз}, \quad (76)$$

$$I_3 = 5 \cdot 1 + 8 = 13 \text{ А},$$

$$U_{пз} = 2,75 \cdot n, \quad (77)$$

$$U_{пз} = 2,75 \cdot 66 = 181,5 \text{ В},$$

Выбираем стандартное ЗВУ НРТ «Ольдам».

За последние сто лет усиливалось совершенствование системы релейной защиты и автоматики электроэнергетических систем. В настоящее время для обработки информации от новых первичных устройств необходимы современные микропроцессорные комплексы защиты. Ряд комплексов релейной защиты в энергосистеме еще не модернизирован, поэтому требуется умение выбирать и рассчитывать уже существующие электромеханические комплексы релейной защиты и автоматики для достижения грамотной эксплуатации.

В работе трансформаторов могут возникать короткие замыкания как в обмотках, так и на вводах, кроме того, в кабелях могут возникать короткие замыкания на земле или между фазами. В рамках нормальной работы трансформаторов также возможны сверхтоки, падение уровня масла или повышение температуры.

Исходя из выше написанного следует что защита трансформаторов должна выполнять следующее:

- отключать трансформатор при повреждении;
- отключать трансформатор при повреждении смежного оборудования;
- показывать сигналом дежурному при его повреждении, перегрузке, снижения уровня масла, повышения температуры.

Для защиты обмоток трансформатора, вводов и ошиновки устанавливают дифференциальную защиту (ДЗТ).

Для защиты от сверхтоков, проходящих по самому трансформатору так и по смежному оборудованию, устанавливают максимальную токовую защиту (МТЗ).

Для контроля за уровнем масла и повреждений масляного бака трансформатора устанавливают датчик контроля масла

И так же устанавливают защиту от перегрузок на ВН и НН.

6.1 Дифференциальная защита трансформатора

Покажем расчет ДЗТ на базе микропроцессорного терминала «Сириус-Т» производства ЗАО «РАДИУС Автоматика».

Трансформаторы тока по всем сторонам собраны в звезду. Расчёт коэффициентов трансформации трансформаторов тока приведён в таблице 28.

Таблица 28 - Расчёт коэффициентов трансформации трансформаторов тока

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		110 кВ	10 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{СР.НОМ}}$	$\frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80$	$\frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 879$
Коэффициент трансформации трансформатора тока	K_I	150/5	1500/5
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{НОМ, в} = 1,05 \cdot \frac{I_{НОМ}}{K_I}$	$1,05 \cdot \frac{80}{150/5} = 4,39$	$1,05 \cdot \frac{879}{1500/5} = 4,81$
Размах РПН, %	-	16	

Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1).

Уставка должна выбираться из двух условий:

- отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора;
- отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчётного внешнего КЗ.

Отстройка от броска тока намагничивания силового трансформатора.

При включении силового трансформатора со стороны высшего напряжения отношение амплитуды броска тока намагничивания к амплитуде номинального тока защищаемого трансформатора не превышает 5. Это соответствует отношению амплитуды броска тока намагничивания к

действующему значению номинального тока первой гармоники, равному $5\sqrt{2} = 7$. Отсечка реагирует на мгновенное значение дифференциального тока и на первую гармонику этого же тока. Уставка по мгновенному значению равна $2.5I_{\text{диф}}/I_{\text{ном}}$. Минимально возможная уставка по первой гармонике $I_{\text{диф}}/I_{\text{ном}} = 4$, что соответствует $2.5 \times 4 = 10$ по отношению амплитуды к действующему значению или $10/\sqrt{2} = 7$ по отношению амплитуд. Сравнение полученных значений свидетельствует об отстроенности отсечки по мгновенным значениям от возможных бросков тока намагничивания. Расчёты показывают, что действующее значение первой гармоники броска тока намагничивания не превышает 0,35 от амплитуды броска. Если амплитуда равна 7 действующим значениям номинального тока, то действующее значение первой гармоники равно $7 \times 0.35 = 2.46$. Следовательно, даже при минимальной уставке в $4I_{\text{ном}}$ отсечка отстроена от бросков тока намагничивания и при реагировании на первую гармонику дифференциального тока.

Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ.

Уставка выбирается по условию:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq k_{\text{отс}} k_{\text{нб}} I_{\text{КЗвнешМАХ*}} \quad (78)$$

где $k_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$k_{\text{нб}}$ - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведённой амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ, если на стороне ВН и НН используются ТТ с вторичным номинальным током 5А, можно принимать $k_{\text{нб}} = 0.7$;

$I_{\text{КЗвнешМАХ*}}$ - отношение тока внешнего расчётного КЗ к номинальному току трансформатора.

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{НОМ}}} \geq k_{\text{ОТС}} k_{\text{НБ}} I_{\text{КЗвнешнМАХ}} = 1,2 \cdot 0,7 \frac{536}{125,5} = 5,61.$$

Принимаем уставку 5,6.

Дифференциальная защита (ДЗТ-2)

Тормозная характеристика защиты приведена на рисунке 18. Она построена в относительных единицах, т.е. токи приведены к номинальному току стороны ВН. Тормозной ток формируется как полусумма модулей токов сторон защищаемого трансформатора.

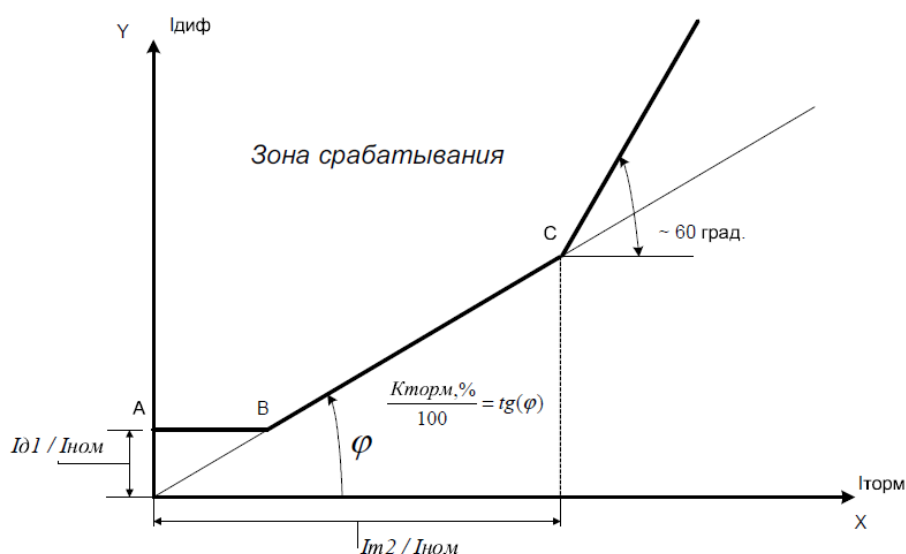


Рисунок 18 – Тормозная характеристика дифференциальной защиты.

Базовая уставка $I_{01}/I_{\text{НОМ}}$ определяет чувствительность работы ступени.

Рекомендуется принимать равной 0,3-0,5.

Принимаем базовую уставку $I_{01}/I_{\text{НОМ}} = 0,3$.

Расчётный ток небаланса определяется по следующей формуле:

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}} = (k_{\text{ПЕР}} k_{\text{ОДН}} \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ДОБ}}) I_{\text{СКВ}}, \quad (79)$$

где $k_{\text{ПЕР}}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим, равен 2,5 – когда доля двигательной нагрузки в общей нагрузки трансформатора более 50%, 2 – если доля двигательной нагрузки менее 50%;

$k_{\text{ОДН}}$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

ε - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме;

$\Delta U_{\text{РПН}}$ - относительное значение пределов РПН;

$\Delta f_{\text{ДОБ}}$ - обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН – округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства, принимается равным 0,04;

$I_{\text{СКВ}}$ - сквозной ток.

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) I_{\text{СКВ}} = 0,34 I_{\text{СКВ}}.$$

Дифференциальный ток определяется следующим образом:

$$I_{\text{ДИФ}} = k_{\text{ОТС}} I_{\text{НБ.РАСЧ}}, \quad (80)$$

где $k_{\text{ОТС}}$ - коэффициент отстройки, принимаем равным 1,3.

$$I_{\text{ДИФ}} = 1,3 \cdot 0,34 I_{\text{СКВ}} = 0,442 I_{\text{СКВ}},$$

Коэффициент снижения тормозного тока:

$$k_{\text{СН.Т}} = \frac{I_{\text{ТОРМ}}}{I_{\text{СКВ}}} = 1 - 0,5(k_{\text{ПЕР}} k_{\text{ОДН}} \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ДОБ}}) \quad (81)$$

$$k_{\text{СН.Т}} = 1 - 0,5(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) = 0,83.$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$k_{ТОРМ} = 100 \frac{I_{ДИФ}}{I_{ТОРМ}} = 100 k_{ОТС} (k_{ПЕР} k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) / k_{СН.Т} \quad (82)$$

$$k_{ТОРМ} = 100 \cdot 1,3 (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) / 0,8 = 53,3.$$

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически и равна:

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = \frac{I_{\partial 1}}{I_{НОМ}} \frac{100}{k_{ТОРМ}} \quad (83)$$

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = 0,3 \frac{100}{53,3} = 0,563,$$

Уставка блокировки от второй гармоники $I_{\partial 2} / I_{\partial 1}$ рекомендуется на уровне 12-15%.

$$I_{\partial 2} / I_{\partial 1} = 0,15.$$

Вторая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{m2}}{I_{НОМ}} = 2,0 > \frac{I_{m1}}{I_{НОМ}}.$$

Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ($I_{\partial 1} / I_{НОМ}$), а уставка по времени порядка

нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Принимаем следующие значения уставок:

$$I_{01}/I_{НОМ} = 0,1;$$

$$T=10 \text{ с.}$$

6.2 Максимальная токовая защита

МТЗ является резервной защитой трансформатора, и служит для отключения трансформатора при его повреждении и отказе основных защит, а также при КЗ на сборных шинах или на отходящих от них присоединениях, если РЗ или выключатели этих элементов отказали в работе. По условиям селективности МТЗ должна иметь выдержку времени и, следовательно, не может быть быстродействующей. По этой причине в качестве основной РЗ от повреждений в трансформаторах она используется лишь на маломощных трансформаторах.

