

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: Разработка схемы внешнего электроснабжения объектов на острове
Большой Уссурийский в городе Хабаровск

Исполнитель

студент группы 142–об2

подпись, дата

А.В. Рамзаев

Руководитель

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Н. Козлов

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

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 Рамзаева Александра Викторовича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Разработка схемы внешнего электроснабжения объектов на острове Большой Уссурийский в городе Хабаровск
(утверждено приказом от 10.04.2025 № 950-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе Контрольные замеры нагрузок по подстанциям в Хабаровском крае, схема электрических сетей Хабаровского края, материалы преддипломной практики

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): обоснование актуальности выбранной темы ВКР, разработка вариантов схем электрической сети и выбор оптимального, выбор оборудования, выбор проводов, расчет токов короткого замыкания, молниезащита и заземление, расчет релейной защиты, безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) графическая часть работы содержит 6 листов А1

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

7. Дата выдачи задания _____

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

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 146 с., 136 формул, 7 рисунков, 53 таблицы, 31 источник.

ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, АНАЛИЗ СЕТИ, АНАЛИЗ ВАРИАНТА, ВЫБОР ВАРИАНТА, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

В данной выпускной квалификационной работе разработана схема внешнего электроснабжения объектов на острове Большой Уссурийский в Хабаровске.

В ходе выполнения работы проанализирована существующая электрическая сеть Хабаровского края в районе подстанции «Осиновая речка». Разработана новая подстанция на острове Большой Уссурийский. Выполнен технико-экономический расчет, произведен расчет токов короткого замыкания. Выбрано и проверено оборудование, определены параметры заземляющих устройств и зоны защиты от прямых ударов молнии. Рассчитана уставки релейной защиты и автоматики, а также рассмотрена безопасность и экологичность.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АПВ – автоматическое повторное включение;

АЧР – автоматическая частотная разгрузка;

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ИП – источник питания;

КВЛ – кабельно-воздушная линия;

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

МТЗ – максимальная токовая защита

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗА – релейная защита и автоматика;

РПН – регулировка под нагрузкой;

РУ – распределительное устройство;

СН – среднее напряжение;

ТН – трансформатор напряжения;

ТО – токовая отсечка;

ТТ – трансформатор тока;

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	4
Введение	8
1 Характеристика района электрической сети	9
1.1 Климатические и географические характеристики	9
1.2 Характеристика источника питания	11
1.3 Обоснование необходимости развития острова	11
1.4 Расчет и анализ существующих режимов	12
2 Определение нагрузок подстанции и выбор сечения линии	25
2.1 Расчет нагрузок	25
2.2 Компенсация реактивной мощности	27
2.3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	29
2.4 Варианты исполнения линии 110 кВ	31
2.5 Возможные варианты сети	33
3 Экономическое обоснование принимаемых технических решений	35
3.1 Расчет капиталовложений	35
3.2 Расчет ежегодных эксплуатационных издержек	38
4 Выбор сечений токоведущих частей на пс осиновая речка – пс на большом уссурийском	41
4.1 Проверка провода АС-120/19	41
4.2 Проверка кабеля АПвПу2г-185	44
5 Расчет токов короткого замыкания	48
6 Выбор электрического оборудования	55
6.1 Выбор и проверка выключателей	55
6.2 Выбор и проверка разъединителей	61
6.3 Выбор трансформаторов тока	63
6.4 Выбор трансформаторов напряжения	70
6.5 Выбор ячеек КРУ	72
6.6 Выбор и проверка токоведущих частей	73
6.7 Выбор и проверка опорных изоляторов	80
6.8 Выбор и проверка трансформатора собственных нужд	82
7 Разработка молниезащиты и заземления	85

7.1 Расчет заземления	85
7.2 Защита от прямых ударов молнии	90
7.3 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения	93
8 Релейная защита и автоматика	97
8.1 Расстановка релейной защиты и автоматики	97
8.2 Защита силового трансформатора	97
8.3 Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора	101
8.4 Выбор уставок дифференциальной отсечки ДЗТ-1	104
8.5 Выбор уставок дифференциальной защиты ДЗТ-2	105
8.6 Выбор уставок максимальной токовой защиты	109
8.7 Автоматика	110
9 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при реконструкции электрической сети	114
9.1 Расчет и анализ максимального режима	114
9.2 Расчет и анализ послеаварийного и ремонтного режимов	120
10 Безопасность и экологичность	125
10.1 Безопасность	125
10.2 Экологичность	132
10.3 Чрезвычайные ситуации	138
Заключение	143
Библиографический список	144

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы обусловлена поручением президента РФ (11 ноября 2024 года) развивать остров Большой Уссурийский совместно с КНР. Поручение предписывает подготовить «дорожную карту» реализации плана, предусмотрев мероприятия по созданию на острове транспортной и приграничной инфраструктуры, включая пункт пропуска через российско-китайскую государственную границу.

В настоящее время остров испытывает дефицит мощности. Разработка оптимальной схемы внешнего электроснабжения является ключевым условием для реализации масштабных проектов по развитию данной территории.

Для выполнения поставленной цели в ВКР решены следующие задачи:

- Определение нагрузок подстанции;
- Выбор конкурентоспособных вариантов;
- Расчет токов короткого замыкания;
- Выбор и проверка оборудования;
- Определение параметров заземляющих устройств и молниезащиты подстанции;
- Расчет устройств релейной защиты и автоматики;
- Технико-экономическое сравнение;
- Расчет безопасности и экологичности проекта.

В качестве основных программных средств для выполнения данной выпускной квалификационной работы были использованы: Microsoft Office Word, Microsoft Office Excel, Microsoft Office Visio, MathCad 15, RastrWin 3.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

1.1 Климатические и географические характеристики

Хабаровский край расположен в восточной части Российской Федерации, в Дальневосточном федеральном округе. На севере граничит с Магаданской Областью и Республикой Саха (Якутия), на западе с Еврейской автономной областью, Амурской областью, а также Китаем, на юге с Приморским краем, с севера-востока и востока омывается Охотским морем, с юго-востока - Японским морем. От острова Сахалин отделяется проливами Татарский и Невельского. Помимо основной, континентальной части, в состав края входят несколько островов, среди них самые крупные - Шантарские. Общая протяжённость береговой линии - около 2 500 км, включая острова - 3 390 км [1].

Хабаровск находится в муссонной дальневосточной области умеренного климатического пояса. Данной области соответствует умеренный муссонный климат. Зима снежная и холодная. Лето жаркое и влажное [2].

Таблица 1 – Сводная таблица климатических параметров

Характеристика	Значение	Влияние на проектирование ЛЭП
Абсолютный минимум температуры воздуха	– 43 °С	Выбор провода, кабеля и изоляторов в соответствующем температурном диапазоне
Абсолютный максимум температуры воздуха	+ 36,7 °С	
Среднегодовая температура	+2,7 °С	
Среднегодовая продолжительность гроз	От 20 до 40 часов	Определение требований к молниезащите
Среднегодовое количество осадков	696 мм	Усиление изоляции
Район по гололеду	4	Определение расчетных нагрузок от гололеда
Ветровой район	3	Определение ветровой нагрузки

Влажность	60-80%	Защита металлоконструкций от коррозии
Грунты	Осадочные (горные породы)	Индивидуальный подход для адаптации фундаментов
Сейсмичность	До 6-7 баллов	Учет сейсмостойкости опор и подстанций

Большой Уссурийский — осадочный речной остров площадью от 327 до 350 км² (зависит от уровня воды в реке). Находится рядом с Хабаровском на реке Амур и ниже устья Уссури. Разделён между Россией и Китаем. Его расположение в месте слияния Амура и Уссури, а также рядом с крупным российским городом Хабаровском, придает ему большое стратегическое значение [3].



Рисунок 1 – Географическое положение острова

Остров расположен в муссонном климате, для которого характерны обильные осадки в летний период. Большая часть острова занята водно-

болотистыми угодьями, которые не подходят для хозяйственного освоения (примечательно, что 75% китайской территории занимает природоохранный заказник). Для острова в высшей степени характерна проблема подтопления, поскольку он находится на стыке двух рек с высокой паводковой опасностью. Каждый год в ходе сезонных наводнений значительная часть острова затапливается [4].

1.2 Характеристика источника питания

Источником питания ПС Осиновая речка 110/35/10 кВ является ПС Корфовская 110/35/10 кВ.

Подстанция с рабочим напряжением 110/35/10 кВ. ПС 110 кВ Осиновая речка принадлежит и обслуживается АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (АО «ДРСК»). Подстанция выполнена по схеме два блока с разъединителем. На подстанции установлено два трехобмоточных трансформатора по 10 МВА.

Подстанция с рабочим напряжением 110/35/10 кВ. ПС 110 кВ Корфовская принадлежит и обслуживается АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (АО «ДРСК»). Подстанция выполнена по схеме одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин. На подстанции установлено два трехобмоточных трансформатора на 16 МВА и на 10 МВА.

1.3 Обоснование необходимости развития острова

Остров Большой Уссурийский – стратегически важная территория в черте г. Хабаровска, требующая модернизации энергетической структуры в связи с:

1. Развитием пограничной инфраструктуры;
2. Развитием рекреационных зон;
3. Необходимостью подключения новых потребителей.

"Правительству Российской Федерации совместно с правительством Хабаровского края с учетом ранее данного поручения утвердить план мероприятий ("дорожную карту") по осуществлению совместно с

Китайской Народной Республикой проекта по развитию острова Большой Уссурийский и обеспечить начиная с 2025 года его реализацию, предусмотрев мероприятия по созданию на острове транспортной и приграничной инфраструктуры, включая подъездную автомобильную дорогу, насыпную площадку и пункт пропуска через российско-китайскую государственную границу" [9].

1.4 Расчет и анализ существующих режимов

В качестве программы, применяемой для расчета режимов электрической сети, в данном проекте использовался ПВК RastrWin3, основные модули которого позволяют проводить:

- 1) полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- 2) расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой;
- 3) оптимизацию электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- 4) анализ допустимой токовой загрузки линий электропередачи (ЛЭП) и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры.

Таблица 2 – Параметры узлов ПВК RastrWin3 для расчета режима

Тип	Номер узла	Название	U _{ном}	P _н	Q _н	P _г	Q _г
База	1	ПС Хехцир 110 кВ	110	0	0	0	0
Нагр	2	ПС Корфовская ВН Т1	110	0	0	0	0

Продолжение таблицы 2

Нагр	3	ПС Корфовская нейтраль	110	0	0	0	0
Нагр	4	ПС Корфовская СН	35	0	0	0	0
Нагр	5	ПС Корфовская НН	6	0	0	0	0
Нагр	6	ПС Корфовская ВН Т2	110	0	0	0	0
Нагр	7	ПС Корфовская нейтраль	110	0	0	0	0
Нагр	8	ПС Корфовская СН	35	0	0	0	0
Нагр	9	ПС Корфовская НН	10	0	0	0	0
Нагр	10	ПС Осиновая речка ВН Т1	110	0	0	0	0
Нагр	11	ПС Осиновая речка нейтраль	110	0	0	0	0
Нагр	12	ПС Осиновая речка СН	35	0	0	0	0
Нагр	13	ПС Осиновая речка НН	10	0	0	0	0
Нагр	14	ПС Осиновая речка ВН Т2	110	0	0	0	0
Нагр	15	ПС Осиновая речка нейтраль	110	0	0	0	0
Нагр	16	ПС Осиновая речка СН	35	0	0	0	0

Продолжение таблицы 2

Нагр	17	ПС Осиновая речка НН	10	0	0	0	0
Нагр	18	ПС НС-1	35	0	0	0	0
Нагр	19	ПС НС-1 НН	6	0,1	0,2	0	0
Нагр	20	ПС НС-2	35	0	0	0	0
Нагр	21	ПС НС-2 НН	6	0,1	0,2	0	0
Нагр	22	Шина 110 кВ ПС Корфовская	110	0	0	0	0
Нагр	23	ПС Корфоская СН	35	15,3	4,5	0	0
Нагр	25	ПС Осиновая речка шина 110 кВ	110	0	0	0	0
Нагр	26	ПС Осиновая речка средняя сторона	35	2,2	0,4	0	0
Нагр	27	ПС Осиновая речка шина НН	10	0	0	0	0
Нагр	28	Отпайка на НС-1	35	0	0	0	0
Нагр	29	Отпайка	35	0	0	0	0
Нагр	30	Отпайка	110	0	0	0	0

В качестве параметров линий электропередач, используемых в программном комплексе, использовались параметры схемы замещения линий электропередач напряжением 110 кВ, представленной в виде П-образного соединения.

Схема замещения представляет собой упрощенную модель реальной электрической сети, в которой ЛЭП и трансформаторы заменяются их

эквивалентными схемами. В случае линий это могут быть резистивные и индуктивные элементы, а для трансформаторов – полные сопротивления и проводимости с учетом коэффициента трансформации.

Для расчетов параметров схемы замещения линий электропередач, представленная в виде П-образного соединения. Активное и реактивное сопротивление линии:

$$R_{\text{л}} = r_0 \cdot l \quad (1)$$

$$X_{\text{л}} = x_0 \cdot l \quad (2)$$

где r_0 , x_0 – погонное активное и реактивное сопротивление проводника, Ом/км;

где l – длина линии электропередач, км.

Емкостная проводимость линии:

$$B_{\text{л}} = b_0 \cdot l \quad (3)$$

где b_0 – погонная емкостная проводимость линии электропередач, мкСм/км.

Схема замещения силового трансформатора состоит из полных сопротивлений каждой обмотки, идеальных трансформаторов (для преобразования напряжения) и полной проводимости.

Активное и реактивное сопротивление трансформатора:

$$R_T = \Delta P \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}^2} \quad (4)$$

$$X_T = \frac{u_{кз}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} \quad (5)$$

где $P_{кз}$ и $u_{кз}$ – активная мощность и напряжение короткого замыкания, кВт и %;

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение трансформатора, кВ;

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

Активное и емкостное проводимости трансформатора:

$$G_T = \frac{\Delta P_x}{U_{ном}} \quad (6)$$

$$B_T = \frac{\Delta Q_x}{U_{ном}^2} \quad (7)$$

где ΔP_x и ΔQ_x – потери активной и реактивной мощностей в режиме холостого хода, МВт и Мвар.

Коэффициенты трансформации:

$$K_{T\theta H} = \frac{U_{HH}}{U_{\theta H}} \quad (8)$$

$$K_{TCH} = \frac{U_{CH}}{U_{\theta H}} \quad (9)$$

В качестве примера расчета параметров линии электропередач рассмотрим ВЛ 110 кВ Хехцир – Корфовская протяженностью 0,9 км, выполненную маркой и сечением провода АС-120/19:

$$r_0 = 0,244 \text{ Ом/км};$$

$$x_0 = 0,427 \text{ Ом/км};$$

$$b_0 = 2,658 \text{ мкСм/км};$$

$$R_{\text{Л}} = 0,244 \cdot 0,9 = 0,219 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{Л}} = 0,427 \cdot 0,9 = 0,39 \text{ Ом};$$

$$B_{\text{Л}} = 2,658 \cdot 0,9 = 2,392 \text{ мкСм}.$$

Произведем расчет оставшихся ветвей через ПВК RastrWin3 и примем их для расчета режимов.

Таблица 3 – Параметры ветвей ПВК RastrWin3 для расчета режима

Тип	Ннач	Нкон	Название	R	X	B	Кт/г
Выкл	12,00	26,00	ПС Осиновая речка СН - ПС Осиновая речка средняя сторона	0	0	0	0
Тр-р	20,00	21,00	ПС НС-2 - ПС НС-2 НН	11,25	48,48	13,75	0,01
Тр-р	18,00	19,00	ПС НС-1 - ПС НС-1 НН	42,59	56,41	3,07	0,10
Тр-р	15,00	16,00	ПС Осиновая речка нейтраль - ПС Осиновая речка СН	5,03	0,00	0,00	0,33
Тр-р	14,00	15,00	ПС Осиновая речка ВН Т2 - ПС Осиновая речка нейтраль	5,03	142,08	8,22	1,00
Тр-р	11,00	12,00	ПС Осиновая речка нейтраль - ПС Осиновая речка СН	5,03	0,00	0,00	0,33
Тр-р	10,00	11,00	ПС Осиновая речка ВН Т1 - ПС Осиновая речка нейтраль	5,03	142,08	8,22	1,00
Тр-р	7,00	9,00	ПС Корфовская нейтраль - ПС Корфовская НН	2,58	51,60	0,00	0,10
Тр-р	7,00	8,00	ПС Корфовская нейтраль - ПС Корфовская СН	2,58	0,00	0,00	0,33

Продолжение таблицы 3

Тр-р	6,00	7,00	ПС Корфовская ВН Т2 - ПС Корфовская нейтраль	2,58	88,82	11,97	1,00
Тр-р	3,00	5,00	ПС Корфовская нейтраль - ПС Корфовская НН	2,58	51,60	0,00	0,10
Тр-р	3,00	4,00	ПС Корфовская нейтраль - ПС Корфовская СН	2,58	0,00	0,00	0,33
Тр-р	2,00	3,00	ПС Корфовская ВН Т1 - ПС Корфовская нейтраль	2,58	88,82	11,97	1,00
ЛЭП	30,00	25,00	- ПС Осинская речка шина 110 кВ	6,50	11,18	- 69,16	0
ЛЭП	28,00	20,00	Отпайка на НС-1 - ПС НС-2	1,29	1,32	-7,65	0
ЛЭП	26,00	29,00	ПС Осинская речка средняя сторона -	0,50	0,86	-5,32	0
ЛЭП	26,00	28,00	ПС Осинская речка средняя сторона - Отпайка на НС-1	0,50	0,86	-5,32	0
ЛЭП	1,00	22,00	ПС Хехцир 110 кВ - Шина 110 кВ ПС Корфовская	0,25	0,43	-2,66	0
Выкл	22,00	30,00	Шина 110 кВ ПС Корфовская	0	0,00	0,00	0
Выкл	29,00	18,00	ПС НС-1	0	0	0	0

Продолжение таблицы 3

Выкл	28,00	18,00	Отпайка на НС-1 - ПС НС-1	0	0	0	0
Выкл	16,00	26,00	ПС Осиновая речка СН - ПС Осиновая речка средняя сторона	0	0	0	0
Выкл	17,00	27,00	ПС Осиновая речка НН - ПС Осиновая речка шина НН	0	0	0	0
Выкл	13,00	27,00	ПС Осиновая речка НН - ПС Осиновая речка шина НН	0	0	0	0
Выкл	25,00	14,00	ПС Осиновая речка шина 110 кВ - ПС Осиновая речка ВН Т2	0	0	0	0
Выкл	25,00	10,00	ПС Осиновая речка шина 110 кВ - ПС Осиновая речка ВН Т1	0	0	0	0
Выкл	8,00	23,00	ПС Корфовская СН - ПС Корфоская СН	0	0	0	0
Выкл	4,00	23,00	ПС Корфовская СН - ПС Корфоская СН	0	0	0	0
Выкл	22,00	6,00	Шина 110 кв ПС Корфовская - ПС Корфовская ВН Т2	0	0	0	0

Продолжение таблицы 3

Выкл	22,00	2,00	Шина 110 кв ПС Корфовская - ПС Корфовская ВН Т1	0	0	0	0
Тр-р	11,00	13,00	ПС Осиновая речка нейтраль - ПС Осиновая речка НН	5,03	82,50	0	0,10
Тр-р	15,00	17,00	ПС Осиновая речка нейтраль - ПС Осиновая речка НН	5,03	82,50	0	0,10

Для проверки сечений проводов ЛЭП в режиме максимальных нагрузок произведем расчет тока по методу экономических токовых интервалов и полученное расчетное значение сравним с длительно допустимым током по линии.

Таблица 4 – Показатели тока в линиях электропередачи в нормальном режиме

Nнач	Nкон	Название	Iнач	Iкон	Место	Iдоп25 ДДТН	Iн/Iддтн
30	25	ПС Хехцир - ПС Осиновая речка	7	7	ВН	390	1,8
28	20	Отпайка - ПС НС-2	4	4	ВН	265	1,02
26	29	ПС Осиновая речка НС1	3	3	ВН	390	0,77
26	28	ПС Осиновая речка - отпайка	3	3	ВН	390	0,77

1	22	ПС Хехцир 110 кВ -	88	88	ВН	390	23
---	----	-----------------------	----	----	----	-----	----

Для верификации модели сети, используемой в расчётах, сравним напряжения в узлах, рассчитанных в ПВК RastrWin3 с номинальными значениями, и определим величины отклонений, которые согласно таблице 5 не выходят за нормативные требования.

Таблица 5 – Величины отклонения напряжений в нормальном режиме

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
ПС Корфовская СН	35	35,18	0,48
ПС Корфовская НН 1	6	6,05	0,67
ПС Корфовская НН 2	10	9,9	1,1
ПС Осинвая речка СН	35	35,15	0,42
ПС Осинвая речка НН	10	9,89	1,11
ПС НС-1 НН	6	5,98	0,33
ПС НС-2 НН	6	5,97	0,5

Представленные в таблице 5 величины отклонений напряжения в сети, не выходят за 10% от номинального напряжения, поэтому данную модель сети можно использовать для дальнейших расчетов и анализа режимов. Анализ для режима минимальных нагрузок идентичен.

Для анализа тяжёлых послеаварийных режимов был проведен расчет, при котором отключение одного элемента сети приводит к тяжелым последствиям.

Для примера сделаем расчет режима при отключении ВЛ 110 кВ ПС Хехцир – ПС Осиновая речка в режиме максимальных нагрузок.

Таблица 6 – Показатели тока в линиях электропередачи, в послеаварийном режиме

Ннач	Нкон	Название	Інач	Ікон	Место	Ідоп25 ДДТН	Ін/Іддтн
30	25	ПС Корфовская - ПС Осиновая речка	0	0	ВН	390	0
1	22	ПС Хехцир 110 кВ - ПС Корфовская	84	84	ВН	390	22

Величина отклонения напряжения на подстанциях в послеаварийном режиме представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Величины отклонения напряжений в послеаварийном режиме

Название	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
ПС Корфовская СН	35	35,17	0,48
ПС Корфовская НН 1	6	6,04	0,67
ПС Корфовская НН 2	10	9,89	1,11

В данном результате расчета послеаварийного режима можно увидеть, что ПС Осиновая речка и отходящие от нее подстанции полностью отключены из-за проблем с надежностью.

2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗОК ПОДСТАНЦИИ И ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ЛИНИИ

2.1 Расчет нагрузок

Согласно материалам, полученным на практике, нагрузка на первой очереди составляет 15 МВт.

Коэффициент формы рассчитаем по формуле:

$$K_{\phi} = \sqrt{\frac{1 + 2 \cdot K_3}{3 \cdot K_3}} \quad (10)$$

Средняя активная и реактивная мощности нагрузки:

$$P_{cp} = \frac{P_{\max}}{K_{\max}} \quad (11)$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (12)$$

Эффективная активная и реактивная мощности рассчитывается по формулам:

$$P_{\text{эф}} = P_{cp} \cdot k_{\phi} \quad (13)$$

$$Q_{\text{эф}} = Q_{cp} \cdot k_{\phi} \quad (14)$$

Рассмотрим расчет электрической нагрузки.

Для расчета примем, что коэффициент заполнения $K_z = 0,5$.

Коэффициент формы:

$$K_\phi = \sqrt{\frac{1 + 2 \cdot 0,5}{3 \cdot 0,5}} = 1,15.$$

Средняя активная и реактивная мощность нагрузки:

$$P_{cp} = \frac{15}{1,2} = 12,5 \text{ МВт},$$

$$Q_{cp} = 12,5 \cdot 0,4 = 5 \text{ Мвар}.$$

Эффективная активная и реактивная мощности:

$$P_{эф} = 12,5 \cdot 1,15 = 14,375 \text{ МВт},$$

$$Q_{эф} = 5 \cdot 1,15 = 5,75 \text{ Мвар}.$$

Определяем прогнозируемую нагрузку по формуле сложных коэффициентов:

$$P_{прог}^{cp} = P_{cp} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{np} - t_{\delta}} \quad (15)$$

где ε - среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки;

Для Хабаровского края принимаем согласно СиПР $\varepsilon = 4,94\%$ [10].

где t_{np} – год, на который прогнозируется нагрузка;

где t_{δ} – год начала отсчета;

$$P_{прог}^{cp} = 12,5 \cdot (1 + 0,0494)^5 = 15,9 \text{ МВт},$$

$$Q_{прог}^{cp} = 5 \cdot (1 + 0,0494)^5 = 6,36 \text{ Мвар}.$$

2.2 Компенсация реактивной мощности

Компенсация реактивной мощности обеспечивает стабильность работы электрических сетей и повышает их энергоэффективность. Основная задача таких устройств – поддержание оптимального уровня напряжения в узлах сети.

Рассчитаем экономически целесообразную реактивную мощность, которую требуется передать по формуле:

$$Q_{\phi} = P_{max} \cdot tg\varphi \quad (16)$$

где P_{max} – суммарная установленная мощность одной подстанции;

где $tg\varphi$ – коэффициент мощности, равный 0,4

$$Q_9 = 15 \cdot 0,4 = 6 \text{ Мвар}$$

Определим требуемую мощность компенсирующего устройства на подстанции:

$$Q_{KY} = Q_{\max} - Q_9 \quad (17)$$

$$Q_{\max} = Q_{cp} \cdot k_{\max} \quad (18)$$

$$Q_{\max} = 5 \cdot 1,4 = 7 \text{ Мвар}$$

$$Q_{KY} = 7 - 6 = 1 \text{ Мвар}$$

Определим реактивную мощность, которую нужно скомпенсировать:

$$Q_{KY1u} = \frac{Q_{KY}}{n} \cdot 1,1 \quad (19)$$

$$Q_{KY1u} = \frac{1}{2} \cdot 1,1 = 0,55 \text{ Мвар}$$

Выбираем устройство компенсации реактивной мощности марки УКРМ-10,5-300-2x150p УЗ.

Находим фактическую мощность компенсирующих устройств по формуле:

$$Q_{КУ\phi} = 2 \cdot Q_{КУ3} \quad (20)$$

$$Q_{КУ\phi} = 2 \cdot 0,3 = 0,6 \text{ Мвар}$$

Определяем некомпенсированную реактивную мощность:

$$Q_{неск} = Q_{\max} - Q_{КУ\phi} \quad (21)$$

$$Q_{неск} = 7 - 0,6 = 6,4 \text{ Мвар}$$

2.3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

На проектируемой подстанции потребители будут I и II категории по требованиям надежности электроснабжения. Из этого следует, что на подстанции необходимо установить два силовых трансформатора. В таком случае обеспечивается надежное электроснабжение потребителей электроэнергии.

Мощность трансформаторов рассчитаем по формуле:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{N \cdot K_3} \quad (22)$$

где K_3 – коэффициент загрузки силового трансформатора, принимается равным $K_3=0,7$;

где N – количество трансформаторов;

где P_{cp} – средняя активная мощность;

где $Q_{неск}$ – некомпенсированная реактивная мощность.

$$S_p = \frac{\sqrt{15,9^2 + 6,4^2}}{2 \cdot 0,7} = 12,23 \text{ МВА}$$

В результате, выбираем трансформатор марки ТДТН-16000/110.

Выбранный трансформатор проверяем по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах.

Для нормального режима должно соблюдаться условие:

$$K_3^{норм} = \frac{S_p}{n_T \cdot S_{НОМ}} \leq 0,7 \quad (23)$$

где n_T – количество работающих трансформаторов;

где $S_{НОМ}$ – номинальная мощность трансформатора.

$$K_3^{норм} = \frac{12,23}{2 \cdot 16} = 0,38 \leq 0,7$$

В послеаварийном режиме работы один трансформатор выведен из строя и должно соблюдаться условие:

$$K_3^{авар} = \frac{S_P}{S_{НОМ}} \leq 1,4 \quad (24)$$

$$K_3^{авар} = \frac{12,232}{16} = 0,76 \leq 1,4$$

Таким образом выбираем два трансформатора марки ТДТН-16000/110.

2.4 Варианты исполнения линии 110 кВ

Линию можно выполнить в двух вариантах. Первый вариант – воздушная линия, второй вариант - кабельная линия. Выбор между ВЛ и КЛ будет определяться по технико-экономическим расчетам.

Выбор сечений проводов производится по методу экономических токовых интервалов.

Для этого необходимо найти максимальный ток в линиях:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P_{max}^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}}, \quad (25)$$

где P_{max} , $Q_{неск}$ – потоки активной максимальной и реактивной мощностей, МВт, Мвар;

n – количество цепей;

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

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

$$I_P = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \quad (26)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и совмещение максимумов нагрузки в электрической сети.

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

Выберем сечение ВЛ для стороны высшего напряжения.

$$I_{max} = \frac{\sqrt{15,9^2 + 6,36^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 0,044 \text{ кА.}$$

$$I_P = 0,044 \cdot 1,05 \cdot 1,1 = 0,051 \text{ А.}$$

Для выполнения воздушной линии примем к установке провод марки АС 120/19.

Выбор сечений кабельной линии.

При проектировании линии электропередачи 110 кВ и выше кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена являются оптимальным решением благодаря ряду важных преимуществ:

- высокая электрическая прочность и надежность;
- пропускная способность в 1,2-1,3 раза больше благодаря более высокой длительно допустимой температуре;
- большой срок службы;
- термическая стойкость при токах короткого замыкания выше благодаря большей предельной температуре;
- низкие диэлектрические потери уменьшают эксплуатационные расходы.

Определяем расчетный ток:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{15,9^2 + 6,36^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 0,044 \text{ кА.}$$

Принимаем сечение 185 мм² с допустимым током 600 А.

Выбираем кабель марки АПвПу2г-185/35

2.5 Возможные варианты сети

При выборе между кабельными и воздушными линиями электропередачи нужно опираться на такие факторы как: характер местности, климатические особенности окружающей среды, необходимость защиты от внешних воздействий и экономические соображения.

Воздушные линии дешевле в установке и ремонте, но более уязвимы к погодным условиям и имеют эстетические недостатки. Такие линии остаются

востребованными там, где важна простота электроснабжения при минимальных капиталовложениях.

Кабельные линии обладают такими преимуществами как: повышенная надежность от внешних воздействий, незаметность, гибкость маршрута и применение в труднодоступных местах. Прокладка кабеля под водой – это надежный способ передачи электроэнергии через водные преграды

Выбор конкретной линии электропередачи выполняется на основе технико-экономического сравнение вариантов.

Вариант 1: строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Корфовская – Осиновая речка до нового центра питания 110/35/10 кВ путем воздушной линии.

Вариант 2: строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Корфовская – Осиновая речка до нового центра питания 110/35/10 кВ путем кабельно-воздушной линии.

3 ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИНИМАЕМЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

При разработке схемы выдачи мощности выбор рекомендуемого варианта технических решений по выдаче мощности должен осуществляться на основании технико-экономического сравнения вариантов по критерию минимума суммарных дисконтированных затрат.

$$Z = \sum_{t=1}^{T_p} (K + II) \cdot (1 + d)^{-t} \quad (27)$$

где K – суммарные капиталовложения в проектируемую сеть;

где II – суммарные затраты на передачу электроэнергии;

где T_p – длительность периода суммирования затрат;

где d – ставка дисконтирования, принимается равным 0,1.

3.1 Расчет капиталовложений

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

$$K = K_{ПС} + K_{Л} \quad (28)$$

Капиталовложения на строительство ЛЭП определяются следующим образом:

$$K_{\text{Л}} = \sum (K_0 \cdot l_{\text{ЛЭП}}) \cdot K_{\text{ИНФ}} \cdot K_{\text{П}} \quad (29)$$

где K_0 – удельные капиталовложения на строительство 1 километра ВЛ;

где $l_{\text{ЛЭП}}$ – длина участка;

где $K_{\text{ИНФ}}$ – коэффициент инфляции, принимаемый равным 12,6 [29];

где $K_{\text{П}}$ – поправочный районный коэффициент, принимаемый равным 1,2 [30].

Определим капиталовложения в ЛЭП на участке ПС Корфовская – ПС на Большом Уссурийском с проводом АС-120/19 для варианта №1.

$$K_{\text{Л}} = 2450 \cdot 20 \cdot 12,6 \cdot 1,2 = 740880 \text{ тыс.руб.}$$

Аналогичным образом определяем капиталовложения в ЛЭП на участке ПС Корфовская – ПС на Большом Уссурийском с проводом АС-120/19 и кабелем АПвПу2г-185 для варианта №2. Результаты расчета будут сведены в таблицу 8 и 9.

Таблица 8 – Капитальные вложения в ЛЭП для варианта №1

Участок	Длина, км.	Марка линии	$K_{\text{Л}}$, тыс. руб.
ПС Корфовская – ПС на Большом Уссурийском	40	АС-120/19	1481760
Итого			1481760

Таблица 9 – Капитальные вложения в ЛЭП для варианта №2

Участок	Длина, км.	Марка линии	K_L , тыс. руб.
ПС Корфовская – ПС на Большом Уссурийском	18	АС-120/19	1333584
	2	АПвПу2г-185	136080
Итого			1469664

Капиталовложения на сооружение станций входят суммы на приобретение трансформаторов, сооружение ОРУ, постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территорий. Капитальные вложения на сооружение станций, тыс. руб:

$$K_{ПС} = (K_{Ом.з} + K_{Пост} + K_{РУ} + K_{Тр}) \cdot K_{ИНФ} \quad (30)$$

где $K_{Ом.з}$ – стоимость отвода земли для строительства ПС;

где $K_{Пост}$ – постоянная часть затрат, для схемы 4Н - 110 кВ 32574 тыс. руб;

где $K_{РУ}$ – стоимость распределительных устройств, для одного элегазового выключателя на 110 кВ 14057 тыс. руб;

где $K_{Тр}$ – затраты на установку трансформатора 5900 тыс. руб.

Таблица 10 – Капиталовложения на сооружение станции, тыс. руб.