В ряде случаев не удастся выполнить достаточно чувствительную защиту только по току, особенно на подстанциях, питающих двигательную нагрузку. Для повышения чувствительности можно применить защиту с блокировкой по напряжению.

Максимальная токовая защита.

Ток срабатывания МТЗ определяется из условия возврата токовых реле при максимальной нагрузке по аналогичной формуле 15. За исключением коэффициентов:

- коэффициент надежности, принимается равным 1,2;
- коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,95 для терминала;
- максимальный рабочий ток трансформатора принимается таким же.

Таким образом, уставка токового органа МТЗ равно:

$$I_{MT3.BH} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 80 = 152 \text{ A}$$

где $k_{над}$ – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{сам.зап}$ – коэффициент самозапуска, можно принять равным 1,0 для городских сетей;

$k_{в}$ – коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,95;

$I_{р.мах}$ – максимальный рабочий ток трансформатора.

Время срабатывание принимается по условию согласования с основными защитами трансформатора и согласования с временем действия нечетных гармоник (несимметрии сети).

$$t_{MT3} = 0,1 + 0,5 + 0,5 = 1,1 \text{ с}$$

Чувствительность MT3:

$$k_{ч.MT3} = \frac{585}{238} = 2,6 \geq 1,2$$

6.3 Защита от перегрузки

Трансформаторы допускают перегрузку в течение значительного времени. Поэтому при наличии оперативного персонала защита от перегрузки трансформатора действует на сигнал. При его отсутствии на объекте, контроль над перегрузкой трансформатора может осуществляться средствами телемеханики. Защита от перегрузки на объектах без постоянного дежурного персонала может действовать на разгрузку или отключение (при невозможности ликвидации перегрузки другими средствами). Защита от перегрузки согласно ПУЭ устанавливается на трансформаторах мощностью 0,4

МВт и более. Защита от перегрузки при симметричной нагрузке может осуществляться реле, установленным в одной фазе.

Таким образом, для того, чтобы охватить все возможные режимы и параметры трансформатора, целесообразно установить сигнализацию перегрузки на всех трех сторонах трехобмоточного трансформатора.

Защита выполнена на базе РТЛ.

Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал определяется по условию возврата защиты при номинальном токе нагрузки трансформатора:

$$I_{сз.н} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 80 = 93 \text{ А}$$

где $k_{отс}$ —коэффициент отстройки, принимается равным 1,05 – 1,1;
 $I_{ном}$ — номинальный ток стороны трансформатора, где установлена защита;

$$t_{зп} = 10 \text{ с}$$

6.4 Газовая защита

Газовая защита устанавливается на трансформаторах, автотрансформаторах и реакторах с масляным охлаждением, имеющих расширители с реле Buchholz (Бухгольца).

Действие газовой защиты основано на том, что всякие, даже незначительные повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа. Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании подавался

предупредительный сигнал, а при бурном газообразовании, что имеет место при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора. Кроме того, газовая защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал при опасном понижении уровня масла в баке трансформатора.

Первая ступень ГЗ срабатывает при незначительном выделении газа, или понижении уровня масла в газовом реле, и с выдержкой времени действует на сигнал.

Вторая ступень ГЗ срабатывает при значительном выделении газа, понижении уровня масла в газовом реле, или при интенсивном движении потока масла из бака трансформатора в расширитель, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

Газовая защита является универсальной и наиболее чувствительной защитой трансформаторов от внутренних повреждений, а при некоторых опасных повреждениях действует только она. К таким повреждениям относятся замыкания между витками обмоток, пожар в стали магнитопровода, неисправности переключателей устройств РПН.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле KSG, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам.

Самым серьезным является то, что эта защита не реагирует на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах, подверженных

землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

6.5 Автоматика ввода резерва

АВР – один из видов автоматики, направленный на повышение надежности работы сети электроснабжения. Заключается в автоматическом подключении к системе резервных источников питания в случае потери системой электроснабжения.

Представим общие требования к АВР.

АВР должно срабатывать за минимально возможное после отключения рабочего источника энергии время.

АВР должно срабатывать всегда, в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей, независимо от причины. В случае работы схемы дуговой защиты АВР может быть заблокировано, чтобы уменьшить повреждения от короткого замыкания. В некоторых случаях требуется задержка переключения АВР. К примеру, при запуске мощных двигателей на стороне потребителя, схема АВР должна игнорировать просадку напряжения.

АВР должно срабатывать однократно. Это требование обусловлено недопустимостью многократного включения резервных источников в систему с не устранённым коротким замыканием.

Рассчитаем уставки для АВР.

В практических расчётах обычно принимается условие:

$$U_{с.р.1} = (0,25 \div 0,4) \cdot U_{ном} \quad (84)$$

Выдержка времени пускового органа должна быть на ступень селективности больше выдержек времени защит, повреждение в зоне действия которых может привести к пуску АВР.

$$t_{1AKQ} = t'_{pz.макс} + \Delta t, \quad (85)$$

$$t_{1AKQ} = t''_{pz.макс} + \Delta t, \quad (86)$$

где $t'_{pz.макс}$ – максимальная выдержка времени защит присоединений, отходящих от шин высшего напряжения;

$t''_{pz.макс}$ – максимальная выдержка времени защит присоединений, отходящих от шин низшего напряжения;

Δt – ступень селективности, равная 0,675.

Уставка реле контроля напряжения на резервном источнике питания:

$$U_{cp2} \geq \frac{U_{мин.раб}}{k'_n \cdot k'_\epsilon \cdot n_{TV}} = \frac{0,1 \cdot U_{ном}}{k'_n \cdot k'_\epsilon \cdot n_{TV}}, \quad (87)$$

где k'_n – коэффициент надежности ($k'_n = 1,1 \div 1,2$);

$U_{мин.раб.}$ – минимальное рабочее напряжение ;

n_{TV} – коэффициент трансформации ТН.

Выдержка времени реле однократного включения (РОВ):

$$t_{РОВ} = t'_{вкл.Q} + t_{зан.}, \quad (88)$$

где $t_{зан} = 0,2 \div 0,3$ с – время запаса;

$t_{вкл.Q}$ – время включения резервного выключателя, равное 0,05с.

$t_{POB} = 0,05 + 0,2 = 0,25$ с.

Функциональная схема АВР, представлена на рисунке 19.

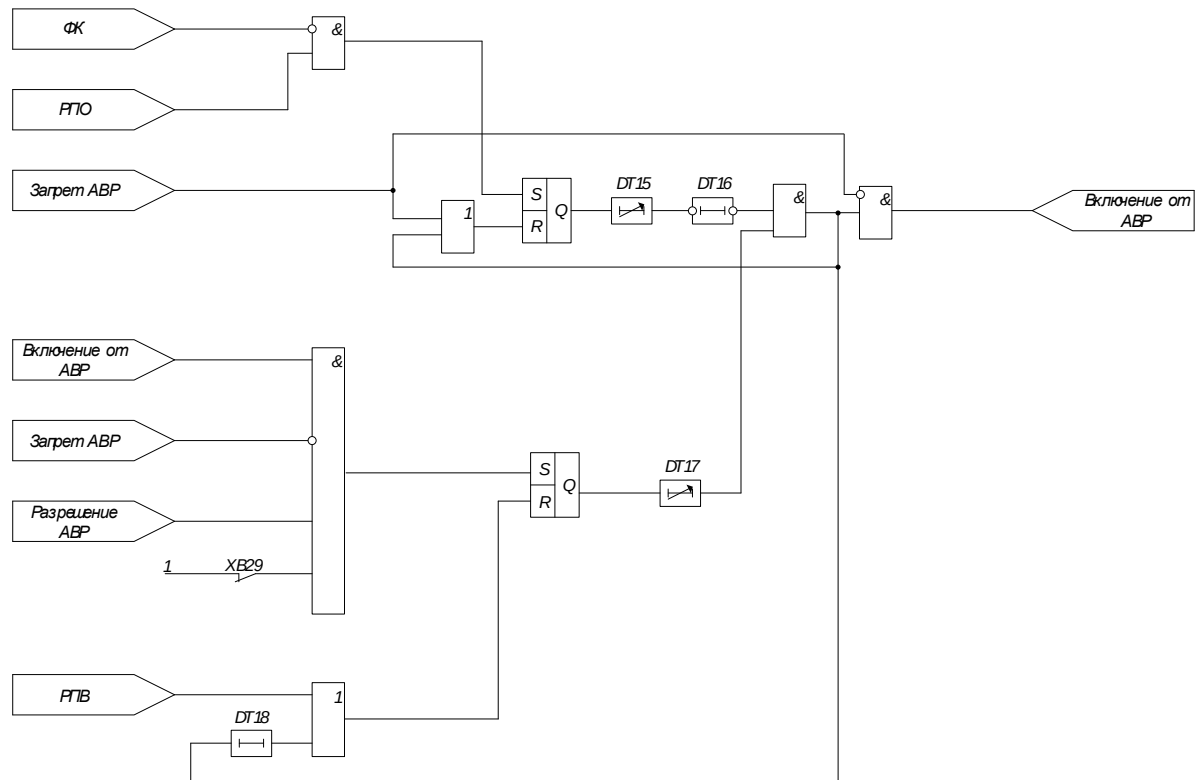


Рисунок 19 – Схема сетевого АВР

6.6 Автоматическая частотная разгрузка

Автоматическое ограничение снижения частоты является механизмом, который предназначен для защиты электросистемы России от возможного дефицита активной мощности в отдельных регионах, который может привести к глубокому снижению частоты и напряжения. Это может привести к повреждению оборудования, нарушению работы АЭС и энергопринимающих установок потребителей, а также к полному прекращению электроснабжения.

Автоматическое ограничение снижения частоты должно прекратить процесс аварийного снижения частоты и поднять ее до уровня, при котором электросистема может работать безопасно и длительное время. Автоматическое ограничение снижения частоты включает в себя АЧР, которое отключает нагрузку потребителей по мере снижения частоты и увеличения продолжительности существования пониженной частоты.

АЧР1 - быстродействующее устройство, которое предотвращает автоматическую или оперативную разгрузку энергоблоков АЭС при снижении частоты ниже 49,0 Гц. АЧР2 - несовмещенное и совмещенное устройство, которое действует на выделенный объем энергопринимающих установок потребителей и предотвращает зависание частоты на недопустимо низком уровне.

Мощность нагрузки, подключаемой к АЧР, выбирается из условий ликвидации расчетных дефицитов активной мощности и принимается с запасом, учитывая возможность возникновения аварийного дефицита активной мощности и снижения мощности нагрузки в выходные и праздничные дни. Расчет объема нагрузки, подключаемой к АЧР, осуществляется на основе анализа схем и режимов начиная с аварийного отделения части энергосистемы вплоть до разделения ЕЭС России на части.

6.7 Автоматика повторного включения

Устройства АПВ должны предусматриваться для быстрого восстановления питания потребителей или межсистемных и внутрисистемных связей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты.

Должно предусматриваться автоматическое повторное включение:

1) воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линий всех типов напряжением выше 1 кВ. Отказ от применения АПВ должен быть в каждом отдельном случае обоснован. На кабельных линиях 35 кВ и ниже АПВ рекомендуется применять в случаях, когда оно может быть эффективным в связи со значительной вероятностью повреждений с образованием открытой дуги (например, наличие нескольких промежуточных сборок, питание по одной линии нескольких подстанций), а также с целью исправления неселективного действия защиты. Вопрос о применении АПВ на кабельных линиях 110 кВ и выше должен решаться при проектировании в каждом отдельном случае с учетом конкретных условий;

2) шин электростанций и подстанций;

- 3) трансформаторов;
- 4) ответственных электродвигателей, отключаемых для обеспечения самозапуска других электродвигателей.

Устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы они не действовали при:

- 1) отключении выключателя персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;
- 2) автоматическом отключении от релейной защиты непосредственно после включения персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;
- 3) отключении выключателя защитой от внутренних повреждений трансформаторов и вращающихся машин, устройствами противоаварийной автоматики, а также в других случаях отключений выключателя, когда действие АПВ недопустимо. АПВ после действия АЧР (ЧАПВ) должно выполняться в соответствии с п.3.3.81 [36].

Устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы была исключена возможностью многократного включения на КЗ при любой неисправности в схеме устройства.

Устройства АПВ должны выполняться с автоматическим возвратом.

Устройства трехфазного АПВ (ТАПВ) должны осуществляться преимущественно с пуском при несоответствии между ранее поданной оперативной командой и отключенным положением выключателя; допускается также пуск устройства АПВ от защиты.

Могут применяться, как правило, устройства ТАПВ однократного или двукратного действия (последнее — если это допустимо по условиям работы выключателя). Устройство ТАПВ двукратного действия рекомендуется принимать для воздушных линий, в особенности для одиночных с односторонним питанием. В сетях 35 кВ и ниже устройства ТАПВ двукратного действия рекомендуется применять в первую очередь для линий, не имеющих резервирования по сети.

На одиночных линиях с двусторонним питанием (при отсутствии шунтирующих связей) должен предусматриваться один из следующих видов трехфазного АПВ (или их комбинаций):

- а) быстродействующее ТАПВ (БАПВ)
- б) несинхронное ТАПВ (НАПВ);
- в) ТАПВ с улавливанием синхронизма (ТАПВ УС).

7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИИ САХАРНАЯ

7.1 Выбор и проверка заземления подстанции

Заземляющие устройства являются неотъемлемой частью электроустановок и играют важную роль в обеспечении безопасности при работе с электричеством. Они предназначены для защиты области, где расположена электроустановка, и ее окружения, а также для отвода импульсных токов от молниеотводов и разрядников в землю. Кроме того, они обеспечивают создание заземляющей цепи при срабатывании защиты от замыкания на землю.

Заземляющие устройства представляют собой комплексные системы, физические параметры и форма которых определяются расположением электрооборудования. Обычно они состоят из сетки с прямоугольными ячейками, к которой подключаются вертикальные электроды молниеотводов. Дополнительно, вертикальные электроды могут быть размещены вдоль периметра сетки для достижения необходимого сопротивления заземления [36].

Сопротивление искусственного заземлителя не должно превышать 0,5 Ом.

Размеры проектируемой ПС показаны на листе графической части №4:

$$A=95 \text{ м,}$$

$$B= 40 \text{ м,}$$

Площадь, которая используется под заземлитель ПС (РУ) размером a х b .

$$S = (a + 2 \cdot 1,5) \cdot (b + 2 \cdot 1,5), \quad (89)$$

$$S = (95 + 2 \cdot 1,5) \cdot (40 + 2 \cdot 1,5) = 4214 \text{ м}^2,$$

В качестве горизонтального заземлителя выбираем сталь диаметром 11 мм (сечение $F = 95 \text{ мм}^2$). Т.к. ПС 110 кВ, то необходима проверка на термическую и коррозионную стойкость:

$$F_{тер.ст} = \sqrt{\frac{I_m^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}}, \quad (90)$$

где I_m - ток молнии, А. Принимаем равным 60 кА;

t - время отключения (время срабатывания р.з. и отключения выключателя), с. Принимаем равным 0,045 с;

β - коэффициент, зависящий от вида проводника (для стали $\beta = 21$), определяется по ПУЭ.

$$F_{тер.ст} = \sqrt{\frac{60 \cdot 10^3 \cdot 0,045}{400 \cdot 21}} = 56,7 \text{ мм}^2,$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (D_{np} + S_{cp}), \quad (91)$$

$$S_{cp} = a_k \ln^3 T + b_k \ln^2 T + c_k \ln T + \alpha_k, \quad (92)$$

где a_k, b_k, c_k, α_k - коэффициенты, зависящие от состава грунта, принимаем 0,0026; 0,00915; 0,014 и 0,0224 соответственно;

T - время использования заземлителя, мес. Расчётный срок службы принимается равным 20 годам, т.е. $T = 12 \cdot 20 = 240$ мес.

$$S_{cp} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 + 0,014 \ln 240 + 0,0224 = 0,782,$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,782 \cdot (11 + 0,782) = 28,941 \text{ мм}^2,$$

Выбранный горизонтальный заземлитель должен удовлетворять следующему условию:

$$F \geq F_{кор} + F_{тер.ст}, \quad (93)$$

$$95 \geq 85,641,$$

Условие выполняется.

В качестве вертикального электрода выбирается стержень диаметром 11 мм².

Общая длина горизонтальных полос:

$$L_z = (a + 3) \cdot \frac{b + 3}{k} + (b + 3) \cdot \frac{a + 3}{k}, \quad (94)$$

где k – расстояние между полосами. Принимаем равным 7 м.

$$L_z = (95 + 3) \cdot \frac{40 + 3}{7} + (40 + 3) \cdot \frac{95 + 3}{7} = 1204 \text{ м},$$

Уточняется длина горизонтальных полос:

$$L_{z,y} = 2\sqrt{S} \cdot (m + 1), \quad (95)$$

где m – число ячеек и определяется по формуле:

$$m = \frac{L_z}{2 \cdot \sqrt{S}}, \quad (96)$$

$$m = \frac{1204}{2 \cdot \sqrt{4214}} \approx 9,$$

$$L_{z,y} = 2 \cdot \sqrt{4214} \cdot (9 + 1) = 1298 \text{ м},$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{c}, \quad (97)$$

где c - расстояние между вертикальными электродами, м.