Вариант	$K_{Ом.з}$	$K_{Пост}$	$K_{РУ}$	$K_{Тр}$	Итого
1	150000	32574	168684	11800	4234351,4
2	150000	32574	168684	11800	4234351,4

Капиталовложения на сооружение ЛЭП и строительство ПС:

$$K_1 = 4234351,4 + 1481760 = 5716111,4$$

$$K_2 = 4234351,4 + 733832 = 5704015,4$$

3.2 Расчет ежегодных эксплуатационных издержек

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

$$I = I_{\text{ЭКС}} + I_{\text{Ам}} + I_{\Delta W} \quad (31)$$

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

где $I_{\text{Ам}}$ – издержки на амортизацию;

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

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{\text{ЭКС}} = \alpha_{\text{ЛЭП}} \cdot K_{\text{ЛЭП}} + \alpha_{\text{ПС}} \cdot K_{\text{ПС}} \quad (32)$$

где $\alpha_{\text{ЛЭП}}$ – нормированные отчисления на ремонт и эксплуатацию линий, для линии 110 кВ примем 0,0085 [31].

где $\alpha_{ПС}$ – нормированные отчисления на ремонт и эксплуатацию подстанции, для подстанции 110 кВ примем 0,05 [31].

Результаты расчета сведены в таблицы 11

Таблица 11 – Результаты расчета издержек на эксплуатацию и ремонт

Вариант	$K_{ЛЭП}$, тыс.руб.	$K_{ПС}$, тыс.руб.	$I_{ЭКС}$, тыс.руб.
1	1481760	4234351,4	224312,5
2	1469664	4234351,4	222740,1

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$I_{Am} = \frac{K}{T_{CP}} \quad (33)$$

где T_{CP} – срок службы оборудования, принимаем 25 лет [31].

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

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot T_{nom} \quad (34)$$

где ΔW – потери в элементах сети, определяется исходя из расчетов режимов;

где T_{nom} – стоимость потерь 1 кВт·Ч электроэнергии, равен 2,5 руб/ кВт·Ч.

Результаты расчета эксплуатационных издержек приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Эксплуатационные издержки

Вариант	$I_{ЭКС}$, тыс. руб.	$I_{Ам}$, тыс. руб.	$I_{\Delta W}$, тыс. руб.	I , тыс. руб.
1	224312,5	228644,46	14678,08	430437,26
2	222740,1	228160,6	13929,17	429346,53

Дисконтированные затраты для двух вариантов схемы выдачи мощности:

$$З = \sum_{t=1}^{10} (430437,26 + 5716111,4) \cdot (1 + 0,1)^{-t} = 5587771,5 \text{ тыс.руб.}$$

$$З = \sum_{t=1}^{10} (429346,53 + 4954126,4) \cdot (1 + 0,1)^{-t} = 5575783,6 \text{ тыс.руб.}$$

В результате технико-экономических расчетов вариантов выдачи мощности, второй вариант оказался дешевле

Исходя из расчетов выше, целесообразно выбрать вариант №2 для дальнейшей проработки.

4 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ НА ПС ОСИНОВАЯ РЕЧКА – ПС НА БОЛЬШОМ УССУРИЙСКОМ

На рисунке приведен участок, для которого будет производиться расчет.

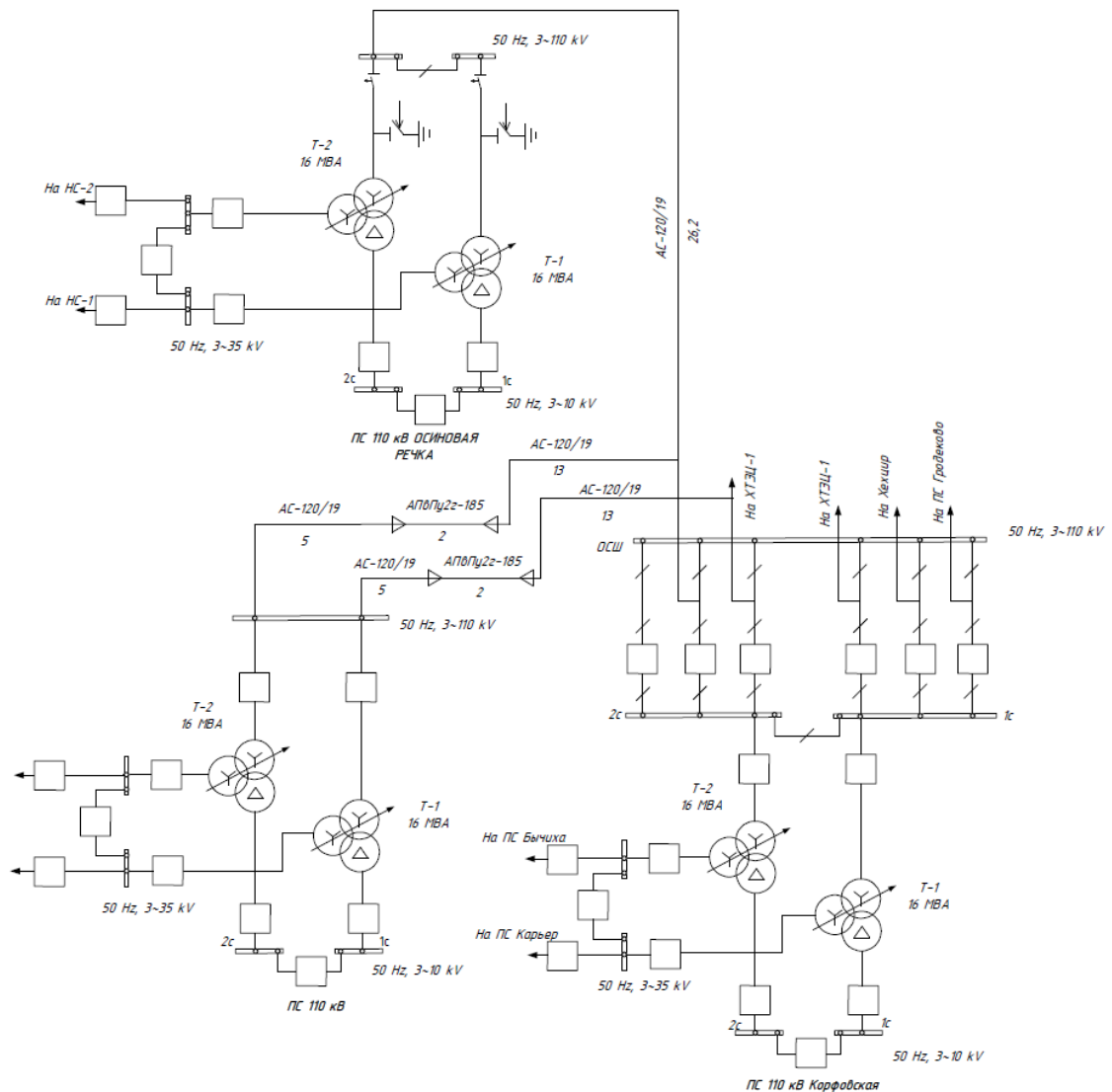


Рисунок 2 – Схема подстанций

4.1 Проверка провода АС-120/19

Определим длительно допустимый ток для провода АС-120/19.

Согласно ПУЭ и справочным данным, провод АС-120/19 имеет следующие характеристики:

1. Сечение алюминиевой части: 120 мм²

2. Длительно допустимый ток: 390 А

Определим ток нагрузки для участка ПС Корфовская – ПС Осиновая речка:

$$I_{ном} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (35)$$

$$I_{ном} = \frac{11,3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 59,3 \text{ А}$$

$$I_{ном} < I_{д.д.т} \quad (36)$$

$$59,3 < 390 \text{ А}$$

Провод АС-120/19 соблюдает условие, так как его длительно допустимый ток значительно превышает рабочий ток нагрузки.

Расчет участка: ПС Корфовская – отпайка.

$$I_{ном} = \frac{22,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 117,6 \text{ А}$$

$$I_{ном} < I_{д.д.т}$$

$$117,6 < 390 \text{ А}$$

Условие соблюдается.

Расчет тока с учетом отпайки:

$$I_{ном} = \frac{22,4 + 11,3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 176,9 \text{ А}$$

$$176,9 < 390 \text{ А}$$

Условие соблюдается.

Произведем проверку для перспективного роста нагрузок. Перегрузим трансформаторы на 30%.

На проектируемой подстанции мощность будет равна:

$$22,4 \cdot 1,3 = 29,12 \text{ МВА.}$$

На подстанции Осиновая речка:

$$11,3 \cdot 1,3 = 14,7 \text{ МВА}$$

Тогда номинальный ток нагрузки будет равен:

$$I_{ном} = \frac{29,12 + 14,7}{\sqrt{3} \cdot 110} = 229,9 \text{ А}$$

$$229,9 < 390 \text{ А}$$

Условие соблюдается.

Вывод: провод АС-120/19 подходит для заданной схемы, так как:

1. В нормальном режиме максимальный ток не превышает длительно допустимый.
2. При перегрузке трансформаторов на 30% запас по току сохраняется.

4.2 Проверка кабеля АПвПу2г-185

Согласно ПУЭ и справочным данным, кабель АПвПу2г-185 имеет следующие характеристики:

1. Сечение алюминиевой жилы: 185 мм²
2. Длительно допустимый ток: 370 А

Ток нагрузки для участка ПС Корфовская – Отпайка:

$$I_{ном} = \frac{22,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 117,6 \text{ А}$$

$$176,9 < 370 \text{ А}$$

Кабель АПвПу2г-185 соблюдает условие, так как его длительно допустимый ток значительно превышает рабочий ток нагрузки.

Произведем проверку для перспективного роста нагрузок. Перегрузим трансформаторы на 30%.

На проектируемой подстанции мощность будет равна:

$$22,4 \cdot 1,3 = 29,12 \text{ МВА.}$$

Тогда номинальный ток нагрузки будет равен:

$$I_{ном} = \frac{29,12}{\sqrt{3} \cdot 110} = 152,8 \text{ А}$$

$$152,8 < 370 \text{ А}$$

Условие соблюдается.

Вывод: кабель АПвПу2г-185 подходит для заданной схемы, так как:

1. В нормальном режиме максимальный ток не превышает длительно допустимый.
2. При перегрузке трансформаторов на 30% запас по току сохраняется.

Приведенные выше результаты сведем в таблицы.

Таблица 13 – Характеристики провода АС-120/19

Наименование характеристики	Ед. изм.	Значение
Допустимый ток	А	390
Срок службы, не менее	лет	45
Диапазон температур эксплуатации	°С	от – 70 до +90

Таблица 14 – Характеристики кабеля АПвПу2г-185

Наименование характеристики	Ед. изм.	Значение
Допустимый ток	А	370
Срок службы, не менее	лет	30
Диапазон температур эксплуатации	°С	от -60 до +50

Таблица 15 – Сравнение длительно допустимого тока

Участок: ПС Корфовская – ПС Осиновая речка	
Длительно допустимый ток провода, А, АС-120/19	Ток нагрузки, А
390	59,3

Таблица 16 – Сравнение длительно допустимого тока

Участок: ПС Корфовская – Отпайка	
Длительно допустимый ток провода, А, АС-120/19	Ток нагрузки, А
390	117,6

Таблица 17 – Сравнение длительно допустимого тока

Участок: ПС Корфовская – ПС Осиновая речка с учетом отпайки	
Длительно допустимый ток провода, А, АС-120/19	Ток нагрузки, А
390	176,9

Таблица 18 – Сравнение длительно допустимого тока

Участок: ПС Корфовская – ПС Осиновая речка с учетом отпайки при перегрузке трансформаторов	
Длительно допустимый ток провода, А, АС-120/19	Ток нагрузки, А
390	229,9

Таблица 19 – Сравнение длительно допустимого тока

Участок: ПС Корфовская – Отпайка	
Длительно допустимый ток кабеля, А, АПвПу2г-185	Ток нагрузки, А
370	117,6

Таблица 20 – Сравнение длительно допустимого тока

Участок: ПС Корфовская – Отпайка при перегрузке трансформаторов	
Длительно допустимый ток кабеля, А, АПвПу2г-185	Ток нагрузки, А
370	152,8

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов КЗ будет производиться в относительных единицах:

$S_6=1000$ МВА; $U_{61}=115$ кВ; $U_{62}=37$ кВ; $U_{63}=6,3$ Кв.

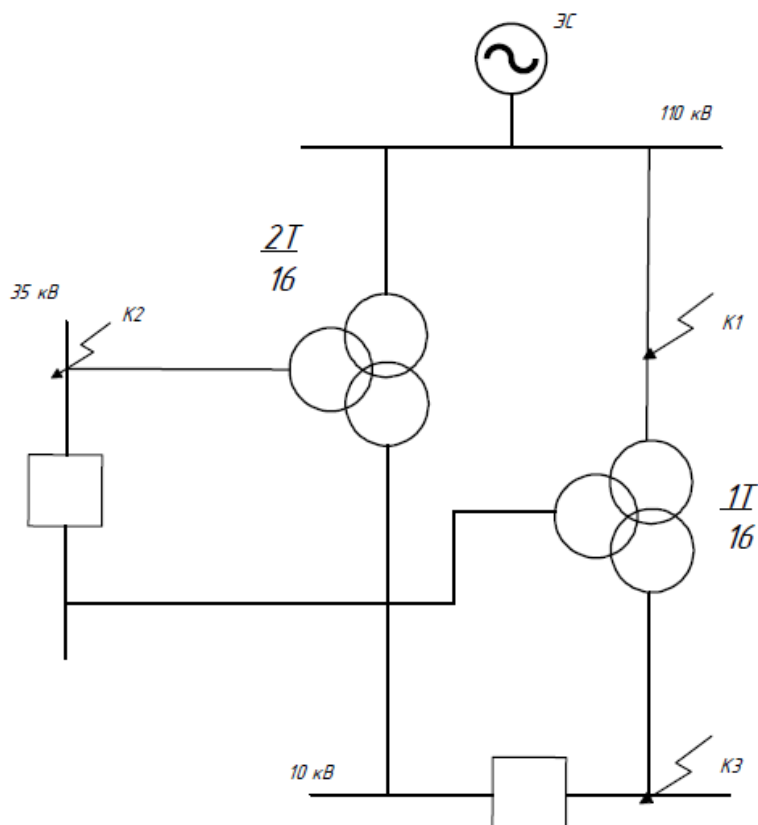


Рисунок 3 – Расчетная схема для расчета токов КЗ

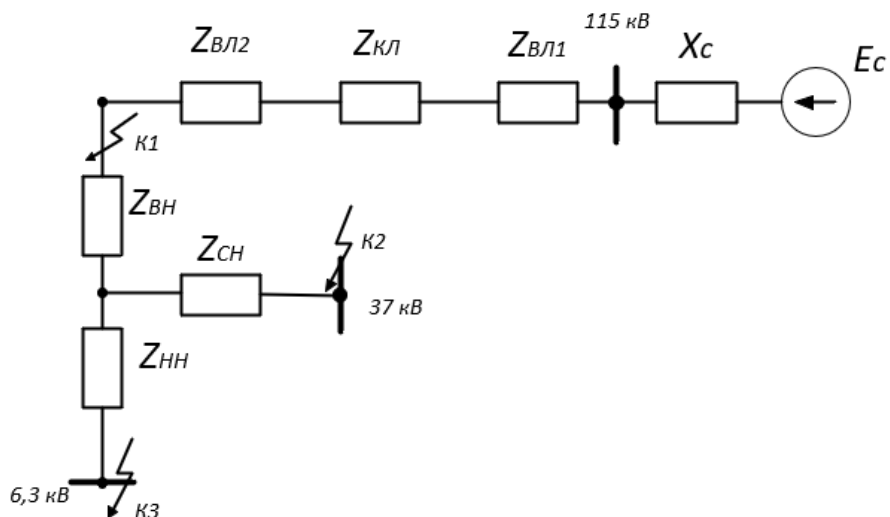


Рисунок 4 – Схема замещения для токов короткого замыкания

Нагрузка мощность порядка 100 кВт может подпитать точку КЗ на уровне 10-15 ампер, если нагрузка включена непосредственно в точку КЗ. Согласно указаниям в РД подпитку от нагрузки не учитываем [11].