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{4214}}{7} \approx 37,$$

Определяется стационарное сопротивление заземлителя в виде сетки:

$$R = \rho_{\text{э}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_{z,y} + n \cdot l_{\text{г}}} \right), \quad (98)$$

где $\rho_{\text{э}}$ - эквивалентное сопротивление грунта, определяется по двухслойной модели (РУ), Ом·м.

A - вспомогательный коэффициент, принимаем равным 0,441.

$$\rho_{\text{э}} = K_c \cdot \rho_{\text{изм}}; \quad (99)$$

$$\rho_{\text{э}} = 50 \cdot 1,2 = 60 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$R = 60 \cdot \left(\frac{0,441}{\sqrt{4214}} + \frac{1}{1298 + 37 \cdot 6} \right) = 0,38 \text{ Ом},$$

Определяется импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{э}} + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (100)$$

где I_m - амплитуда тока молнии, характерного для рассматриваемого региона, кА. Для не равнинной местности равен 60 кА.

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{4214}}{(195 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,249,$$

Определение импульсного сопротивления заземлителя сетки:

$$R_u = \alpha_u \cdot R, \quad (101)$$

$$R_u = 1,249 \cdot 0,385 = 0,48 \text{ Ом},$$

$$0,48 \leq 0,5 \text{ Ом},$$

Сопротивление заземлителя не превышает нормативного значения, значит заземление выбрано верно.

7.2 Расчет и проверка молниезащиты

Для обеспечения надежной защиты подстанции от прямых ударов молнии используется комплекс многократных молниеотводов высотой $h=30$ метров. Эти системы молниезащиты разработаны специально для защиты крупных сооружений от ударов молнии и обеспечивают безопасный путь разрядов от верхней части сооружения к земле, причиняя незначительный или нулевой

ущерб. Самым высоким объектом на подстанции является линейный портал, его высота составляет 11 м. Относительно этой высоты будем производить расчёт зон защиты.

Количество молниеотводов составляет 4 шт. Высота молниеотвода составляет 19 м схема молниезащиты представлена на листе графической части №5.

Рассчитаем эффективную высоту стержневого молниеотвода:

$$h_{эф} = 0.85 \cdot h, \quad (102)$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 19 = 16,15 \text{ м},$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне земли по формуле:

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h, \quad (103)$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,18 \text{ м},$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне здания ЗРУ:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right), \quad (104)$$

где h_x - высота защищаемого объекта, 11 м.

$$r_x = 20,18 \cdot \left(1 - \frac{11}{20,18}\right) = 9,18 \text{ м},$$

Расстояние между молниеотводами $h \leq L_{m-m} \leq 2h$. Определим минимальную высоту внутренней зоны молниеотводов 1-2:

$$h_c = h - \frac{L}{7}, \quad (105)$$

$$h_c = 19 - \frac{38}{7} = 13,57 \text{ м},$$

Половина ширины внутренней зоны на уровнях защиты определяется по формуле:

$$r_{cx} = r_0 \cdot \frac{h_c - h_x}{h_c}, \quad (106)$$

$$r_{cx} = 20,18 \cdot \frac{13,57 - 11}{13,57} = 3,82 \text{ м},$$

Рассмотри расчёт молниезащиты от двух молниеотводов 1-3.

найдем наименьшую высоту внутренней зоны молниеотводов по формуле:

$$h_c = 19 - \frac{25}{7} = 15,42 \text{ м},$$

Половина ширины внутренней зоны на уровнях защиты определяется по формуле:

$$r_{cx} = 20,18 \cdot \frac{15,42 - 11}{15,42} = 5,8 \text{ м},$$

Аналогично проводится расчёт молниезащиты относительно остальных систем молниеотводов, результаты расчёта приведены в таблице 42.

Эффективная высота стержневого молниеотвода определяется по формуле (92):

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 19 = 16,15 \text{ м},$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне земли по формуле:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,18 \text{ м},$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне здания ЗРУ по формуле:

$$r_x = 20,18 \cdot \left(1 - \frac{11}{20,18}\right) = 9,18 \text{ м},$$

Расстояние между молниеотводами $h \leq L_{m-m} \leq 2h$. Определим минимальную высоту внутренней зоны молниеотводов 1-2 используя формулу:

$$h_c = 19 - \frac{38}{7} = 13,57 \text{ м},$$

Половина ширины внутренней зоны на уровнях защиты определяется по формуле:

$$r_{cx} = 20,18 \cdot \frac{13,57 - 11}{13,57} = 3,82 \text{ м},$$

Рассмотрим расчёт молниезащиты от двух молниеотводов 2-4.

найдем наименьшую высоту внутренней зоны молниеотводов по формуле:

$$h_c = 19 - \frac{25}{7} = 15,42 \text{ м,}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровнях защиты определяется по формуле:

$$r_{cx} = 20,18 \cdot \frac{15,42 - 11}{15,42} = 5,8 \text{ м,}$$

Таблица 29 – Параметры зон молниезащиты.

Молниеотводы	L(м)	h(м)	h _{эф} (м)	h _c (м)	r ₀ (м)	r _x (м)	r _{cx} (м)
1-2	38	19	16.5	13.57	20.18	9.18	3.82
1-3	25	19	16.5	15,42	20.18	9.18	5,8
3-4	38	19	16.5	13.57	20.18	9.18	3.82
2-4	35	19	16.5	15,42	20.18	9.18	5,8

8 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВЫБРАННОГО ВАРИАНТА ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПС САХАРНАЯ К ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

8.1 Капиталовложения в подстанцию

Капиталовложения представляют собой совокупность ресурсов в виде материалов, труда и финансов, которые требуются для создания, расширения, модернизации и технического обновления предприятия.

Относительно нового строительства, это включает возведение зданий и сооружений на ранее неиспользуемых участках.

Строительные и монтажные работы являются неотъемлемой частью процесса их осуществления и могут быть выполнены либо путем привлечения подрядной организации, либо с помощью собственных сил предприятия. В первом случае специализированная внешняя фирма привлекается для строительства и возведения энергетических и других объектов, в то время как во втором случае предприятие создает временную организационную структуру, которая осуществляет строительно-монтажные работы.

Финансирование капиталовложений осуществляется за счет различных источников:

- Собственные финансовые ресурсы;
- Заемные средства;
- Привлеченные средства.

При проведении технико-экономического расчета применяются упрощенные стоимостные показатели, которые удобно использовать для оценки стоимости энергетического объекта. Упрощенные показатели не учитывают налоги и стоимость оборудования, которая значительно ниже общей стоимости объекта. В капитальные вложения для строительства подстанций включается стоимость необходимого оборудования, такого как трансформаторы, выключатели, а также затраты на установку и наладку противоаварийной автоматики [36].

- капиталовложения на сооружение подстанций, $K_{ПС}$;

$$K = K_{ПС}, \quad (107)$$

Когда мы говорим о вложениях в строительство подстанций, это включает в себя средства, направленные на приобретение трансформаторов, установку распределительных устройств, а также стабильные расходы, связанные с покупкой земли, прокладкой коммуникаций и благоустройством территории [41].

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{РУ} + K_{ПОСТ} + K_{ОТ.З}) \cdot K_{П} \cdot K_{ИНФ}, \quad (108)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформатора;

$K_{ОТЗ}$ – стоимость отвода земли для строительства ПС;

$K_{РУ}$ – стоимость РУ, зависящая от схемы РУ и от класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат. В данном случае $K_{ПОСТ} = 11000$ тыс.руб.;

$K_{П}$ – районный коэффициент для Дальнего востока, равен 1.3.

$$K_{ОТ.З} = S_{ОТ.З} \cdot U_{ОТ.З}, \quad (109)$$

где $S_{ОТ.З}$ - площадь, отводимой под строительство, земли. В данном случае $S_{ОТ.З} = 12$ тыс.м².

$$K_{ОТ.З} = 12000 \cdot 7 = 84000 \text{ тыс.руб.}$$

Цена на трансформаторы была взята с электронного ресурса, цена была актуальна на время обращения 20.04.2024 [41].

Таблица 30 – Затраты на капиталовложение.

Вид затрат	Тип	Количество	Стоимость (тыс.руб)
Трансформатор	ТДН-16000/110/10	2	171800
Постоянная часть затрат		1	133100
Строительство двух заходов ВЛ и замена двух головных участков	АС – 120/19 АС – 185/29	20 км. 30 км.	1149500

Капиталовложение в ОРУ мы найдем из расчетов. При расчете принимаем стоимость одной ячейки выключателя высшего и низкого напряжения. Количество ячеек высшего напряжения равно 3, а количество ячеек низшего 10. Стоимость принимается равно согласно средним показателям за 2012 год [35].

$$K_{py} = (n_{110} \cdot K_{110} + n_{10} \cdot K_{10}), \quad (110)$$

где n_{110} , n_{10} - количество ячеек выключателей на сторонах;

K_{110} , K_{10} - стоимость одной ячейки выключателя на стороне;

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции равный 3.84.

$$K_{py} = 0 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{TP} = 2 \cdot 7100 = 14200 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{ПС} = (11000 + 7100) \cdot 1,3 \cdot 12,1 = 304900 \text{ тыс.руб.}$$

8.2 Расчёт амортизационных и эксплуатационных издержек

Определим издержки:

$$I = I_{\Delta W} + I_{AM} + I_{ЭиР}, \quad (111)$$

где I_{AM} – издержки на амортизационные отчисления;

$I_{ЭиР}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

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

Амортизационные отчисления – это сумма, которая отражает стоимость основных фондов в расчетах по себестоимости продукции для i -го вида оборудования. Она определяется на основе формулы (102).

$$I_{AM} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{сл}}, \quad (112)$$

где K – суммарные капиталовложения в проект;

$T_{сл}$ – срок службы соответствующего оборудования для оборудования подстанции – 20 лет.

Расчет издержек на амортизацию электрооборудования:

$$I_{AM} = \frac{1454420}{20} = 72720 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{ЭиР} = d_{ноПС} \cdot K_{ПС} + d_{ноВЛ} \cdot K_{ВЛ}, \quad (113)$$

где $d_{ноПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ПС. $d_{ноПС}=0,059$.

$$I_{ЭиР} = 0,059 \cdot 304900 + 0,008 \cdot 1149500 = 27190 \text{ тыс.руб.}$$

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

$$I_{\Delta W} = W_{no} \cdot T_{nom}, \quad (114)$$

где $T_{пот}$ – тариф на покупку потерь для сетевых организаций равный 2 кВт·ч.

$$I_{\Delta W} = 541,07 \cdot 2 = 1082,14 \text{ тыс.руб.}$$

$$dW_{mp} = \left(\Delta P_c + \Delta P_{M.ном} \left(\frac{S}{S_{ном}} \right)^2 \right) \cdot T_{max}, \quad (115)$$

где ΔP_c – потери активной мощности. Принимаем равным 25 Вт

$\Delta P_{M.ном}$ – потери активной мощности при номинальной нагрузке.

Принимаем равным 120 Вт

При двух параллельно выключенных трансформаторах:

$$dW_{mp} = \left(2 \cdot \Delta P_c + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{M.ном} \left(\frac{S}{S_{ном}} \right)^2 \right) \cdot T_{max}, \quad (116)$$

$$dW_{mp} = \left(2 \cdot 0,025 + \frac{1}{2} \cdot 0,12 \left(\frac{20,458}{25} \right)^2 \right) \cdot 6000 = 541,07 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$W_{по} = dW_{mp} = 541,07 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

Зная все значения издержек, определим их сумму:

$$I = 1082,14 + 27190 + 72720 = 99910 \text{ тыс.руб.}$$

Определение среднегодовых эксплуатационных затрат.

Затраты определяются по формуле:

$$З = K \cdot E + I, \quad (117)$$

$$З = 1454420 \cdot 0,1 + 99910 = 245352,911 \text{ тыс.руб.}$$

8.3 Оценка экономической эффективности

Выполним расчет срока окупаемости вложенных средств в реализацию модернизации. Одной из главных целей стоимостной оценки результатов деятельности является оценка дохода, полученного от выполнения проекта.

$$O = W_{ПО} \cdot T_{ПЕР}, \quad (118)$$

где $T_{ПЕР}$ – тариф на передачу электроэнергии, равный 1900 руб./МВт·ч.

$$O = 152,5 \cdot 1900 = 289700 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль от реализации продукции определится [41]:

$$\Pi_{\bar{ot}} = O_{Pt} - I_t - K_t - U_t; \quad (119)$$

где K_t – суммарные капиталовложения в год;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год;

U_t – суммарная величина ущерба в год.

Ежегодные отчисления налога на прибыль [41]:

$$H_t = 0,2 \cdot (П_{6t}). \quad (120)$$

Величина прибыли после вычета налогов ($П_{чt}$) численно равна прибыли от реализации ($П_{6t}$) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль [41]:

$$П_{чt} = П_{6t} - H_t. \quad (121)$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей $\mathcal{E}_t$, который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования).

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется следующим образом [36]:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (122)$$

где $d = 0,1 \%$ – коэффициент дисконтирования;

T_p – расчетный период, принимаем равным 20 лет;

t – год, к которому приводятся платежи.

Инвестирование капиталовложений в реконструкцию сетей 3 года.

Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунке 20.

Из графика ЧДД рисунка 20 видно, что срок окупаемости проекта сети не превышает 10 лет. Значения ЧДД положительны и, следовательно, проект является инвестиционно-привлекательным и рекомендуется к реализации.

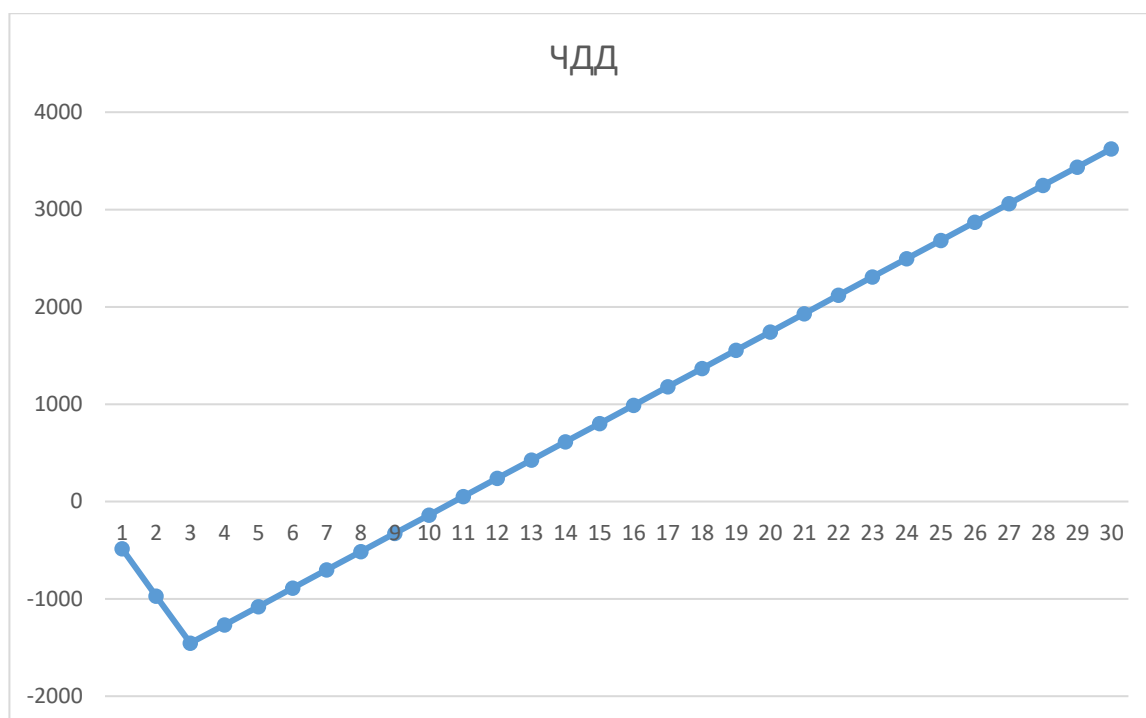


Рисунок 20 – График ЧДД

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

9.1 Безопасность

Электрическая подстанция — это комплексное оборудование, которое принимает, преобразует и распределяет электрическую энергию. Она состоит из различных элементов, таких как трансформаторы, устройства управления, распределительные и вспомогательные устройства [2].

На подстанции напряжением 110 кВ изоляторы, ограждения, токоведущие части, крепления, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния должны устанавливаться таким образом, чтобы:

1) Усилия, нагрев, электрическая дуга или другие явления (такие как искрение, выброс газов и т.п.), вызываемые нормальными условиями работы электроустановки, не могут нанести повреждений оборудованию, вызвать короткое замыкание или замыкание на землю, или причинить вред обслуживающему персоналу.

2) В случае возникновения неправильных условий работы электроустановки, когда происходят повреждения из-за короткого замыкания, для их устранения применяются следующие шаги: сначала все выключатели на электроустановке отключаются, затем контакты разъединителя размыкаются, создавая явный разрыв. После этого происходит заземление электроустановки и устранение повреждений.

3) Когда напряжение отключено от определенной цепи, можно провести осмотр, замену и ремонт приборов, токоведущих частей и соответствующих конструкций, принадлежащих к этой цепи, без вмешательства в работу соседних цепей. Для этого обе стороны цепи должны быть явно размыты, а приборы и токоведущие части должны быть заземлены.

4) Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала и посторонних лиц необходимо соблюдать меры защиты, указанные в главе 1.7, а также следующие мероприятия:

- Соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей или использование ограждений для токоведущих частей.

- Применение блокировки аппаратов и защитных устройств для предотвращения ошибочных операций и несанкционированного доступа к токоведущим частям.

- Использование предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов.

- Применение устройств для снижения напряженности электрических и магнитных полей до допустимых значений.

- Использование средств защиты и приспособлений, включая средства защиты от воздействия электрических и магнитных полей в электроустановках, где их напряженность превышает нормы [2].

5) Независимо от минимальной температуры, необходимо предусмотреть подогрев механизмов приводов масляных и воздушных выключателей, блокировки клапанов воздушных выключателей, агрегатных шкафов, а также других шкафов, где используется аппаратура или зажимы внутренней установки.

При размещении РУ и подстанций в местах, где воздух может содержать вещества, негативно влияющие на изоляцию или оборудование, должны быть предприняты меры для обеспечения надежной работы установки, такие как использование усиленной изоляции, применение материалов для шин, стойких к воздействию окружающей среды, или покрытие их защитным слоем.