Сопротивление энергосистемы определяется по формуле:

$$X_c = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз}} \cdot U_{\text{cp}}} \quad (37)$$

где U_{cp} – среднее номинальное напряжение сети

$$X_c = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 13,4 \cdot 115} = 0,037 \text{ о.е.}$$

Сопротивление кабельных и воздушных линий:

$$X_l = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\text{cp}}^2} \quad (38)$$

где x_0 – удельное сопротивление линии, Ом/км;

где L – длина линии, км.

$$X_{\text{л.ВЛ1}} = 0,249 \cdot 20 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,376 \text{ о.е.};$$

$$X_{л.КЛ} = 0,164 \cdot 2 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,024 \text{ о.е.};$$

$$X_{л.ВЛ2} = 0,249 \cdot 5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,094 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформатора:

$$X_T = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном}} \quad (39)$$

где $u_{к\%}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

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

Сопротивление трансформаторов:

$$u_{KB} = 0,5 \cdot (u_{KBH} + u_{KBC} - u_{KCH}); \quad (40)$$

$$u_{KB} = 0,5 \cdot (u_{KCH} + u_{KBC} - u_{KBC}); \quad (41)$$

$$u_{KB} = 0,5 \cdot (u_{KBH} + u_{KCH} - u_{KBC}). \quad (42)$$

$$u_{KB} = 0,5 \cdot (17 + 10,5 - 6) = 10,75\%;$$

$$u_{KB} = 0,5 \cdot (6 + 10,5 - 17) = -0,25\%;$$

$$u_{KB} = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25\%.$$

$$X_{BH} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,718 \text{ о.е.};$$

$$X_{CH} = 0;$$

$$X_{HH} = \frac{6,25}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 3,906 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление до точки K1:

$$X_{K1} = 0,037 + 0,376 + 0,024 + 0,094 = 0,494 \text{ о.е.} \quad (43)$$

Суммарное сопротивление до точки K2:

$$X_{K2} = 0,037 + 0,376 + 0,024 + 0,094 + 6,718 + 0 = 7,212 \text{ о.е.} \quad (44)$$

Суммарное сопротивление до точки K3:

$$X_{K3} = 0,037 + 0,376 + 0,024 + 0,094 + 6,718 + 3,906 = 11,118 \text{ о.е.} \quad (45)$$

Находим базисные токи:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} \quad (46)$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА};$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 15,6 \text{ кА};$$

$$I_{\sigma 3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,64 \text{ кА}.$$

Ток трехфазного КЗ в точке К1:

$$I_{\Pi 0 K1}^{(3)} = \frac{E}{X_{K1}} \cdot I_{\sigma 1} \quad (47)$$

где E – ЭДС системы.

$$I_{\Pi 0 K1}^{(3)} = \frac{1}{0,494} \cdot 5,02 = 10,16 \text{ кА}$$

Ток трехфазного КЗ в точке К2:

$$I_{I0K2}^{(3)} = \frac{1}{7,212} \cdot 15,6 = 2,16 \text{ кА}$$

Ток трехфазного КЗ в точке К3:

$$I_{I0K3}^{(3)} = \frac{1}{11,118} \cdot 91,64 = 8,24 \text{ кА}$$

Ударный ток определяем по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{I0} \quad (48)$$

где $K_{y\partial}$ – ударный коэффициент, выбирается исходя из удаленности расчетной точки и класса напряжения.

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 10,16 = 25,86 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 2,16 = 5,5 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial 3} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 8,24 = 20,98 \text{ кА}.$$

Ток двухфазного КЗ, рассчитаем по формуле:

$$I_{\Pi 0 K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\Pi 0} \quad (49)$$

$$I_{\Pi 0 K31}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10,16 = 8,8 \text{ кА};$$

$$I_{\Pi 0 K32}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,16 = 1,87 \text{ кА};$$

$$I_{\Pi 0 K33}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,24 = 7,14 \text{ кА}.$$

Таблица 21 – Значения токов двухфазного и трехфазного КЗ

Точка КЗ	$I_{\Pi 0 K3}^{(2)}$, кА	$I_{\Pi 0 K3}^{(3)}$, кА	$i_{y\partial}$, кА	$I_{\Pi 0 K3}^{(1)}$, кА
К1	8,8	10,16	25,86	6,64
К2	1,87	2,16	5,5	-
К3	7,14	7,14	20,98	-

Полученные токи КЗ используются в расчетах для выбора оборудования.

6 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Данный раздел посвящен обоснованию выбора и проверке основного электротехнического оборудования на ПС.

6.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатели являются ключевыми коммутационными аппаратами на подстанциях, обеспечивающими управление электрическими цепями как в нормальных условиях работы, так и при возникновении аварийных ситуаций. Эти устройства выполняют важную функцию оперативного включения и отключения цепей под нагрузкой, а также надежного разрыва токов короткого замыкания.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{ном.ап} \leq U_{ном} \quad (50)$$

где $U_{ном.ап}$ – номинальное напряжение аппарата;

При выборе по максимальному рабочему току требуется соблюсти условие:

$$I_{раб.мах} \leq I_{ном.ап} \quad (51)$$

Где $I_{раб.мах}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения;

Где $I_{ном.ап}$ – номинальный ток аппарата.

Проверка на симметричный ток отключения:

$$I_{откл.ном} \geq I_{П\tau}^{(3)} \quad (52)$$

где $I_{П\tau}^{(3)}$ - ток в момент расхождения контактов;

где $I_{откл.ном}$ – ток предельной коммутационной способности выключателя.

Проверка по включающей способности:

$$i_{вкл.ном} \geq i_{уд} \quad (53)$$

$$I_{вкл.ном} \geq I_{П0}^{(3)} \quad (54)$$

где $i_{вкл.ном}$ – наибольший пик тока включения, кА;

где $I_{вкл.ном}$ – номинальный ток включения, кА.

Проверка возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{аном} \geq i_{ат} \quad (55)$$

где $i_{аном}$ – номинальное допустимое значение апериодической составляющей отключаемого тока, кА;

где $i_{ат}$ – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов, кА.

Для определения данных параметров используются следующие формулы:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \frac{\beta}{100} \quad (56)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (57)$$

где β - номинальное относительное содержание апериодической составляющей, %;

где τ - наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения контактов, с:

$$\tau = t_{сз.min} + t_{св} \quad (58)$$

где $t_{сз.min}$ – минимальное время срабатывания релейной защиты, $t_{сз.min} = 0,01$ с;

где $t_{св}$ – собственное время отключения выключателя, с.

Проверка по отключающей способности по величине полного тока КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{ПО}^{(3)} + i_{ат} \quad (59)$$

Для нормальной работы большинства аппаратов важно обеспечить их динамическую устойчивость:

$$I_{пр.сквоз} \geq I_{П0}^{(3)} \quad (60)$$

$$i_{дин} \geq i_{уд} \quad (61)$$

где $I_{пр.сквоз}$ – действующее значение периодической составляющей предельного тока КЗ, кА.

где $i_{дин}$ – наибольший пик тока электродинамической стойкости, кА.

Проверка по термической устойчивости выключателя производится по следующей формуле:

$$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (62)$$

где $t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости, с;

где $I_{тер}$ – среднеквадратичное значение тока за время его протекания;

где B_K – тепловой импульс тока по расчету, кА²с.

Полный импульс квадратичного тока КЗ находится по формуле:

$$B_K = I_{П0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) \quad (63)$$

где T_a – постоянная времени;

где $t_{откл}$ – время отключения, с.

Время отключения определяется:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{откл.выкл} \quad (64)$$

где $t_{рз}$ – время действия основной релейной защиты, с;

где $t_{откл.выкл}$ – полное время отключения выключателя, с.

Максимально возможный ток на стороне 110 кВ находится по формуле:

$$I_{\max.BH} = I_{\max} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (65)$$

$$I_{\max.BH} = \frac{17,12}{\sqrt{3} \cdot 110} = 89 \text{ А.}$$

Максимально возможный ток на стороне 35 кВ:

$$I_{\max.BH} = \frac{17,12}{\sqrt{3} \cdot 35} = 283 \text{ А.}$$

$$B_K = I_{П0}^{(3)2} \cdot (t_{откл} + T_a) \quad (66)$$

$$B_K = 10,16^2 \cdot (3 + 0,01) = 311 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{K.ном} = I_{T.C.}^2 \cdot t_{T.C.} \quad (67)$$

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

$$B_K \leq B_{K.ном} \quad (68)$$

$$311 \leq 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} - \text{условие соблюдается}$$

На шинах напряжением 110 кВ выбираем элегазовые выключатели марки ВГТ-110П-40/2500У1 с пружинным приводом. Выключатели элегазовые серии ВГТ предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах, а также работы в циклах АПВ в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с номинальным напряжением 110 кВ.

Таблица 22 – Сравнение каталожный и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{мах} = 89 \text{ А}$	$I_{мах} \leq I_{ном}$
$I_{вкл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{П0} = 10,16 \text{ кА}$	$I_{вкл.ном} \geq I_{П0}$
$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{П0} = 10,16 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{П0}$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$I_{уд} = 25,86 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 311 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Исходя из выше приведенных условий, выключатель соответствует условиям.

Для установки 35 кВ выбираем элегазовый выключатель ВГТ-35П-50/3150У1 с пружинным приводом.

Расчет производится аналогичным образом.

Таблица 23 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{max} = 283 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{вкл.ном} = 50 \text{ кА}$	$I_{П0} = 2,16 \text{ кА}$	$I_{вкл.ном} \geq I_{П0}$
$I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$	$I_{П0} = 2,16 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{П0}$
$i_{дин} = 127,5 \text{ кА}$	$I_{уд} = 5,5 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 14,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Исходя из данных сравнений, выключатель соответствует всем условиям и может быть принят к установке.

6.2 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель – это коммутационный аппарат, выполняющий несколько ключевых функций в электроустановках. В отличие от выключателей, они предназначены для операций с обесточенными цепями или при незначительных токах. Главной конструктивной особенностью разъединителей является создание видимого воздушного промежутка между контактами в отключенном положении, что обеспечивает визуальное подтверждение разрыва цепи и необходимо для безопасного проведения ремонтных работ.

Расчет разъединителей аналогичен расчету выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, так как они не предназначены для отключения цепей, находящиеся под нагрузкой.

На стороне 110 кВ устанавливаем разъединитель РГ-110/1000 УХЛ1, оснащенный электродвигательным приводом.

Таблица 24 – Сравнение каталожный и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{max} = 89 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$I_{y\partial} = 25,86 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq I_{y\partial}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 1625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 1625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Исходя из приведенных выше данных, разъединители соответствуют условиям выбора.

На стороне 35 кВ выбираем разъединители типа РГ-35/1000 УХЛ1, оснащенный электродвигательным приводом.

Таблица 25 – Сравнение каталожный и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{max} = 283 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{y\partial} = 5,5 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq I_{y\partial}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 112,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 112,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Данный разъединитель соответствует условиям выбора.

6.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока – это специальное электрическое устройство, преобразующее ток первичной цепи во вторичный с сохранение коэффициента трансформации в установленных пределах. Устройство позволяет измерять малые токи в высоковольтных системах.

Для выбора ТТ определяем нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} \quad (69)$$

где $Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка ТТ в выбранном классе точности;

где Z_2 – вторичная нагрузка ТТ.

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и сопротивления контактов.

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_{к} \quad (70)$$

Выбор трансформатора тока на сторону ВН.

Таблица 26 – Мощности и типы приборов

Прибор	Тип	Потребляемая мощность приборами по фазам, ВА.		
		А	В	С
Амперметр	ION 8600	-	0,5	-
Ваттметр	ION 8600	0,5	0,5	0,5

Продолжение таблицы 26

Варметр	ION 8600	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ и РЭ	Энергомера СЕ 301	7,5	-	7,5
Итого:		8,5	1,5	8,5

Необходимо выполнить условие для обеспечения заданного класса точности:

$$Z_{2ном} \geq R_{приб} + R_{пр} + R_{\kappa} \quad (71)$$

Сопротивление провода находится по формуле:

$$R_{пр} = \frac{\rho \cdot l}{q} \quad (72)$$

где l – длина провода;

где $q=4$ – сечение провода;

где $\rho=0,028$ - удельное сопротивление алюминия.

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 27.

Таблица 27 – Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

U _н , кВ	L, м
1	2
220	100-150
110	75-100
10	6 - 10

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_k = 0,05 \text{ Ом}$.

$$R_{np} = \frac{0,028 \cdot 75}{4} = 0,525 \text{ Ом}$$

Сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2} \quad (73)$$

где $S_{приб}$ – мощность, потребляемая приборами;

где $I_{2ном}$ – вторичный номинальный ток прибора.

$$R_{приб} = \frac{8,5}{5^2} = 0,34 \text{ Ом}$$

$$Z_2 = 0,34 + 0,525 + 0,05 = 0,915 \text{ Ом}$$

На сторону ВН выбираем ТТ ТОГФ 110-УХЛ1.

Таблица 28 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 600 \text{ А}$	$I_{max} = 89 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 50 \text{ кА}$	$I_{уд} = 25,86 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq I_{уд}$
$Z_2 = 0,915 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 24,61 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Трансформатор тока подходит для установки соблюдая все условия.

Выбор ТТ на сторону СН.

Таблица 29 – Мощности и тип приборов

Прибор	Тип	Потребляемая мощность приборами по фазам, ВА.		
		А	В	С
Амперметр	ION 8600	-	0,5	-
Ваттметр	ION 8600	0,5	0,5	0,5
Варметр	ION 8600	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ и РЭ	Энергомера СЕ 301	7,5	7,5	-
Итого:		8,5	8,5	1,0

Необходимо выполнить условие для обеспечения заданного класса точности:

$$Z_{2ном} \geq R_{приб} + R_{пр} + R_{\kappa}$$

Сопротивление провода находится по формуле (51):

$$R_{пр} = \frac{0,028 \cdot 75}{4} = 0,525 \text{ Ом}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_{\kappa} = 0,05 \text{ Ом}$.

Сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН:

$$R_{приб} = \frac{8,5}{5^2} = 0,34 \text{ Ом}$$

Сопротивление нагрузки:

$$Z_2 = 0,34 + 0,525 + 0,05 = 0,915 \text{ Ом}$$

На сторону СН выбираем ТТ ТВТ-35-3-600/5-1.

Таблица 30 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 600 \text{ А}$	$I_{мах} = 89 \text{ А}$	$I_{мах} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{y\partial} = 5,5 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq I_{y\partial}$
$Z_2 = 0,915 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 24,65 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Трансформатор тока соответствует условиям.

Выбор ТТ на сторону НН.

Таблица 31 – Мощности и тип приборов

Прибор	Тип	Потребляемая мощность приборами по фазам, ВА.		
		А	В	С
Амперметр	ION 8600	0,5	0,5	-
Ваттметр	ION 8600	0,5	-	0,5
Варметр	ION 8600	-	-	0,5
Счетчик АЭ и РЭ	Энергомера СЕ 301	7,5	7,5	-
Итого:		8,5	8,0	1,0

Необходимо выполнить условие для обеспечения заданного класса точности:

$$Z_{2ном} \geq R_{приб} + R_{np} + R_{\kappa}$$

Сопротивление провода находится по формуле (51):

$$R_{np} = \frac{0,028 \cdot 75}{4} = 0,525 \text{ Ом}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_{\kappa} = 0,05 \text{ Ом}$.

Сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН:

$$R_{приб} = \frac{8,5}{5^2} = 0,34 \text{ Ом}$$

Сопротивление нагрузки:

$$Z_2 = 0,34 + 0,525 + 0,05 = 0,915 \text{ Ом}$$

На сторону НН выбираем ТТ ТЛМ-10-1-2500/5-4.

Таблица 32 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$

$I_{ном} = 600 \text{ А}$	$I_{max} = 89 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{y0} = 20,98 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq I_{y0}$
$Z_2 = 0,915 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 42,37 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Трансформатор тока соответствует условиям.

6.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для измерения высокого напряжения с помощью стандартных измерительных приборов, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

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

Определим нагрузку от приборов, присоединенных к трансформаторам напряжения, которые установлены на шинах РУ 110 кВ.

На стороне ВН установим ТН НАМИ – 110 УХЛ1.

Таблица 33 – Вторичная нагрузка ТН на стороне ВН

Тип прибора	Прибор	Кол-во приборов	Мощность катушки, ВА	Суммарная мощность катушки, ВА
Вольтметр	СВ-3021	1	4	4
Частотомер	СС-3021	1	5	5
Ваттметр	СР-3021	2	5	10

Варметр	СВ-3021	2	5	10
Сумма				19

Суммарная нагрузка на трансформатор напряжения составляет 19 ВА.

Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН приведены в таблице 34.

Таблица 34 – Сравнение расчетных и каталожных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 250 \text{ ВА}$	$S_p = 19 \text{ ВА}$	$S_{ном} \geq S_p$

По результатам анализа представленные ТН полностью соответствуют техническим критериям и могут быть допущены к установке.

На стороне СН выбираем трансформатор напряжения НАМИ-СЭЩ-35-1-0,2-У3.

Таблица 35 – Сравнение расчетных и каталожных данных ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_p = 19 \text{ ВА}$	$S_{ном} \geq S_p$

По результатам анализа представленные ТН полностью соответствуют техническим критериям и могут быть допущены к установке.

На стороне НН выбираем трансформатор напряжения НАМИ-СЭЩ-10-1-0,2-У3.

Таблица 36 – Сравнение расчетных и каталожных данных ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_p = 19 \text{ ВА}$	$S_{ном} \geq S_p$

По результатам анализа представленные ТН полностью соответствуют техническим критериям и могут быть допущены к установке.

6.5 Выбор ячеек КРУ

Комплектное распределительное устройство (КРУ) представляет собой электротехническое оборудование, выполненное в виде совокупности стандартизированных металлических шкафов (ячеек) в которых компактно размещены все необходимые элементы для приема, распределения и учета электроэнергии.

Конструктивно КРУ включает в себя силовые коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы тока и напряжения, устройства релейной защиты и автоматики, а также вспомогательные системы управления, сигнализации и блокировки. Все компоненты надежно изолированы и размещены в отдельных отсеках металлического корпуса, что обеспечивает безопасность эксплуатации и защиту персонала от поражения электрическим током.

Для КРУ-10 кВ выбираем комплектное распределительное устройство серии КРУ-СЭЩ-63, которое предназначено для приема и распределения электрической энергии промышленной частоты 50 и 60 Гц напряжением 6 (10) кВ на токи 630-2 000 А.

Таблица 37 – Основные параметры шкафа КРУ серии СЭЩ-63

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10

Номинальный ток сборных шин шкафов, А	2000
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	25
Электродинамическая стойкость, кА	80
Термическая стойкость, кА/с	31,5
Тип выключателя	ВВУ
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный

6.6 Выбор и проверка токоведущих частей

В Ору напряжением 110 кВ и выше обычно применяют гибкие шины, выполненные сталеалюминевыми проводами.

Гибкие шины и токопроводы крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим междупазным расстоянием. На данных расстояниях силы междупазных взаимодействий малы, исходя из этого расчетом электродинамического действия для гибких шин пренебрегают. Гибкая ошиновка применяется для присоединения ячеек ввода 35 кВ и КРУ 10 кВ к силовому трансформатору.

$$I_{don} = 390 \text{ А}; q = 117 \text{ мм}^2.$$

Выбор сечения по длительно допустимому току:

$$I_{don} \geq I_{max} \quad (74)$$

Принимаем сечение по допустимому току.

На стороне 110 кВ – АС-120/19, так как $I_{don} = 390 \text{ А}$ превышает $I_{max} = 89 \text{ А}$, то условие выполняется.

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \quad (75)$$

где B_K – тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания;

где C – значение функции для алюминиевых шин и проводов равен $90 A \cdot c^{\frac{1}{2}} / \text{мм}^2$.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{10,16 \cdot 10^6}}{90} = 35,42 \text{ мм}^2$$

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

Проверка на корону.

Максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля E_0 , при которой происходит коронирование, определяется по формуле:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{np}}}\right) \quad (76)$$

где r_{np} – радиус провода, см;

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода, принимается равным 0,82 для многопроволочных проводов.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,2}}\right) = 32,62 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода E определяется по формуле:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_{np} \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{np}}} \quad (77)$$

где U – номинальное напряжение (кВ);

где D_{cp} – среднее геометрическое междуфазное расстояние, определяется по формуле:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D \quad (78)$$

Где D – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, для 110 кВ данное расстояние равно 5 м.

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{1,2 \cdot \lg \frac{625}{1,2}} = 11,94 \text{ кВ/см.}$$

Провода не будут коронировать, если выполняется условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (79)$$

$$1,07 \cdot 11,94 \leq 0,9 \cdot 32,62$$

$$12,78 \leq 29,36 \text{ кВ/см.}$$

Выбранный провод полностью соответствует всем условиям и может использоваться для ошиновки РУ 110 кВ.

Таблица 38 – Выбор гибких шин ОРУ 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$q = 117 \text{ мм}^2$	$q_{\min} = 35,42 \text{ мм}^2$	$q_{\min} < q$
$I_{\text{дон}} = 390 \text{ А}$	$I_{\text{мах}} = 89 \text{ А}$	$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{дон}}$
$E_0 = 32,62 \text{ кВ/см}$	$E = 11,94 \text{ кВ/см}$	$1,07E \leq 0,9E_0$

На стороне 35 кВ – АС-95/16, так как $I_{\text{дон}} = 330 \text{ А}$ превышает $I_{\text{мах}} = 283 \text{ А}$, то условие выполняется.

Проведем проверку по термическую действию тока КЗ:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{2,16 \cdot 10^6}}{90} = 16,33 \text{ мм}^2$$

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

Проверка по условиям короны:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,1}}\right) = 31,93 \text{ кВ/см.}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 35}{1,1 \cdot \lg \frac{252}{1,1}} = 4,77 \text{ кВ/см.}$$

$$1,07 \cdot 4,77 \leq 0,9 \cdot 31,93$$

$$5,1 \leq 28,74 \text{ кВ/см.}$$

Выбранный провод полностью соответствует всем условиям и может использоваться для ошиновки РУ 35 кВ.

В закрытых РУ 10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. При токах до 3000 А, применяются однополосные и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шина коробчатого сечения. Выбираем алюминиевые двухполосные шины марки АДЗ1Т с допустимым током 1150 А.

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{шн}}}{\sqrt{3} \cdot 10} \quad (80)$$

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{15,9^2 + 6,4^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 989 \text{ А.}$$

Проверка по термостойкости исходя из данных расчета точки КЗ.

$$I_{\Pi 0}^{(3)}=7,14 \text{ кА}; T_a=0,015; i_{y\partial}=2,98 \text{ кА}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{7,14 \cdot 10^6}}{90} = 29,69 \text{ мм}^2$$

Длину пролета между опорными изоляторами при которой частота колебаний шина превысит 200 Гц, определяется по формуле:

$$l = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{2 \cdot q_{\min}}} \quad (81)$$

где J – момент инерции шины.

$$J = \frac{b \cdot h^3}{6} \quad (82)$$

где b – толщина шины;

где h – ширина шины.

$$J = \frac{8 \cdot 0,06^3}{6} = 28,8 \text{ кг} \cdot \text{м}^2$$

$$l = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{28,8}{2 \cdot 2,97}} = 1,9 \text{ м}$$

Длина пролета должна быть не менее 1,9 м.

Максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = k_{\phi} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{4 \cdot b} \quad (83)$$

где k_{ϕ} – коэффициент формы, для двухполосных шин прямоугольного сечения принимается равным 0,4.

$$f = 0,4 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{2,98^2}{4 \cdot 0,006} = 14,8 \text{ Н/м}$$

Напряжение в материале шины, возникающее при действии силы:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l_{np}^2}{12 \cdot W_n} \quad (84)$$

где l_{np} – длина пролета между опорными изоляторами;

W_n – момент сопротивления шины.

$$W_n = \frac{b^2 \cdot h}{3} \quad (85)$$

$$W_n = \frac{8^2 \cdot 0,6}{3} = 12,8 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{расч} = \frac{14,8 \cdot 1,9^2}{12 \cdot 12,8} = 3,48 \text{ Мпа.}$$

Для выбранной шины $\sigma_{дон} = 90$ Мпа, следовательно, напряжение в материале не превышает допустимого.

6.7 Выбор и проверка опорных изоляторов

Изолятор – электрический аппарат, обеспечивающий безопасное разделение токоведущих частей.

Выбор опорных изоляторов происходит по роду установки, напряжению и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет, в многопролетной шинной конструкции. Расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, указанной в паспортных данных изоляторов [28].

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (86)$$

$$F_{расч} = 0,6 \cdot F_{разр} = F_{дон} \quad (87)$$

Выбор опорных изоляторов 110 кВ:

Выбираем опорные изоляторы марки марки ОСК-10-110-Б-02-2 УХЛ1 (изолятор опорный стержневой кремнийорганический) с $F_{дон} = 6000$ Н.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб, рассчитывается по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} \quad (88)$$

где a – расстояние между фазами (для 110 кВ – 1 метр) [27];

где l – длина пролета между изоляторами.

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{25,86^2}{1} \cdot 10 \cdot 10^{-7} = 1158 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка для данного изолятора:

$$F_{расч} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н.}$$

Таблица 39 – Сравнение расчетных и каталожных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$F_{дон} = 6000 \text{ Н}$	$F_{расч} = 1158 \text{ Н}$	$F_{расч} \leq F_{дон}$

Выбранный изолятор имеет большой запас прочности и принимается к установке в ОРУ 110 кВ.

Выбор опорных изоляторов 35 кВ:

Выбираем опорный изолятор типа ОСК 20-35-А-2 УХЛ1. Расчет изолятора производится аналогичным образом, как и для 110 кВ.

Таблица 40 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$F_{дон} = 12000 \text{ Н}$	$F_{расч} = 523 \text{ Н}$	$F_{расч} \leq F_{дон}$

Выбранный изолятор имеет большой запас прочности и принимается к установке в ОРУ 35 кВ.

Выбор изоляторов на 10 кВ:

На сторону НН принимаем изолятор марки ОСК 16-10-2 УХЛ1 (изолятор опорный стержневой с защитной оболочкой из кремнийорганической резины). Расчет изолятора производится аналогичным образом, как для 110 и 35 кВ.

Таблица 41 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$F_{дон} = 9600 \text{ Н}$	$F_{расч} = 762 \text{ Н}$	$F_{расч} \leq F_{дон}$

Выбранный изолятор соответствует условиям выбора.

6.8 Выбор и проверка трансформатора собственных нужд

Установим на ВН 110 кВ ТСН марки ТМ-100/10-11 – трехфазный с естественной циркуляцией масла. Он имеет высокую надежность, степень защиты является одной из лучших, в дорогостоящем обслуживании не нуждается. Мощность ТСН определяется по расчетной нагрузке всех присоединенных электроприемников, указанных в таблице 42.

Таблицы 42 – Потребители СН

Нагрузка	Р, кВт	cos (φ)	tg (φ)	Q, Квар
Система охлаждения	1	0,85	0,62	0,6
Подогрев выключателей и приводов 110 кВ	8,8	0,95	0,33	2,9
Подогрев выключателей и приводов 35 кВ	8,8	0,95	0,33	2,9
Подогрев шкафов КРУ 10 кВ	15	0,95	0,33	5,6
Подогрев приводов разъединителей	6,6	0,95	0,33	2,2
Подогрев релейного шкафа	2	0,95	0,33	0,7

Освещение, отопление, вентиляция КРУ 10 кВ	7	0,9	0,48	3,4
Освещение ОРУ 110 кВ	10	0,95	0,33	3,9
Освещение ОРУ 35 кВ	10	0,95	0,33	3,9
Маслохозяйство	80	0,85	0,62	46,5
Всего	149,2			72,6

Расчетная нагрузка ТСН:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2} \quad (89)$$

где k_c – коэффициент одновременности нагрузки, принимается 0,8 [26];

где $P_{расч}$, $Q_{расч}$ – суммарная мощность потребителей СН.

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{149,2 + 72,6} = 132,74 \text{ кВА}$$

Определим мощность трансформаторов по формуле:

$$S_T = \frac{S_{расч}}{k_z \cdot N_T} \quad (90)$$

где k_z – коэффициент загрузки, принимается 0,7 для двух ТСН;

где N_T – количество ТСН на ПС.

$$S_T = \frac{132,74}{0,7 \cdot 2} = 94,82 \text{ кВА}$$

Принимаем к установке данный ТСН.

7 РАЗРАБОТКА МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Данный раздел предусматривает расчет контура заземления, зон молниезащиты и подбор ОПН для проектируемой подстанции.

7.1 Расчет заземления

Защитное заземление обеспечивает безопасность персонала, предотвращая поражение электрическим током при касании металлических частей электроустановки. Оно применяется ко всем нетоковедущим металлическим элементам (корпусам оборудования, конструкциям щитов, кабельным муфтам и т.д.), которые могут оказаться под напряжением при повреждении изоляции.

Рабочее заземление обеспечивает нормальное функционирование электроустановок, включая заземление нейтралей трансформаторов и дугогасящих катушек. Молниезащитное заземление служит для безопасного отвода грозовых разрядов в грунт.

Расчет заземления ПС представляет собой расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя, расчет геометрических параметров сетки заземлителя и проверка электродов на термическую и коррозионную стойкость.

Контур сетки заземления располагается на расстоянии не менее 1-1,5 м от оборудования.

Рассчитываем площадь, используемую под заземление подстанции.

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5) \quad (91)$$

где $A=80$ – ширина территории, занимаемая заземлителем

где $B=50$ – длина территории, занимаемая заземлителем.

$$S = (80 + 2 \cdot 1,5) \cdot (50 + 2 \cdot 1,5) = 4399 \text{ мм}^2$$

Принимаем диаметр проводников сетки, выполненных в виде прутков, 10 мм. Определяем механическую прочность:

$$F_{м.п.} = \pi \cdot r^2 \quad (92)$$

$$F_{м.п.} = 3,14 \cdot 5^2 = 78,5 \text{ мм}^2$$

Проверяем термическую стойкость:

$$F_{т.с.} = \sqrt{\frac{I_{кз}^{(1)2} \cdot t}{400 \cdot \beta}} \quad (93)$$

где t – время протекания тока КЗ, с;

где β - коэффициент, для стали равный 21;

где $I_{кз}^{(1)}$ - ток однофазного КЗ.

$$F_{т.с.} = \sqrt{\frac{6,64^2 \cdot 0,1}{400 \cdot 21}} = 22,9 \text{ мм}^2$$

Выбранное сечение проверяем на коррозионную стойкость:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (D_{np} + S_{cp}) \quad (94)$$

где D_{np} – диаметр прутков;

где S_{cp} – площадь прутка.

$$S_{cp} = a_K \cdot \ln \cdot T^3 + b_K \cdot \ln \cdot T^2 + c_K \cdot \ln \cdot T + \alpha_K \quad (95)$$

где T – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

где a_K, b_K, c_K, α_K - коэффициенты, зависящие от грунтовых условий.

$$S_{cp} = 0,0026 \cdot \ln 240^3 + 0,00915 \cdot \ln 240^2 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,78 \text{ мм}$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,78 \cdot (10 + 0,78) = 26,4 \text{ мм}^2$$

Проверяем сечение по условию:

$$F_{м.п} \geq F_{кор} + F_{м.с} \quad (96)$$

$$78,5 \geq 49,3$$

Для третьей климатической зоны толщина сезонных изменений грунта равна 2м. Принимаем глубину заложений вертикального прутка 0,8 м, длиной 5 м и диаметров 10 мм. Расстояние между полосами сетки 6 метров.

Общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_r = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{B + 2 \cdot 1,5}{5} + (B + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{A + 2 \cdot 1,5}{5} \quad (97)$$

$$L_r = (80 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{50 + 2 \cdot 1,5}{5} + (50 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{80 + 2 \cdot 1,5}{5} = 1769,6$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} \quad (98)$$

где a – расстояние между вертикальными электродами, примем 12 м.

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{4399}}{12} = 22,1$$

Принимаем количество вертикальных электродов равное 23.

Стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_c = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_r + 19 + L_B} \right) \quad (99)$$

где ρ - удельное сопротивление грунта [18].

где A – коэффициент, зависящий от соотношения длины вертикальных электродов и площади ПС;

где $L_B=5$ – длина вертикальных электродов.

$$R_c = 45 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{4399}} + \frac{1}{1769,6 + 23 + 5} \right) = 0,29 \text{ Ом}$$

Рассчитаем импульсное сопротивление грунта:

$$R_H = R_c \cdot \alpha_H \quad (10)$$

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (101)$$

где I_M – ток молнии, принимается равным 60 кА.

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{4399}}{(600 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,148$$

$$R_H = 0,332 \leq 0,5$$

Полученное сопротивление заземлителя менее 0,5 Ом удовлетворяет требованиям ПУЭ.

7.2 Защита от прямых ударов молнии

Оптимальное размещение и количество молниеотводов на подстанции определяется на основе анализа их защитных зон. Под защитной зоной понимается пространственный объем вокруг молниеотвода, где вероятность прямого удара молнии в оборудование не превышает 0,05 или 0,005 по сравнению с незащищенной территорией [17].

Обеспечение надёжности защиты. Молниеотвод должен возвышаться над своей зоной защиты, и чем больше высота, тем выше надёжность защиты.

Высоту для всех молниеотводов принимаем равной 30 м. Самый высокий защищаемый объект – линейный портал высотой 11 метров.

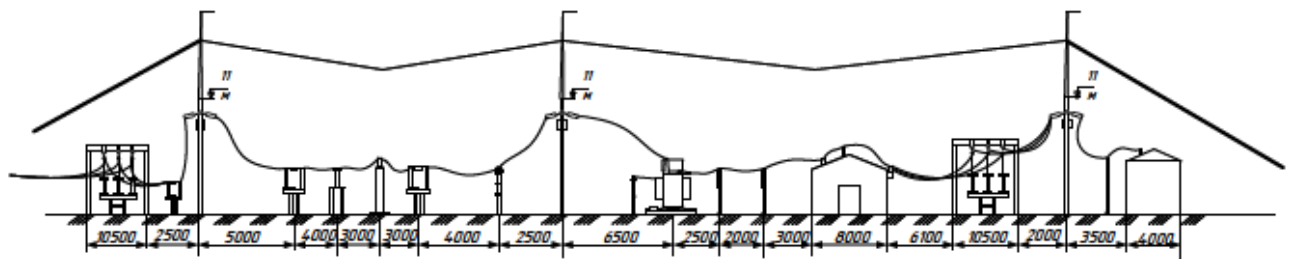


Рисунок 5 – План подстанции

Высота зоны защиты определяется по формуле:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (102)$$

где h – высота молниеотвода, м;

где $h_{эф}$ – эффективная высота молниеотвода, м.

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м}$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (103)$$

где r_0 – радиус основания.

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 30) \cdot 30 = 31,2 \text{ м}$$

Границы внутренней области зоны защиты:

$$r_{ci} = \frac{h_{cx} - h}{h_{cx}} \cdot r_{c0} \quad (104)$$

где h_{cx} – высота внутренней зоны защиты;

где r_c – половина ширины внутренней зоны защиты.