- РУ и подстанции должны быть размещены с учетом преобладающего направления ветра.

- РУ и подстанции должны быть выполнены в соответствии с наиболее простыми схемами.

- Распределительные устройства и подстанции должны быть оборудованы электрическим освещением, при этом осветительная арматура должна быть установлена таким образом, чтобы обеспечить безопасное обслуживание.

Строительные конструкции, которые находятся близко к токоведущим частям и могут быть доступны для прикосновения персоналом, не должны

нагреваться от электрического тока до температуры 50 °С и выше. А те, которые недоступны для прикосновения, — до 70 °С и выше [2].

Во всех цепях распределительных устройств предусмотрена установка разъединяющих устройств (разъединителей, отделителей) с видимым разрывом, чтобы обеспечить возможность отключения всех аппаратов (выключателей, отделителей, предохранителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и т. д.) каждой цепи от сборных шин, а также от других источников напряжения. Разъединители устанавливаются с обеих сторон электрических цепей или аппаратов [2].

При работе на ПС высокого напряжения всегда необходимо оформление нарядов-допусков и соблюдение всех норм и правил, предусмотренных при работе на данном типе производства в соответствии с четкой иерархией [2].

Для обеспечения безопасности работы в электроустановках должны проводиться организационные мероприятия, включающие:

- оформление работ нарядом-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдачу разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

На ПС, как на объекте повышенной опасности, работниками, ответственными за безопасное ведение работ в электроустановках, являются:

- выдающий наряд-допуск, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдающий разрешение на подготовку рабочего места и на допуск;
- ответственный руководитель работ;
- допускающий;
- производитель работ;
- наблюдающий;

-члены бригады.

Каждая ПС такого уровня напряжения должна быть оснащена хорошим освещением, средствами пожаротушения, а также однолинейными подробными схемами всей ПС для возможности переключения. На РУ высокого напряжения также должна быть защитная блокировка, предотвращающая ошибочные действия персонала на ПС. Все вышеперечисленные меры должны соблюдаться и выполняться, чтобы избежать нежелательного травматизма или летального исхода.

9.2 Экологичность

Электроустановки должны соответствовать текущим нормативным документам по охране окружающей природной среды, включая допустимые уровни шума, вибрации, напряженности электрического и магнитного полей, а также электромагнитную совместимость. В электроустановках необходимо предусмотреть меры по сбору и удалению отходов, таких как химические вещества, масла, мусор и технические воды. Согласно требованиям по охране окружающей среды, не допускается попадание указанных отходов в водоемы, систему отвода ливневых вод, овраги и на территории, не предназначенные для их хранения [2].

На подстанциях существует потенциальная опасность загрязнения окружающей среды трансформаторным маслом в случае возникновения повреждений внешнего корпуса силовых трансформаторов, которые могут привести к утечкам масла на землю. С целью предотвращения распространения пожара и минимизации таких утечек, на подстанциях устанавливаются специальные маслосборники, маслоприемники и маслоотводы. Эти меры предназначены для сбора и утилизации трансформаторного масла в случае возгорания силовых трансформаторов, содержащих более одной тонны масла [2].

В данном разделе мы исследуем вопрос экологической безопасности при использовании силового трансформаторного оборудования с высоким уровнем масла в его емкости. В качестве примера для расчетов рассмотрим

трансформаторы марки ТДН-16000/110. Технические характеристики этого типа трансформаторов приведены в таблице 31 [12].

Таблица 31 - Параметры трансформатора ТДТН – 25000/110 – У1

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, т		Габариты, мм		
		полная	масла	Н	L	В
ТДН-16000/110	16	45	11,5	5080	5515	3790

Для марки трансформатора ТДН-16000/110-У-1 маслоприемник должен быть достаточно большим, чтобы содержать от 10 до 50 тонн масла, и выступать за габариты электрооборудования не менее чем на 1,5 метра, с уменьшением габаритов на 0,5 метра со стороны стен или перегородок, расположенных на расстоянии не менее 2 метров от трансформатора. Объем маслоприемника с отводом масла должен быть достаточным для единовременного приема 100% масла, залитого в трансформатор. На ПС установлен маслоприемник с отводом масла, на котором установлена металлическая решетка, а поверх нее насыпан слой гравия толщиной 0,25 метра. Маслоприемники с отводом масла могут быть как заглубленными, так и незаглубленными, причем при выполнении заглубленного маслоприемника не требуется устройство бортовых ограждений, если обеспечивается объем маслоприемника, указанный в п.2 [2].

Маслоприемники с отводом масла могут выполняться:

1. С установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;

Без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприемника толщиной слоя не менее 0,25 м

Незаглубленный маслоприемник следует выполнять в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки.

Гравий, используемый внутри ограждений, должен быть чистым и промываться не менее одного раза в год. Если гравий не может быть промыт

из-за образования отложений или появления растительности, его нужно заменить.

Дно маслоприемника должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону прямка и быть покрыто чистым гранитным гравием или щебнем фракции от 30 до 70 мм толщиной не менее 0,25 м.

Для эффективной удаления масла и воды из маслоприемника требуется установить специальные маслоотводы с определенным диаметром, который должен быть рассчитан таким образом, чтобы за 15 минут отводилось 50% масла и полное количество воды, используемой при пожаротушении.

На подстанциях установлены трансформаторы мощностью 16 МВА с напряжением 110 кВ. Согласно паспортным данным, их общая масса составляет 45 тонн. Масло, содержащееся внутри трансформатора, имеет массу 11,5 тонн, а его объем рассчитывается по формуле [5].

$$V_{mm} = \frac{m}{\rho_m}, \quad (123)$$

$$V_{mm} = \frac{11,5}{0,885} = 12,99 \text{ м}^3,$$

где ρ_m -плотность трансформаторного масла, марка масла Т-1500- $\rho_m = 885 \text{ кг / м}^3$ [15].

Зная размеры трансформатора, рассчитаем площадь и габариты маслоприёмника.

Отсюда габариты маслоприёмника будут равны:

$$L' = L + 2 \cdot \Delta, \quad (124)$$

$$L' = 5,52 + (2 \cdot 1,5) = 8,5 \text{ м},$$

$$B' = B + 2 \cdot \Delta, \quad (125)$$

$$B' = 3,8 + (2 \cdot 1,5) = 6,8 \text{ м},$$

Где $\Delta = 1,5 \text{ м}$ – это величина выступа за пределы габаритов отдельного электрооборудования, которая изменяется в зависимости от количества трансформаторного масла, находящегося внутри оборудования. Этот параметр определен для массы трансформаторного масла в интервале от 10 до 50 тонн [3].

Площадь поверхности маслоприёмника:

$$S_{\text{мп}} = L' + B', \quad (126)$$

$$S_{\text{мп}} = 8,515 \cdot 6,79 = 57,82 \text{ м}^2,$$

Зная площадь поверхности маслоприёмника, определим глубину маслоприёмника.

Высота маслоприёмника определяется по формуле:

$$h_{\text{мп}} = h_{\text{г}} + h_{\text{в}} + h_{\text{тм}} + h_{\text{H}_2\text{O}}, \quad (127)$$

где $h_{\text{г}} = 0,25 \text{ м}$ – высота засыпки щебнем или гравием,

$h_{\text{в}} = 0,05 \text{ м}$ – высота воздушного промежутка между решёткой и маслом,

$h_{\text{тм}}$ и $h_{\text{H}_2\text{O}}$ – высота 100% объёма масла и 80% объёма воды от средств пожаротушения из расчёта орошения площадей маслоприёмника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью $0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$ в течении 30 минут [2].

$$h_{mm} = \frac{V_{mm}}{S_{mn}}, \quad (128)$$

$$h_{mm} = \frac{12,99}{57,82} = 0,23 \text{ м},$$

$$h_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{S_{mn}}, \quad (129)$$

Объём воды определяется по формуле:

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{mn} \cdot S_{\text{бнт}}), \quad (130)$$

где $I = 0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$ - секундный расход воды, $t = 30 \text{ мин} = 1800 \text{ с}$.

$S_{\text{бнт}}$ – площадь боковой поверхности трансформатора, определяется как:

$$S_{\text{бнт}} = 2 \cdot H \cdot (L \cdot B), \quad (131)$$

$$S_{\text{бнт}} = 2 \cdot 5,08 \cdot (5,515 \cdot 3,79) = 94,54 \text{ м}^2,$$

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot 0,0002 \cdot 1800 \cdot (57,82 \cdot 94,54) = 43,9 \text{ м}^3,$$

$$h_{H_2O} = \frac{43,9}{57,82} = 0,76 \text{ м},$$

Суммарно высота маслоприёмника составит:

$$h_{\text{мн}} = 0,25 + 0,05 + 0,23 + 0,76 = 1,3 \text{ м, чч}$$

Схематичное изображение маслоприёмника представлена на рисунке 21.