Расчет внутренней зоны защиты:

$$h_{12} = h_{\phi} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (105)$$

$$h_{12} = 25,5 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30) \cdot (67,7 - 30) = 18,8 \text{ м}$$

Радиус зоны защиты молниеотвода:

$$r_{c0} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (L - 2 \cdot h)}{h}\right) \quad (106)$$

$$r_{c0} = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (67,7 - 2 \cdot 30)}{30}\right) = 29,6 \text{ м}$$

Границы внутренней области зоны защиты:

$$r_{c12} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cx12} - h_x}{h_{cx12}} \quad (107)$$

$$r_{c12} = 31,2 \cdot \frac{18,8 - 11}{18,8} = 12,9 \text{ м}$$

Рассчитаем радиус зоны защиты на уровне линейного портала:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_n}{h_{\phi}}\right) \quad (108)$$

$$r_x = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{11}{25,5}\right) = 17,7 \text{ м}$$

По приведенным результатам проектируем зоны защиты молниесотводов.

7.3 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения

ОПН – электрический аппарат, предназначенный для защиты оборудования систем электроснабжения от коммутационных и грозовых перенапряжений.

На стороне 110 кВ выбираем ОПН типа ОПН-П-110/83/10/550 УХЛ1.

Выбор осуществляется по следующим условиям:

Выбор по номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (109)$$

$110 \leq 110$ кВ – условие выполняется.

Наибольшее длительно допустимое напряжение определяется по формуле:

$$U_{д.д} = 1,05 \cdot \frac{U_{наиб}}{\sqrt{3}} \quad (110)$$

где $U_{наиб}$ – наибольшее рабочее напряжение.

$$U_{д.д} \leq U_{наиб} \quad (111)$$

$$U_{д.д} = 1,05 \cdot \frac{126}{\sqrt{3}} = 76,4 \text{ кВ}$$

$76,4 \leq 83$ кВ – условие выполняется.

Условие взрывобезопасности:

$$I_{в.б} \geq 1,2 \cdot I_{П0} \quad (112)$$

$40 \geq 12,2 \text{ кА}$ – условие выполняется.

Проверка по энергоемкости:

Удельная энергоемкость на 1 кВ наибольше рабочего напряжения должна быть не менее 2,1 кДж/кВ [19].

$2,1 \leq 2,9 \text{ кДж/кВ}$ – условие выполняется.

Условие по временно допустимому повышению напряжения:

$$U_{н.р} = 1,15 \cdot \frac{U_{наиб}}{\sqrt{3}} \quad (113)$$

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

Защитный уровень при коммутационных перенапряжениях:

$$U_{ост} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{исп} \cdot K_{II} \cdot K_K}{1,2}$$

где $U_{исп}=200$ кВ – нормируемое одноминутное испытательное напряжение [20];

где K_K – коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжения и возможное старение изоляции;

где K_I – коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса.

$$U_{ост} = \frac{\sqrt{2} \cdot 200 \cdot 1,1 \cdot 1}{1,2} = 259,27 \text{ кВ}$$

Результаты сводятся в таблицу 43.

Таблица 43 – Сравнение расчетных и каталожных данных ОПН 110 кВ марки ВГТ -110-40/2500 УХЛ1

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$U_{од} = 76,4 \text{ кВ}$	$U_{наиб} = 83 \text{ кВ}$	$U_{од} \leq U_{наиб}$
$1,2 \cdot I_{п0} = 12,2 \text{ кА}$	$I_{в.б} = 40 \text{ кА}$	$I_{в.б} > 1,2 \cdot I_{п0}$
$W_p = 2,1 \text{ кДж/кВ}$	$W_{ОПН} = 2,9 \text{ кДж/кВ}$	$W_{ОПН} \geq W_p$
$I_{утеч.н} = 2,0 \text{ см/кВ}$	$I_{утеч} = 2,5 \text{ см/кВ}$	$I_{утеч} > I_{утеч.н}$
$U_{ост} = 259,27 \text{ кВ}$	$U_{ост.н} = 253 \text{ кВ}$	$U_{ост} > U_{ост.н}$

По результатам, приведенным в таблице, выбранный ОПН удовлетворяет условиям.

Выбираем ОПН на шинах ОРУ 35 кВ. Алгоритм расчета аналогичен приведенному выше.

Таблица 44 – Сравнение расчетных и каталожных данных ОПН-П-35/38/10/400 УХЛ1 35 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$U_{од} = 25,5 \text{ кВ}$	$U_{наиб} = 38 \text{ кВ}$	$U_{од} \leq U_{наиб}$
$1,2 \cdot I_{п0} = 2,6 \text{ кА}$	$I_{в.б} = 40 \text{ кА}$	$I_{в.б} > 1,2 \cdot I_{п0}$
$W_p = 2,1 \text{ кДж/кВ}$	$W_{ОПН} = 2,7 \text{ кДж/кВ}$	$W_{ОПН} \geq W_p$
$I_{утеч.н} = 2,0 \text{ см/кВ}$	$I_{утеч} = 2,5 \text{ см/кВ}$	$I_{утеч} > I_{утеч.н}$
$U_{ост} = 103,7 \text{ кВ}$	$U_{ост.н} = 99,6 \text{ кВ}$	$U_{ост} > U_{ост.н}$

По результатам, приведенным в таблице, выбранный ОПН удовлетворяет условиям.

Таблица 45 – Сравнение расчетных и каталожных данных ОПН-П/10/11,5/10/400 УХЛ1 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$U_{од} = 6,97 \text{ кВ}$	$U_{наиб} = 11,5 \text{ кВ}$	$U_{од} \leq U_{наиб}$
$1,2 \cdot I_{п0} = 8,57 \text{ кА}$	$I_{в.б} = 10 \text{ кА}$	$I_{в.б} > 1,2 \cdot I_{п0}$
$W_p = 2,1 \text{ кДж/кВ}$	$W_{ОПН} = 4 \text{ кДж/кВ}$	$W_{ОПН} \geq W_p$
$I_{утеч.н} = 2,0 \text{ см/кВ}$	$I_{утеч} = 2,6 \text{ см/кВ}$	$I_{утеч} > I_{утеч.н}$
$U_{ост} = 12,4 \text{ кВ}$	$U_{ост.н} = 9,3 \text{ кВ}$	$U_{ост} > U_{ост.н}$

По результатам, приведенным в таблице, выбранный ОПН удовлетворяет условиям.

8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

8.1 Расстановка релейной защиты и автоматики

В качестве основных устройств релейной защиты на линии применяются:

- Многоступенчатая дистанционная защита (ДЗ) – выполняет функции основной и резервной защиты при междуфазных КЗ, обеспечивая селективное отключение поврежденного участка по зонам действия.

- Токовая защита нулей последовательности (ТЗНП) – служит для обнаружения и отключения однофазных замыканий на землю, реагируя на токи нулевой последовательности.

- Токовая отсечка – используется в качестве дополнительного (резервного) средства защиты, обеспечивающего быстрое отключение при близких коротких замыканиях с большими токами повреждения [22].

Современные микропроцессорные защиты обеспечивают комплексную дистанционную защиту, функционирующую при любых видах повреждений, включая междуфазные короткие замыкания и замыкания на землю. В схеме защиты используются реле сопротивления, которые подключаются через трансформаторы напряжения и трансформаторы тока к первичным цепям в начале защищаемой линии электропередачи [23].

8.2 Защита силового трансформатора

Дифференциальная токовая защита служит основной и наиболее важной защитой силовых трансформаторов на подстанциях, обеспечивая их надежную и безопасную работу. Принцип ее действия основан на постоянном сравнении токов, протекающих через первичные обмотки трансформатора с разных сторон напряжения. Для этого используются трансформаторы тока, установленные на всех сторонах защищаемого трансформатора, которые передают пропорционально преобразованные токи на реле дифференциальной защиты.

При нормальном режиме работы трансформатора сумма токов, приведенных к одной стороне равна нулю. Однако при возникновении внутреннего повреждения (межвиткового замыкания, замыкания на корпус или между обмотками) появляется разностный ток, величина которого превышает установленное значение срабатывания защиты. В этом случае защита мгновенно формирует команду на отключение всех сторон трансформатора, полностью снимая с него напряжение и предотвращая тем самым развитие аварии.

Такая защита особенно эффективна благодаря своей селективности – она реагирует только на повреждения в зоне трансформатора, не затрагивая смежные участки сети.

Газовая защита трансформатора представляет собой уникальную систему безопасности, работающую по принципу раннего предупреждения о внутренних неисправностях оборудования. В отличие от других видов защит, реагирующих на электрические параметры, она отслеживает физико-химические изменения в трансформаторном масле, что делает ее незаменимой для выявления целого ряда скрытых дефектов.

Принцип действия этой защиты основан на естественных процессах, происходящих при повреждениях внутри трансформатора. Когда возникают такие неисправности, как межвитковые замыкания, пробой изоляции или локальные перегревы, в зоне повреждения резко повышается температура, вызывая термическое разложение масла и изоляционных материалов. Этот процесс сопровождается выделением характерной газовой смеси, состоящей преимущественно из водорода (60-75%), метана (15-25%) и небольшого количества ацетилена (2-4%). Образовавшиеся газы начинают подниматься вверх по маслопроводу и попадают в специальную камеру газового реле – основного чувствительного элемента защиты.

Современные газовые реле имеют сложную двухступенчатую систему реагирования. При медленном газовыделении, характерном для начинающих дефектов, срабатывает предупредительная ступень, подающая сигнал тревоги. Это позволяет персоналу заранее узнать о проблеме. В случае быстрого газообразования, свидетельствующего о серьезном повреждении, активируется аварийная ступень, которая немедленно отключает трансформатор от сети.

Особую ценность газовая защита представляет благодаря своей способности обнаруживать:

- Начальные стадии межвитковых замыканий
- Локальные перегревы магнитопровода
- Постепенное старение изоляции
- Микротрещины и пробой в изоляционных конструкциях
- Нарушения контактов в переключателях ответвлений

В современных энергосистемах газовая защита выполняет несколько критически важных функций. Во-первых, она служит последним рубежом защиты, перехватывая те повреждения, которые не смогли обнаружить другие системы. Во-вторых, она обеспечивает раннюю диагностику дефектов, позволяя планировать ремонты до возникновения серьезной аварии. В-третьих, благодаря анализу состава и скорости газовыделения она помогает точно определять характер повреждения.

Современные тенденции развития газовой защиты включают интеграцию цифровых технологий. Новые модели реле оснащаются:

- Встроенными газоанализаторами
- Электронными системами мониторинга
- Цифровыми интерфейсами передачи данных
- Возможностью подключения к системам АСУ ТП

- Функциями самодиагностики и прогнозирования

Важно отметить, что после срабатывания газовой защиты категорически запрещается автоматическое повторное включение трансформатора. Это связано с тем, что в подавляющем большинстве случаев такие срабатывания указывают на устойчивые повреждения, требующие тщательного внутреннего осмотра и ремонта.

Эффективность газовой защиты во многом зависит от правильного монтажа и обслуживания. Критически важными являются:

- Соблюдение угла наклона маслопровода
- Регулярная проверка герметичности системы
- Контроль состояния контактов реле
- Анализ состава накопленных газов
- Своевременная замена уплотнительных элементов

В условиях цифровизации энергетики газовая защита трансформаторов приобретает новые функции. Современные системы способны не только фиксировать факт газовыделения, но и анализировать динамику процесса, определять химический состав газов, оценивать степень опасности повреждения и даже прогнозировать развитие дефекта. Это делает газовую защиту важным элементом концепции "умной подстанции".

Таким образом, газовая защита остается уникальным и незаменимым элементом системы безопасности трансформаторов, сочетающим простоту конструкции с высокой эффективностью. Ее способность обнаруживать самые различные виды внутренних повреждений делает ее обязательным компонентом защиты любого мощного трансформатора, особенно на ответственных объектах энергосистемы.

8.3 Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора

Дифференциальная защита трансформатора реализована на базе микропроцессорного терминала «Сириус-ТЗ».

Рассчитаем номинальные токи для трансформатора:

$$I_{ном.} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (114)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора;

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение стороны трансформатора.

$$I_{ном.ВН} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,33 \text{ А};$$

$$I_{ном.СН} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 239,94 \text{ А};$$

$$I_{ном.НН} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 839,78 \text{ А}.$$

Коэффициенты трансформации:

$$K_{тр.ВН} = \frac{200}{5} = 40;$$

$$K_{mp.CH} = \frac{500}{5} = 100;$$

$$K_{mp.HH} = \frac{1500}{5} = 300.$$

Рассчитываем вторичные токи:

$$I_{ном.в} = \frac{I}{K} \quad (115)$$

$$I_{ном.в.BH} = \frac{80,33}{40} = 2,01 \text{ А};$$

$$I_{ном.в.CH} = \frac{239,94}{100} = 2,4 \text{ А};$$

$$I_{ном.в.HH} = \frac{839,78}{300} = 2,8 \text{ А}.$$

Рассчитываем ток срабатывания дифференциальной защиты:

$$I_{с.з.} = K_{зан} \cdot I_{ном} \quad (116)$$

где $K_{зан}$ – коэффициент запаса, принимаем 1,5.

$$I_{c.з.BH} = 1,5 \cdot 80,33 = 120,495 \text{ A};$$

$$I_{c.з.CH} = 1,5 \cdot 239,94 = 359,91 \text{ A};$$

$$I_{c.з.HH} = 1,5 \cdot 839,78 = 1259,67 \text{ A}.$$

Находим токи срабатывания реле по формуле:

$$I_{c.p.} = \frac{I_{c.з.} \cdot K_{cx}}{K_{mp}} \quad (117)$$

где K_{cx} – коэффициент схемы, который показывает, во сколько раз ток в реле больше, чем ток трансформатора.

$$I_{c.p.BH} = \frac{120,495 \cdot 1}{40} = 3,01 \text{ A};$$

$$I_{c.p.CH} = \frac{359,91 \cdot 1}{100} = 3,6 \text{ A};$$

$$I_{c.p.HH} = \frac{1259,67 \cdot 1}{300} = 4,19 \text{ A}.$$

Рассчитаем токи во вторичных цепях ТТ:

$$I_{ном.} = \frac{I_{ном.} \cdot K_{сх}}{K_{тр}} \quad (118)$$

$$I_{ном.ВН} = \frac{80,33 \cdot 1}{40} = 2,01 \text{ А};$$

$$I_{ном.} = \frac{239,04 \cdot 1}{100} = 2,39 \text{ А};$$

$$I_{ном.} = \frac{839,78 \cdot 1}{300} = 2,8 \text{ А}.$$

8.4 Выбор уставок дифференциальной отсечки ДЗТ-1

При проектировании защиты необходимо выполнить расчет отношения тока внешнего расчетного короткого замыкания к номинальному току трансформатора для случая КЗ на стороне низшего напряжения:

$$I_{КЗ.внеш.макс} = \frac{I_{к.макс}^{(3)}}{I_{ном.ВН}} \quad (119)$$

$$I_{КЗ.внеш.макс} = \frac{1016}{80,33} = 12,58$$

Определяем уставку дифференциальной отсечки при КЗ на стороне низшего напряжения по условию:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq I_{\text{КЗ.внеш.макс}} \cdot K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб}}$$

где $K_{\text{нб}}$ – коэффициент небаланса, принимается равным 0,7;

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2.

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq 12,58 \cdot 1,2 \cdot 0,7 = 10,56$$

Диапазон уставки $\frac{I_{\text{диф.}}}{I_{\text{баз.}}}$, предусмотренный на терминале «Сириус-Т»:

(4,0 ÷ 30,0) $I_{\text{баз.}}$. Принимаемое значение уставки округляется до одного знака после запятой.

$$\frac{I_{\text{диф.}}}{I_{\text{ном.}}} = 9$$

8.5 Выбор уставок дифференциальной защиты ДЗТ-2

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

$$\frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{ном}}} \geq k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{нб.расч}} \quad (120)$$

$$I_{\text{нб.расч}} = k'_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав.}} \quad (121)$$

В итоге пределы базовой уставки:

$$\frac{I_{\partial 1}}{I_{ном.}} = k_{отс} \cdot (k'_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав.}) \quad (122)$$

где $K_{отс}=1,2$ – коэффициент отстройки;

где $K_{пер}=2,0$ – коэффициент, учитывающий переходный режим;

где $K_{одн}=1,0$ – коэффициент однотипности ТТ;

где $\varepsilon=0,1$ – относительное значение полной погрешности ТТ;

где $\Delta U_{РПН}$ – размах РПН;

где $\Delta f_{добав.}$ – поправка на неточность задания номинальных токов сторон трансформатора.

$$\frac{I_{\partial 1}}{I_{ном}} = 1,2 \cdot (2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) = 0,48$$

Диапазон уставки $\frac{I_{\partial 1}}{I_{баз}}$, предусмотренный на терминале «Сириус-Т»:

$(0,3 \div 1,0) I_{баз}$ Для устройств релейной защиты чаще применяются трансформаторы тока класса 10Р, поэтому, учитывая, что рассматриваем неравенство, принимаем

$$\frac{I_{\partial 1}}{I_{ном}} = 0,5$$

Коэффициент торможения $k_{торм.}$ должен обеспечить несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики (примерно от 1,0 до 3,0 $I_{ном}$). Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АВР секционных выключателей, АПВ питающих линий.