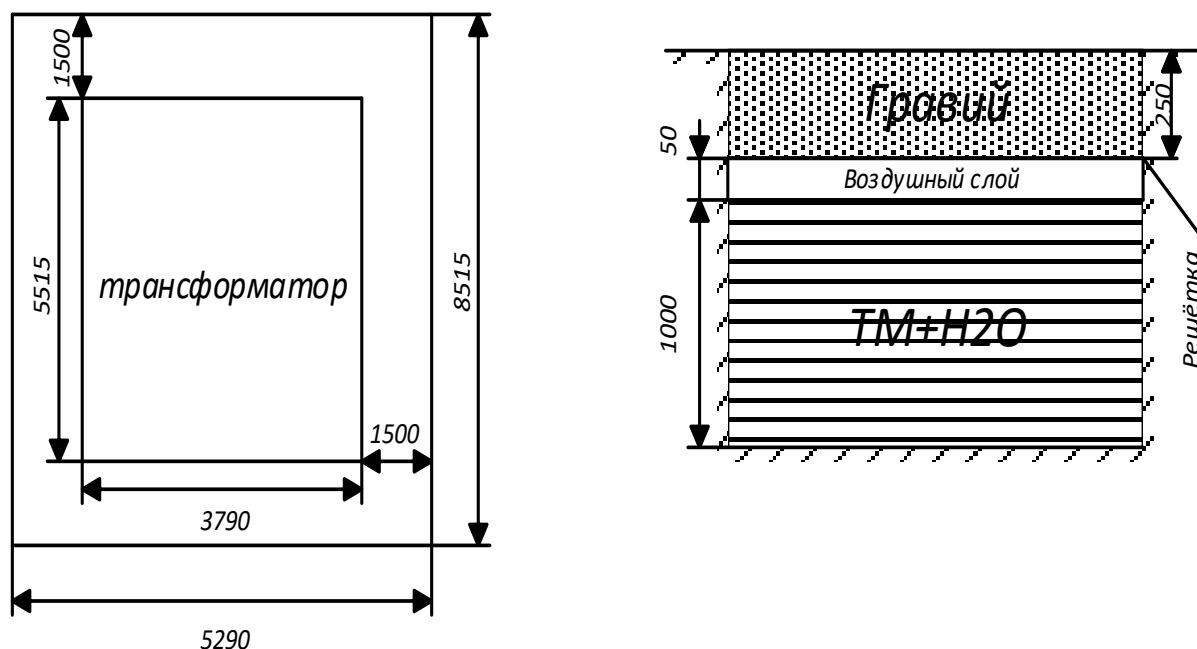


Рисунок 21 – Схема маслоприёмника.

Для безопасности при работе с маслом, следует изготавливать наконечники шлангов из материалов, которые не создают искры при ударе. Для слива масла допускаются только герметизированные сливные устройства, а слив в открытые сливные люки или во время грозы запрещен. При открытии сливных устройств нужно использовать инструменты, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, которые не создают искры. Переносные лотки или кожухи должны применяться для предотвращения разбрызгивания масла при сливе. Если обнаружены свежие капли масла на гравийной засыпке или маслоприемнике, то необходимо незамедлительно выявить источники их появления и предотвратить дальнейшее протекание, соблюдая при этом меры безопасности.

Стационарные маслоочистительные установки (сепараторы) должны иметь исправную дренажную систему, а приемный бак грязного масла должен быть оснащен мерным стеклом с защитным кожухом от повреждений. Под

фильтр-прессами должны устанавливаться поддоны для сбора масла и удаления его в специальную ёмкость. Слив масла из трансформаторов и реакторов на ремонтной площадке должен производиться с помощью переносных шлангов, подключенных к централизованной разводке маслопроводов маслохозяйства, с использованием специальных баков для этих целей. После слива масла необходимо убрать все пролитое масло.

9.3 Чрезвычайная ситуация

ЧС Чрезвычайные ситуации (ЧС) на электроподстанциях (ПС) могут возникать в результате различных производственных аварий, катастроф, стихийных бедствий и диверсий.

Они могут быть как техногенного, так и природного происхождения.

Производственные аварии на ПС включают в себя неожиданную остановку работы или нарушение нормального процесса производства на промышленных предприятиях и энергетических объектах, что может привести к повреждению зданий, материальных ценностей, оборудования и нанести вред людям.

Примерами производственных аварий на ПС являются поломка или неисправность электрооборудования, такие как обрыв изолятора, падение опоры линий электропередачи или возникновение пожара, приводящего к замыканию. К природным авариям на ПС относятся разрушения, вызванные ударами молнии во время грозы, обрыв фазы на линиях электропередачи из-за сильного ветра или обледенение проводов линий электропередач.

В качестве распространённого вида чрезвычайной ситуации на ПС рассмотрим пожар. В этом случае наиболее вероятными причинами возгорания могут быть короткое замыкание, перегрузка оборудования, нарушения правил эксплуатации, а также механические повреждения электрооборудования.

Основными противопожарными мероприятиями, которые должны быть предприняты на ПС, являются следующие:

-Обеспечение пожарной безопасности при проектировании и строительстве ПС. Необходимо учитывать требования пожарной безопасности

на этапах проектирования и строительства ПС, в том числе правила размещения и защиты оборудования, пожарную классификацию материалов и конструкций, а также требования к системам противодымной защиты [1].

-Профилактические меры. Они включают в себя обеспечение своевременного проведения технического обслуживания оборудования, его диагностику, контроль температурного режима, очистку от пыли, грязи и мусора. Также необходимо проводить регулярные тренировки персонала по действиям в случае возникновения пожара [1].

-Организация противопожарной защиты. Для предотвращения пожаров необходимо использовать автоматические системы оповещения и пожаротушения, устанавливать системы автоматического пожаротушения, противодымную защиту и системы охлаждения оборудования [1].

-Действия при возникновении пожара. Если пожар все же произошел, необходимо немедленно вызвать пожарную команду, уведомить персонал и эвакуировать людей из здания. В зависимости от масштабов и характера возгорания необходимо выбрать соответствующие средства пожаротушения и организовать их применение. В случае пожара на ПС закрытого типа, важно также проветрить помещения и обеспечить доступ пожарных команд к техническим помещениям [1].

-Контроль и анализ пожаров. Для предотвращения повторения пожарных ситуаций необходимо проводить анализ и контроль возникших пожаров. Анализируются причины и обстоятельства возгорания, принимаются меры для устранения выявленных недостатков, улучшения технических решений и повышения квалификации персонала [1].

Для предупреждения и тушения пожаров на ПС рекомендуется использовать различные средства пожаротушения, включая порошковые, газовые, жидкостные и водные огнетушители, а также системы автоматического пожаротушения, например, системы пенного пожаротушения или системы газового пожаротушения [1].

Кроме того, важно помнить о правилах хранения и использования огнетушителей. Они должны быть доступны на каждом этаже ПС, в хорошем состоянии, срок службы не должен истекать, а персонал должен знать, как правильно использовать огнетушитель.

Правила и порядок устранения пожара на энергетическом объекте [14]:

1) Если кто-либо замечает пожар на энергообъекте, он обязан немедленно сообщить о происшествии в пожарную охрану и старшего по смене. Также первый обнаруживший должен попытаться потушить огонь с помощью имеющихся у него средств.

2) Старший по смене или дежурный персонал должны определить точное место возгорания, потенциальные пути распространения огня, а также угрозы для электрооборудования и участки электрической сети, которые находятся в опасной зоне.

3) После обнаружения очага пожара старший по смене или дежурный персонал должны проверить работу автоматической (стационарной) системы пожаротушения. Они должны создать безопасные условия для персонала и пожарных подразделений, чтобы ликвидировать пожар. Для этого может потребоваться отключение оборудования, снятие напряжения или слив масла. Кроме того, необходимо назначить человека, знакомого с расположением подъездных путей и источников воды, чтобы встретить пожарных по их прибытии.

4) До прибытия первой пожарной бригады руководитель энергопредприятия или старший по смене должны управлять процессом тушения пожара. Однако по прибытии старшего командира пожарной бригады на место происшествия руководство тушением огня переходит на него.

5) Дежурный персонал имеет право отключать электрические соединения, на которых возник пожар, без предварительного разрешения вышестоящего руководителя, ответственного за оперативное руководство. Однако после выполнения отключения необходимо сообщить о произведенных действиях.

6) Пожарные бригады могут приступить к тушению пожара после проведения инструктажа со стороны старшего технического персонала и получения письменного разрешения на тушение огня.

7) Работа пожарных бригад при тушении пожара осуществляется с учетом указаний старшего технического персонала, чтобы соблюдать правила безопасности и предотвратить возможное возгорание соседнего оборудования. Необходимо согласование действий по размещению сил и средств пожаротушения.

8) Персоналу пожарной службы запрещено проникать за ограждения электроустановок, находящихся под напряжением. Во время пожара необходимо усилить охрану территории и предотвратить доступ посторонних лиц на место чрезвычайной ситуации.

Кроме того, необходимо расположить инвентарь для тушения пожаров на хорошо видимом месте, обеспечивая свободный доступ к нему. Кроме того, следует окрасить его масляной краской ярко-красного цвета [1].

Для превентивного предотвращения пожаров на подстанции с установленными трансформаторами мощностью 16 МВА можно применить автоматическую систему пожаротушения, основанную на распылении воды. Эта система включает в себя насосную станцию с ДЗ20-50 насосами, камеру переключения задвижек, сухотрубопроводы, трубную обвязку автотрансформаторов с ОПДР-15 оросителями и пожарные резервуары.

Для внутреннего пожаротушения на подстанции установлены пожарные краны с расходом 5 л/с, а для наружного пожаротушения используются передвижные устройства, подключаемые к пожарным гидрантам, с расходом 10 л/с.

Для ограничения пожара при возгорании масла под трансформатором на подстанциях применяются специальные маслоприемные ямы. Эти ямы покрыты решеткой и заполнены гравием. В случае пожара трансформатора масло из его бака сливается через нижний спускной кран, проникает через гравий в яму, что помогает сдержать распространение огня.

Система автоматического пуска активируется при обнаружении пожара в помещении с помощью датчика пожарной сигнализации, а также при срабатывании защит автотрансформатора, которые реагируют на внутренние повреждения, такие как газообразные выбросы или изменения параметров. Автоматический пуск может быть осуществлен как локально через дистанционное управление со щита, так и вручную на месте установки в безопасном от пожара месте.

Для защиты трансформаторов и других электроустановок, находящихся рядом с источником возгорания, эффективным решением является использование распыленной воды. Однако не рекомендуется использовать компактные водяные струи для тушения горячего масла, чтобы не способствовать распространению пожара. Методы тушения других маслонаполненных аппаратов аналогичны методам тушения трансформаторов: необходимо отключить аппарат со всех сторон, заземлить его и использовать имеющиеся подручные средства для тушения пожара [2].

При тушении пожара в электроустановке необходимо принимать ряд важных мероприятий, чтобы обеспечить безопасность и сократить возможные повреждения. В первую очередь, необходимо защитить и сохранить работоспособность аппаратуры, расположенной на ключевых участках, таких как управляющие щиты и релейные панели. Это поможет предотвратить серьезные последствия и сохранить нормальную работу системы.

В случае, если на панелях возникло загорание кабелей и аппаратуры, необходимо принять меры по снятию напряжения перед началом тушения. Это важно, чтобы предотвратить распространение огня на соседние панели и обеспечить более эффективное тушение пожара. Запрещается касаться кабелей, проводов и аппаратуры при тушении пожара без предварительного снятия напряжения, поскольку это может привести к опасным последствиям, включая поражение электрическим током.

Для обеспечения безопасности в помещении, где установлена аккумуляторная установка, рекомендуется использовать принудительную

вентиляцию с резервным оборудованием. Это обеспечит подачу свежего воздуха и отвод вредных газов, что снизит риск возникновения взрыва и создаст более безопасные условия работы в помещении. Кроме того, для вентиляторов и светильников следует установить специальные взрывобезопасные электродвигатели, которые обладают дополнительными защитными свойствами и способны предотвратить возгорание или взрыв.

Техническое обслуживание и проверка электрооборудования должны проводиться регулярно. Это позволит выявлять возможные неисправности и риски возникновения пожара заранее, а также принимать соответствующие меры по их устранению. Неправильная эксплуатация и превышение допустимых нагрузок являются одними из основных причин пожаров в электроустановках, поэтому важно соблюдать правила эксплуатации и не допускать перегрузок электрических систем.

В целом, соблюдение этих рекомендаций поможет повысить безопасность при тушении пожара в электроустановках, минимизировать риски возникновения пожара и обеспечить более безопасную эксплуатацию электрооборудования [2].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе было произведено подключение ПС 110 кВ Сахарная для электроснабжения потребителей в Шкотовском районе приморского края.

Целью ВКР была подключение ПС 110 кВ Сахарная напряжением 110/10 кВ в связи с планируемым к вводу нагрузки потребителей. Реализация данного мероприятия позволит обеспечить надежность и качество электроснабжения существующих и планируемых к строительству потребителей электрической энергии.

Задачи, выполненные для достижения цели:

- выбраны трансформаторы мощностью 16 МВА;
- рассчитаны токи КЗ, выбраны и проверены выключатели, разъединители, гибкие и жесткие шины, ОПН и КРУ;
- выбрана релейная защита;
- произведен расчет заземления подстанции и её молниезащиты;
- показана примерная стоимость реализации проекта и рассчитан срок его окупаемости;
- в разделе БЖД были описаны методы по обеспечению защиты работников и был произведён расчёт маслоприёмников для силового трансформатора.

Реализация данной работы позволит обеспечить надёжное электроснабжение потребителей. При этом подстанция спроектирована таким образом, чтобы затраты на её сооружения были минимальны.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева, А.Л.Мызин, С.Н.Шелюг. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2005
- 2 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов./П.П. Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев и др.– Москва, 2-е изд. испр. и доп. М.: Высш. шк., 2013. – 319 с.
- 3 Булгаков А. Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: Учебное пособие. / А. Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд – во АмГУ, 2020. – 90 с.
- 4 Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности [Электронный ресурс] : сб. учеб. метод. материалов для всех направлений подготовки бакалавров и специалистов / АмГУ, ИФФ; сост. А.Б. Булгаков, В.Н. Аверьянов, М. В. Гриценко. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9036.pdf (дата обращения 30.04.2025).
- 5 Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/products/146/> (дата обращения: 01.05.2025).
- 6 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 880 с.
- 7 ГОСТ 11677-85 «Трансформаторы силовые общие технические условия» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004970> (Дата обращения: 10.05.2023).
- 8 ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

[Электронный ресурс]. URL: <https://electromontaj-proekt.ru/data/documents/gost-32144-2013.pdf?ysclid=mawpgrctsn348859399> (дата обращения 23.03.2025).

9 ГОСТ Р 53735.5 – 2009 (МЭК 60099-5:2000). Разрядники вентильные и ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. Часть 5. Рекомендации по выбору и применению : Москва, Стандартинформ, 2011. – 42 с.

10 ГОСТ Р МЭК 62305-1 – 2010. Менеджмент риска. Защита от молнии. Общие принципы. Часть 1 : Москва, Стандартинформ, 2011. – 50 с.

11 Графическая часть курсовых проектов и выпускных квалификационных работ [Электронный ресурс] : учеб. - метод. пособие. Ч. 2 / АмГУ, Эн.ф.; сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 168с.

12 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с.

13 Каталог оборудования среднего напряжения: КРУ СЭЩ 63 [Электронный ресурс] / Schneider Electric. – Электрон. дан. – (Москва), 2023. – Режим доступа: <https://www.se.com/ru/ru/product-range-presentation/61945-seg/#documents> (Дата обращения: 01.06.2025).

14 Козлов, А.Н. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс]: учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 160с.

15 Крючков И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие / И.П. Крючков, В.Н. Неклепаев и др.; под ред. И.П. Крючкова и В.А. Старшинова. – 2-е изд. – М.: издательский центр «академия», 2006. – 416 с

16 Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. Электрические станции и подстанции [Электронный ресурс]: учебное пособие / сост.: Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2013 - 201 с.

https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7023.pdf (дата обращения 14.04.2025).

17 Шкотовский район [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://ru.wikipedia.org/wiki/ Шкотовский _район](https://ru.wikipedia.org/wiki/Шкотовский_район) (дата обращения 10.03.2025).

18 Наумов, И.В. Расчет и выбор оборудования районных трансформаторных подстанций : учебное пособие / И. В. Наумов, Т. Б. Лещинская, Д. А. Иванов. – Иркутск, энергоатомстандарт, 2012. – 95 с.

19 Правила устройства электроустановок (ПУЭ) / Изд. 7-е [Электронный ресурс]. URL: https://pue-7.ru/pue_7.pdf?ysclid=mawrt7a4i7837988430 (дата обращения 02.04.2025).

20 Прайс Трансформаторы // РУССЕТИ URL: <http://russete.ru/prays-transformatory> (дата обращения: 29.05.2-23).

21 Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии». [Электронный ресурс]: офиц. сайт – Режим доступа: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=256534> (дата обращения 15.04.2025).

22 Приказ Минтруда РФ от 15.12.2020 N 903Н "Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок"

23 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Москва: РАО «ЕЭС России», 2008, - 131 с.

24 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.–Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2010. – 353 с.

25 РД-153.-34.0-03.301-00. Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий». – М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2010.-116 с

26 Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 160 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9689.pdf (дата обращения 20.05.2025).

27 Савина, Н.В. Техника высоких напряжений. Грозовые перенапряжения и защита от них [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск: Издво Амур. гос. ун-та, 2015. - 191 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7361.pdf (дата обращения 15.04.2025).

28 Савина, Н.В. Электроэнергетические системы и сети, часть вторая [Электронный ресурс]: учебное пособие / Н.В. Савина. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. – 177 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/11781.pdf (дата обращения 06.04.2025).

29 Силовые трансформаторы ТДН, ТДНС: Технические характеристики и габаритные чертежи [Электронный ресурс] / Группа компаний «ТМГ». – Электрон. дан. – (Москва), 2024. – Режим доступа: <https://tmgggroup.ru/production/power-transformers/tmgn/> (Дата обращения: 12.05.2025).

30 СО 153-34.20.118-2003. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем.

31 СО 153-34.20.501-2003. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации.

32 СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.

33 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

34 СТО 56947007-29.240.30.010-2008 – Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения – ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 132 с.

35 Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2025-2030 годы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.soups.ru/future-planning/sipr-ees/> (дата обращения 11.04.2025).

36 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л. Файбисович, И.Г.Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 392 с.

37 Файбисович, Д.Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 – 1150 кВ. / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – М.:ЭНАС, 2012. – 376с

38 Федеральный закон от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ (ред. от 26.03.2023 г.) «Об охране окружающей среды» [Электронный ресурс] URL: <https://docs.cntd.ru/document/901808297> (Дата обращения: 11.04.2023);