Расчетный ток небаланса при протекании тока, равного базисному (в относительных единицах) рассчитывается

$$I_{нб.расч} = 0,4$$

Выбор уставки срабатывания (должно выполняться условие $\frac{I_{\partial 1}}{I_{баз}} \geq k_{отс} \cdot I_{нб.расч}$):

$$\frac{I_{\partial 1}}{I_{баз}} = \frac{I_{\partial 1}}{I_{ном}} \geq k_{отс} \cdot I_{нб.расч} \quad (123)$$

$$\frac{I_{\partial 1}}{I_{баз}} = \frac{I_{\partial 1}}{I_{ном.}} \geq 1,2 \cdot 0,4 = 0,48$$

Подтверждается принятое ранее условие $I_{\partial 1} / I_{ном} = 0,5$.

Коэффициент снижения тормозного тока:

$$k_{CH.T} = 1 - 0,5 \cdot I_{нб.расч} \quad (124)$$

$$k_{CH.T} = 1 - 0,5 \cdot 0,4 = 0,8$$

Расчетный коэффициент торможения в процентах

$$k_{торм} = \frac{100 \cdot k'_{отс} \cdot I_{нб.расч}}{I_{CH.T}} \quad (125)$$

$$k_{торм} = \frac{100 \cdot 1,3 \cdot 0,4}{0,8} = 65\%$$

Диапазон уставки $k_{\text{торм.}\%}$, предусмотренный на терминале «Сириус-Т»: $(10 \div 100) \%$. Принимаемое значение уставки округляется до целого числа.

Принимаем $k_{\text{торм.}\%} = 65 \%$.

Первая точка излома тормозной характеристики определяется как пересечение линии $I_{\partial 1} / I_{\text{ном}} = 0,5$ и прямой, проходящей через начало координат под углом $\varphi = \arctg(k_{\text{торм.}\%} / 100) = \arctg(65, \% / 100) = 33,024^\circ$ к оси $I_{\text{торм.}}$.

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

$$\frac{I_{m1}}{I_{\text{ном}}} = \frac{I_{\partial 1}}{I_{\text{ном}}} \cdot \frac{100}{k_{\text{торм}}} \quad (126)$$

$$\frac{I_{m1}}{I_{\text{ном}}} = 0,5 \cdot \frac{100}{65} \approx 0,77$$

Определение координаты второй точки излома характеристики на оси $k_{\text{торм.}}$:

Рекомендуемый диапазон уставки $I_{m1} / I_{\text{ном.}}$, предусмотренный на терминале «Сириус-Т»: $(1,0 \div 2,0) I_{\text{ном.}}$.

Принятое значение уставки второй точки излома $2,0 \cdot I_{\text{ном.}}$.

Диапазон уставки блокировки от второй гармоники $I_{\partial 2} / I_{\partial 1}$, предусмотренный на терминале «Сириус-Т»: $(0,06 \div 0,2)$.

Принятое значение уставки блокировки по второй гармонике $I_{\partial 2} / I_{\partial 1} = 0,15$.

Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2, построенная по данным проведенного выше расчета, показана на рисунке 4.

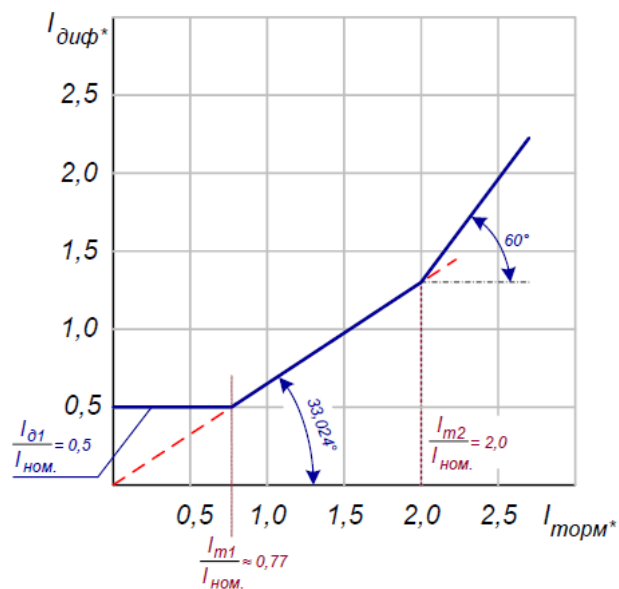


Рисунок 6 - Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2

8.6 Выбор уставок максимальной токовой защиты

При настройке МТЗ трансформатора уставку срабатывания выбирают исходя из условия надежного несрабатывания защиты при максимальных рабочих токах в нормальном режиме:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_{зан} \cdot K_{отс}}{K_{\epsilon}} \cdot I_{раб.макс} \quad (127)$$

где K_{ϵ} – коэффициент возврата, принимаем равным 0,9;

где $K_{зан}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска двигателей, принимаем равным 1,5;

Ток срабатывания на стороне ВН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,5 \cdot 1,2}{0,9} \cdot 84,35 = 168,7 \text{ А}$$

Ток срабатывания на стороне СН:

$$I_{c.з} \geq \frac{1,5 \cdot 1,2}{0,9} \cdot 251,937 = 503,87 \text{ А}$$

Проверяем коэффициент чувствительности по минимально возможному току:

$$K_u = \frac{I_{КЗ.мин}}{I_{c.з}} \quad (128)$$

Коэффициент чувствительности для ВН:

$$K_u = \frac{464}{168,7} = 2,75 > 1,2$$

Коэффициент чувствительности для СН:

$$K_u = \frac{1011}{503,87} = 2,01 > 1,5$$

8.7 Автоматика

Применение автоматического повторного включения (АПВ) для кабельных линий электропередачи считаются нецелесообразным по ряду технических причин. В отличие от воздушных линий, где большинство

повреждений носит временный характер, повреждения кабельной изоляции практически всегда являются устойчивыми и не способны к самовосстановлению. Повторная подача напряжения на поврежденный кабель приводит к усугублению дефекта- возникает электрическая дуга, вызывающая дополнительное термическое разрушение изоляции и проводника.

Селективное автоматическое повторное включение (САПВ) представляет собой интеллектуальную систему управления повторными включениями, которая дифференцированно реагирует на характер повреждения в смешанных воздушно-кабельных линиях электропередач. Принцип работы основан на автоматическом анализе типа и места повреждения: при обнаружении аварии на воздушном участке линии система инициирует стандартный цикл АПВ, так как большинство повреждений на воздушных линиях (например, вызванных схлестыванием проводов или грозовыми перенапряжениями) носят временный характер и могут самоустраняться после отключения. В то же время при фиксации повреждения на кабельном участке САПВ блокирует повторное включение, поскольку кабельные повреждения в подавляющем большинстве случаев носят устойчивый характер и требуют ремонтных работ перед восстановлением питания.

Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) представляет собой интеллектуальную систему экстренного реагирования, которая выступает последним защитным барьером энергосистемы при возникновении критического дисбаланса между генерацией и потреблением электроэнергии. Эта сложная многоуровневая система постоянно анализирует состояние энергосети, отслеживая малейшие отклонения частоты от номинального значения. Принцип ее работы основан на фундаментальной физической зависимости - любое снижение частоты в сети свидетельствует о возникшем дефиците активной мощности, причем каждые 0,1 Гц отклонения соответствуют примерно 0,5-1% недостающей мощности в системе.

Современные системы АЧР обладают "интеллектуальным" подходом к разгрузке, анализируя не только абсолютное значение частоты, но и скорость ее снижения, что позволяет точно оценить масштаб аварии и принять адекватные меры. Когда частота пересекает установленные критические отметки (обычно в диапазоне 49,0-47,5 Гц), система последовательно отключает заранее определенные группы потребителей, начиная с наименее важных. Этот процесс напоминает "умное" экстренное торможение - так же, как ABS в автомобиле предотвращает занос, АЧР предотвращает лавинообразное падение частоты.

Особенностью новейших систем АЧР является их способность адаптироваться к текущему состоянию энергосистемы. Они учитывают множество факторов: время суток, сезонность нагрузок, текущую схему сети, доступный резерв мощности. Современные алгоритмы позволяют минимизировать объем отключаемой нагрузки, точно дозируя необходимую величину разгрузки. Это достигается благодаря сложным математическим моделям, прогнозирующим развитие аварийной ситуации.

Важной частью системы является тщательно продуманный классификатор потребителей, где каждый объект относится к определенной категории важности. Первыми отключаются наименее значимые объекты, в то время как жизненно важные инфраструктурные объекты (больницы, аварийные службы, системы связи) остаются подключенными до последней возможности. При этом система постоянно анализирует эффективность принятых мер и при необходимости подключает дополнительные очереди разгрузки.

Современные реализации АЧР представляют собой сложные программно-аппаратные комплексы, включающие прецизионные частотные датчики с точностью до 0,001 Гц, высокоскоростные системы обработки данных, защищенные каналы связи и интеллектуальные алгоритмы принятия решений. Они интегрированы с другими системами противоаварийной автоматики, образуя единый защитный контур энергосистемы.

После нормализации частоты система АЧР обеспечивает плавное восстановление питания отключенных потребителей, предотвращая новые скачки нагрузки. Современные системы даже способны обучаться на предыдущих авариях, постоянно совершенствуя свои алгоритмы работы. Это делает АЧР не просто аварийной системой, а важным элементом "интеллектуальной" энергосистемы будущего, где защитные функции сочетаются с возможностями предиктивной аналитики и адаптивного управления.

9 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

9.1 Расчет и анализ максимального режима

Таблица 46 – Параметры узлов ПВК RastrWin3 для расчета режима

Тип	Номер узла	Название	U _{ном}	P _н	Q _н	P _г	Q _г
База	1	ПС Хехцир 110 кВ	110	0	0	52,97	13,42
Нагр	2	ПС Корфовская ВН Т1	110	15,3	4,5	0	0
Нагр	3	ПС Корфовская нейтраль	110	0	0	0	0
Нагр	4	ПС Корфовская СН	35	0	0	0	0
Нагр	5	ПС Корфовская НН	6	0	0	0	0
Нагр	6	ПС Корфовская ВН Т2	110	15,3	4,5	0	0
Нагр	7	ПС Корфовская нейтраль	110	0	0	0	0
Нагр	8	ПС Корфовская СН	35	0	0	0	0
Нагр	9	ПС Корфовская НН	10	0	0	0	0
Нагр	10	ПС Осиновая речка ВН Т1	110	2,2	0,4	0	0
Нагр	11	ПС Осиновая речка нейтраль	110	0	0	0	0
Нагр	12	ПС Осиновая речка СН	35	0	0	0	0
Нагр	13	ПС Осиновая речка НН	10	0	0	0	0

Продолжение таблицы 46

Нагр	14	ПС Осиновая речка ВН Т2	110	2,2	0,4	0	0
Нагр	15	ПС Осиновая речка нейтраль	110	0	0	0	0
Нагр	16	ПС Осиновая речка СН	35	0	0	0	0
Нагр	17	ПС Осиновая речка НН	10	0	0	0	0
Нагр	18	ПС НС-1	35	0,1	0,2	0	0
Нагр	19	ПС НС-1 НН	6	0,1	0,2	0	0
Нагр	20	ПС НС-2	35	0,1	0,2	0	0
Нагр	21	ПС НС-2 НН	6	0,1	0,2	0	0
Нагр	22	шина 110 кВ ПС корфовская	110	0	0	0	0
Нагр	23	ПС Корфовская СН	35	15,3	4,5	0	0
Нагр	25	ПС Осиновая речка шина 110 кВ	110	0	0	0	0
Нагр	26	ПС Осиновая речка средняя сторона	35	2,2	0,4	0	0
Нагр	27	ПС Осиновая речка шина НН	10	0	0	0	0
Нагр	28	отпайка на НС-1	35	0	0	0	0
Нагр	29	Отпайка	35	0	0	0	0
Нагр	30	Отпайка	110	0	0	0	0
Нагр	31	ПС 110 кВ ВН Т1	110	15,9	6,4	0	0
Нагр	32	ПС 110 кВ нейтраль	110	0	0	0	0
Нагр	33	ПС 110 кВ СН	35	0	0	0	0

Продолжение таблицы 46

Нагр	34	ПС 110 кВ НН	10	0	0	0	0
Нагр	35	ПС 110 кВ ВН Т2	110	15,9	6,4	0	0
Нагр	36	ПС 110 кВ нейтраль	110	0	0	0	0
Нагр	37	ПС 110 кВ СН	35	0	0	0	0
Нагр	38	ПС 110 кВ НН	10	0	0	0	0

Таблица 47 – Показатели тока в линиях электропередачи, в нормальном режиме

Ннач	Нкон	Название	Інач	Ікон	Ідоп25 ДДТН	І/Ідоп ДДТН	NI(t) АДТН
1	22	ПС Хехцир 110 кВ - шина 110 кВ ПС корфовская	286,81	286,85	390,00	73,55	73,6
30	25	Отпайка - ПС Осиновая речка шина 110 кВ	37,32	38,28	390,00	9,81	9,8
22	30	шина 110 кВ ПС корфовская - Отпайка	36,03	36,04	390,00	9,24	9,2
28	20	отпайка на НС-1 - ПС НС-2	7,26	7,39	265,00	2,79	2,8
26	28	ПС Осиновая речка средняя сторона - отпайка на НС-1	9,13	9,23	390,00	2,37	2,4

Продолжение таблицы 47

29	18	Отпайка - ПС НС-1	5,15	5,24	390,00	1,34	1,3
26	29	ПС Осиновая речка средняя сторона - Отпайка	5,00	5,09	390,00	1,31	1,3
30	35	Отпайка - ПС 110 кВ ВН Т2	3,56	0,91	390,00	0,91	0,9
22	31	шина 110 кВ ПС корфовская - ПС 110 кВ ВН Т1	3,42	0,91	390,00	0,88	0,9
28	18	отпайка на НС-1 - ПС НС-1	2,10	2,15	390,00	0,55	0,6

Таблица 48 – Величины отклонения напряжений в нормальном режиме

Название	U _{ном} , В	U _{расч} , В	Отклонение, %
ПС Хехцир 110 кВ	110,0	110,0	0,0
ПС Корфовская ВН Т1	110,0	109,8	-0,2
ПС Корфовская нейтраль	110,0	109,8	-0,2
ПС Корфовская СН	35,0	35,1	0,4
ПС Корфовская НН	6,0	6,0	0,7

Продолжение таблицы 48

ПС Корфовская ВН Т2	110,0	109,8	-0,2
ПС Корфовская нейтраль	110,0	109,8	-0,2
ПС Корфовская СН	35,0	35,1	0,4
ПС Корфовская НН	10,0	9,9	-1,2
ПС Осиновая речка ВН Т1	110,0	109,2	-0,7
ПС Осиновая речка нейтраль	110,0	109,2	-0,7
ПС Осиновая речка СН	35,0	35,0	-0,1
ПС Осиновая речка НН	10,0	9,8	-1,7
ПС Осиновая речка ВН Т2	110,0	109,2	-0,7
ПС Осиновая речка нейтраль	110,0	109,2	-0,7
ПС Осиновая речка СН	35,0	35,0	-0,1
ПС Осиновая речка НН	10,0	9,8	-1,7
ПС НС-1	35,0	34,9	-0,2
ПС НС-1 НН	6,0	5,9	-1,0
ПС НС-2	35,0	34,9	-0,2
ПС НС-2 НН	6,0	5,9	-1,1

шина 110 кВ ПС корфовская	110,0	109,8	-0,2
ПС Корфовская СН	35,0	35,1	0,4
ПС Осиновая речка шина 110 кВ	110,0	109,2	-0,7
ПС Осиновая речка средняя сторона	35,0	35,0	-0,1
ПС Осиновая речка шина НН	10,0	9,8	-1,7
отпайка на НС-1	35,0	34,9	-0,2
Отпайка	35,0	34,9	-0,2
Отпайка	110,0	109,8	-0,2
ПС 110 кВ ВН Т1	110,0	109,8	-0,1
ПС 110 кВ нейтраль	110,0	109,8	-0,1
ПС 110 кВ СН	35,0	36,1	3,2
ПС 110 кВ НН	10,0	10,3	3,2
ПС 110 кВ ВН Т2	110,0	109,8	-0,1
ПС 110 кВ нейтраль	110,0	109,8	-0,1
ПС 110 кВ СН	35,0	36,1	3,2
ПС 110 кВ НН	10,0	10,3	3,2

По приведенным результатам видно, что ВЛ загружены оптимально. Из этого можно сделать вывод, что сечение этих линий подобрано верно. Отклонения напряжения не превышают нормативных значений.

9.2 Расчет и анализ послеаварийного и ремонтного режимов

Для оценки состояния электроэнергетической системы рассматриваемого района реконструкции в условиях аварийных ситуаций проведем расчет аварийного режима.

Таблица 49 – Показатели тока в линиях электропередачи в послеаварийном режиме

Ннач	Нкон	Название	Інач	Ікон	Место	Ідоп25 ДДТН	І/Ідоп ДДТН
1	22	ПС Хехцир 110 кВ - шина 110 кВ ПС корфовская	287,7	287,7	ВН	390	73,8
30	25	Отпайка - ПС Осиновая речка шина 110 кВ	37,3	38,3	ВН	390	9,8
22	30	шина 110 кВ ПС корфовская - Отпайка	36,9	37,0	ВН	390	9,5
28	20	отпайка на НС- 1 - ПС НС-2	7,3	7,4	ВН	265	2,8
26	28	ПС Осиновая речка средняя сторона - отпайка на НС- 1	9,1	9,2	ВН	390	2,4

Продолжение таблицы 49

29	18	Отпайка - ПС НС-1	5,1	5,2	ВН	390	1,3
26	29	ПС Осиновая речка средняя сторона - Отпайка	5,0	5,1	ВН	390	1,3
30	35	Отпайка - ПС 110 кВ ВН Т2	3,4	0,0	ВН	390	0,9
28	18	отпайка на НС- 1 - ПС НС-1	2,1	2,1	ВН	390	0,6
22	31	шина 110 кВ ПС корфовская - ПС 110 кВ ВН Т1	0,0	0,0	ВН	390	

Таблица 50 – Величины отклонения напряжений в послеаварийном режиме

Название	U _{ном} , В	U _{расч} , В	Отклонение, %
ПС Хехцир 110 кВ	110	110	0
ПС Корфовская ВН Т1	110	109,8	-0,2
ПС Корфовская нейтраль	110	109,8	-0,2
ПС Корфовская СН	35	35,1	0,4
ПС Корфовская НН	6	6,0	0,7

Продолжение таблицы 50

ПС Корфовская ВН Т2	110	109,8	-0,2
ПС Корфовская нейтраль	110	109,8	-0,2
ПС Корфовская СН	35	35,1	0,4
ПС Корфовская НН	10	9,9	-1,2
ПС Осиновая речка ВН Т1	110	109,2	-0,7
ПС Осиновая речка нейтраль	110	109,2	-0,7
ПС Осиновая речка СН	35	35,0	-0,1
ПС Осиновая речка НН	10	9,8	-1,7
ПС Осиновая речка ВН Т2	110	109,2	-0,7
ПС Осиновая речка нейтраль	110	109,2	-0,7
ПС Осиновая речка СН	35	35,0	-0,1
ПС Осиновая речка НН	10	9,8	-1,7
ПС НС-1	35	34,9	-0,2
ПС НС-1 НН	6	5,9	-1,0
ПС НС-2	35	34,9	-0,2
ПС НС-2 НН	6	5,9	-1,1

Продолжение таблицы 50

шина 110 кВ ПС корфовская	110	109,8	-0,2
ПС Корфовская СН	35	35,1	0,4
ПС Осиновая речка шина 110 кВ	110	109,2	-0,7
ПС Осиновая речка средняя сторона	35	35,0	-0,1
ПС Осиновая речка шина НН	10	9,8	-1,7
отпайка на НС-1	35	34,9	-0,2
Отпайка	35	34,9	-0,2
Отпайка	110	109,8	-0,2
ПС 110 кВ ВН Т1	110	109,8	-0,2
ПС 110 кВ нейтраль	110	109,8	-0,2
ПС 110 кВ СН	35	36,1	3,2
ПС 110 кВ НН	10	10,3	3,2
ПС 110 кВ ВН Т2	110	109,8	-0,2
ПС 110 кВ нейтраль	110	109,8	-0,2
ПС 110 кВ СН	35	36,1	3,2
ПС 110 кВ НН	10	10,3	3,2

По результатам расчета послеаварийных режимов видно, что значения отклонения напряжения не превышают допустимые значения. Ток по линиям не превышает длительно допустимых значений.

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Энергетика является ключевой отраслью мировой промышленности и экономики. Объекты энергетического комплекса оказывают одно из наиболее значительных воздействий на окружающую среду среди всех антропогенных факторов. В рамках данного проекта предлагается рассмотреть следующие ключевые аспекты:

- безопасность
- экологичность
- возникновение чрезвычайных ситуаций

10.1 Безопасность

Безопасность обслуживающего персонала должна обеспечиваться путем применения надлежащей, повышенной и двойной изоляции; соблюдением соответствующих расстояний до токоведущих частей; применения блокировки аппаратов и ограждающих устройств, для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям; надежного и быстродействующего автоматического отключения частей электрооборудования, случайно оказавшихся под напряжением и поврежденных участков сети; заземления или зануления корпусов электрооборудования и элементов электроустановок, которые могут оказаться под напряжением в следствии повреждения изоляции; выравнивания потенциалов, а также применение разделительных трансформаторов, предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов, средств защиты и приспособлений.

Для обеспечения указанных выше требований необходимо чтобы ПС оснащалась полным комплектом изолирующих, ограждающих и вспомогательных защитных средств. Оперативное обслуживание электрооборудования подстанции должны выполнять только лица, которые

знают должностные и эксплуатационные инструкции и прошедшие проверку знаний ПТЭ, ПТБ и ППБ [12].

Большое значение для безопасности работ в электроустановках имеют организационные и технические мероприятия, выполнение которых обязательно. На подстанции должны быть средства оказания первой медицинской помощи. Основной компонент, который может повлиять на окружающую среду – это трансформаторное масло. Для защиты от пагубного воздействия трансформаторного масла на подстанции выполнен ряд мероприятий

- применение вакуумных и элегазовых выключателей вместо масляных.
- на случай аварийного разлива масла из бака трансформатора на подстанции выполнены маслоприемники и маслосборки. Маслосборник выполнен герметичного типа, что предотвращает разлив масла из маслосборника в окружающую среду. По мере заполнения маслосборника дождевыми водами, вода выводится в места, выделенные санитарноэпидемической станцией.
- в процессе эксплуатации персонал контролирует места утечек масла из трансформатора и принимает меры по их устранению.
- для сбора промасленной ветоши и других отходов в процессе ремонтов оборудования на подстанции установлен герметичный металлический бак.

Напряженность электрического и магнитного поля для установок 110 кВ значительно ниже допустимых пределов (5кВ/м) для электрического поля 80 А/м магнитного поля. Поэтому специальных мер для защиты персонала и окружающей среды от этих факторов на подстанции не предусматривается.

Техника безопасности составляет основу комплекса мероприятий по охране труда, обеспечивающих здоровые, рациональные и безопасные условия труда на производстве. В полный комплекс охраны труда, кроме того, входят производственная санитария и трудовое законодательство. Сюда относятся

определенные нормы освещенности на рабочих местах, вентиляция, размеры проходов между работающим оборудованием, устройство шкафов для хранения спецодежды, душевые и умывальники, и другие условия улучшения труда на предприятиях.

Безопасность работающего персонала обеспечивается также противопожарными мероприятиями, которые предусматриваются отдельными требованиями и правилами. Все обязаны твердо соблюдать правила техники безопасности при выполнении различных видов работ.

Электроустановки должны находиться в исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда.

Электроустановки должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с правилами и нормами.

Не допускается выполнение распоряжений и заданий, противоречащих требованиям Правил.

Работники, виновные в нарушении законодательства об охране труда, привлекаются к ответственности в установленном порядке.

Работники, принимаемые для выполнения работ в электроустановках, должны иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены в специализированных центрах подготовки персонала.

Профессиональная подготовка персонала, проверка знаний и инструктажи проводятся в соответствии с требованиями государственных и отраслевых нормативных правовых актов.

Виды обязательных инструктажей по охране труда следующие: вводный, первичный на рабочем месте, повторный, текущий, внеплановый.

Вводный инструктаж проводит инженер по охране труда, его проводят со всеми принимаемыми на работу, не зависимо от их образования, стажа работы по данной профессии или должности, а так же командированными, учащимися и студентами, прибывшими на производственное обучение или практику. О проведении вводного инструктажа делают запись в журнале регистрации вводного инструктажа с обязательной подписью инструктируемого и инструктирующего.

Первичный инструктаж на рабочем месте, повторный, внеплановый и текущий инструктажи проводит мастер или непосредственный руководитель работ.

Первичный инструктаж на рабочем месте проводят с каждым работником индивидуально с практическим показом безопасных приемов и методов труда. Первичный инструктаж так же на рабочем месте проводят со всеми лицами, вновь принятыми на предприятие; переводимыми из одного предприятия в другое; командированными; с учащимися и студентами, прибывшими на производственное обучение или практику; с работниками выполняющими новую для них работу, а так же со строителями при выполнении строительно-монтажных работ на территории действующего предприятия.

Повторный инструктаж проводят работающие независимо от квалификации, образования и стажа работы не реже чем через шесть месяцев.

Повторный инструктаж проводят с целью проверки и повышения уровня знаний правил и инструкций по охране труда индивидуально или с группой работников одной профессии.

Внеплановый инструктаж проводят при изменении правил по охране труда; замене или модернизации оборудования, приспособлений и инструментов и других факторов, влияющих на безопасность труда, которые могут привести или привели к травме, аварии, взрыву или пожару; при перерывах в работе более

чем на 30 календарных дней. Внеплановый инструктаж проводят индивидуально или с группой работников одной профессии.

Проведение первичного, повторного и внепланового инструктажа регистрируется в журнале инструктажа на рабочем месте.

Текущий инструктаж проводят с работниками перед производством работ на подстанции.

Нормализация санитарно-гигиенических условий труда должна достигаться устранением причин возникновения вредных факторов на рабочих местах и применение эффективных средств защиты. Ответственность за обеспечение необходимых условий труда несут начальники цехов и мастера.

Выдача средств индивидуальной защиты производится на основе типовых отраслевых норм выдачи служащим спецодежды, спец. обуви и других средств индивидуальной защиты. Составление заявок на средства индивидуальной защиты производят мастера и бригадиры совместно с инженерами по охране труда.

Организация лечебно-профилактического обслуживания предусматривает предварительные (при поступлении на работу) и периодические медицинские осмотры работающего персонала.

Санитарно-бытовое обслуживание работающих предусматривает их обеспечение санитарно-бытовыми помещениями, гардеробными, помещениями для отдыха и питания, душевыми, курительными, умывальными.

Рациональность выбора конкретных мероприятий по охране труда, а также эффективность работы по их реализации находятся в прямой зависимости от эффективности контроля за состоянием охраны труда на предприятии.

Основные виды контроля охраны труда, следующие: оперативный контроль мастеров и руководителей работ, административно-общественный

контроль, контроль, осуществляемый службой охраны труда предприятия, ведомственный контроль, осуществляемый вышестоящими органами.

Оперативный контроль осуществляется администрацией на всех уровнях ежедневно. Особая роль при этом принадлежит мастерам, осуществляющими перед началом работ проверку соответствия требованиям безопасности оборудования, средств защиты, инструмента и приспособлений, а в процессе работы контроль за применением безопасных приемов.

Административно-общественный контроль на энергопредприятии осуществляется следующим образом. Первую ступень контроля осуществляется ежедневно мастер, проверяя перед началом работ состояние рабочих мест. Раз в неделю контроль проводят начальник подразделения, ниже мер по охране труда и общественный инспектор предприятия (вторая ступень), и раз в месяц главный инженер и председатель профкома (третья ступень). Выявленные замечания заносятся в специальный журнал для учета и последующего устранения.

Проверка состояния здоровья работника проводится до приема его на работу, а также периодически, в порядке, предусмотренном Минздравом России.

Электротехнический персонал до допуска к самостоятельной работе должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказания первой медицинской помощи при несчастных случаях.

Персонал, обслуживающий электроустановки, должен пройти проверку знаний Правил техники безопасности и других нормативно-технических документов в пределах требований, предъявляемых к соответствующей должности и профессии, и иметь соответствующую группу по электробезопасности.

Персонал обязан соблюдать требования техники безопасности, инструкции по охране труда, указания, полученные при инструктаже.

Работнику, прошедшему проверку знаний по охране труда при эксплуатации электроустановок, выдается удостоверение установленной формы, в которое вносятся результаты проверки знаний.

Работники, обладающие правом проведения специальных работ, должны иметь об этом запись в удостоверении. Под специальными работами, право на проведение которых отражается в удостоверении после проверки знаний работника, следует понимать:

- верхолазные работы;
- работы под напряжением на токоведущих частях;
- испытание оборудования повышенным напряжением.

Перечень специальных работ может быть дополнен указанием работодателя с учетом местных условий.

Работник, проходящий стажировку, дублирование, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником.

Каждый работник, если он не может принять меры к устранению нарушений Правил техники безопасности, должен немедленно сообщить вышестоящему руководителю обо всех замеченных им нарушениях и представляющих опасность для людей неисправностях электроустановок, машин, механизмов, приспособлений, инструмента, средств защиты и т.д.

Рабочие, которые поступают на ремонтное предприятие, должны пройти инструктаж по общим правилам техники безопасности, правилам электробезопасности, поведения на рабочем месте при ремонте электрического оборудования. Рабочие должны знать инструкции по технике безопасности ремонтных предприятий. Запрещается находиться под поднятым грузом и на пути его перемещения, проходить или пробегать впереди движущихся электрокаров, вагонеток, тележек, перелизать через конвейеры, рольганги или подлезать под

них, заходить за ограждения машин и механизмов, касаться движущихся частей оборудования.

В вечернее и ночное время дворы, проходы и рабочие места должны быть хорошо освещены.

В опасных зонах должны быть вывешены предупреждающие или запрещающие плакаты. Предприятие должно иметь кабинет по технике безопасности, в котором отражены все требования, условия и примеры безопасной работы.

Электрические установки и устройства исправны. В соответствии с правилами по эксплуатации их необходимо регулярно проверять.

10.2 Экологичность

Защита от загрязнений трансформаторным маслом.

Трансформаторное масло - очищенная фракция нефти, получаемая при перегонке, кипящая при температуре от 300 °С до 400 °С. Нефть обладает различными свойствами, в зависимости от происхождения, эти отличительные свойства исходного сырья отражаются на свойствах масла.

Существует большой разрыв между сроком службы масла и сроком службы трансформатора. Трансформатор может работать без ремонта 10-15 лет, а масло уже через год требует очистки, а через 4-5 лет - регенерации. Мерами, позволяющими продлить срок эксплуатации масла, являются:

1) защита масла от соприкосновения с наружным воздухом путем установки расширителей с фильтрами, поглощающими воду и кислород, а также вытеснение из масла воздуха;

2) снижение перегрева масла в условиях эксплуатации;

3) регулярные очистки от воды и шлака;

4) применение для снижения кислотности непрерывной фильтрации масла;

5) повышение стабильности масла путем введения антиокислителей.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых автотрансформаторов с массой масла более 1 т в одном баке должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований [13]:

1) габариты маслоприемника должны выступать за габариты автотрансформатора не менее чем на 1,5 м при массе от 10 до 50 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от автотрансформатора на расстоянии менее 2 м.

2) объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в автотрансформатор.

Маслоприемник должен проверяться не реже чем два раза в год, а также после обильных дождей, таяния снега или тушения пожара.

Маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла автотрансформаторов, а также 80% (с учетом 30-и минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды, с выводом сигнала на щит управления.

Ниже будут произведены расчеты маслоприемника трансформатора на ПС 110 кВ.

На ОРУ ПС 110 кВ Арника установлено два маслонаполненных силовых трансформатора ТДТН- 16000/110. Расчет будет производиться на примере одного из них. Исходные данные для расчета приведены в таблице 51.

Таблица 51 – Исходные данные для расчета маслоприемника трансформатора

Марка трансформатора	Масса трансформаторного масла в трансформаторе, кг	Габариты трансформатора		
		Высота Н, мм	Длина А, мм	Ширина В, мм
ТДТН-16000/110	13900	5250	5950	3424

Согласно [3], так как масса трансформаторного масла больше 20 т, то нужно использовать маслоприемник с отводом масла.

Маслоприемники без отвода масла выполняются заглубленной конструкцией, и закрепляются металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм.

Величина Δ , на которую габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора, для данной массы трансформаторного масла, согласно [14], равна 1,5 м. Схема заглубленного маслоприемника изображена на рисунке 5.

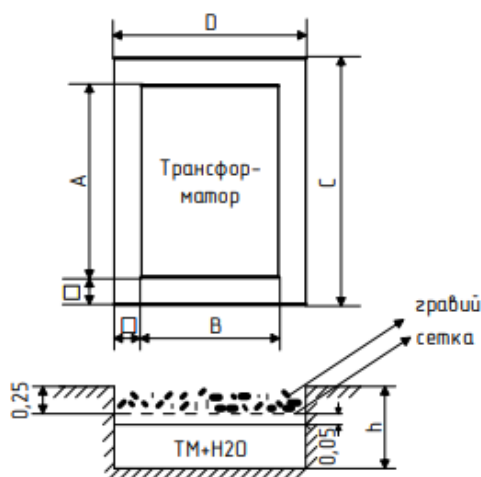


Рисунок 7 – Схема заглубленного маслоприемника

Определим габариты маслоприемника.

Длина, м:

$$C = A + 2 \cdot \Delta \quad (129)$$

где A – габаритная длина трансформатора, м;

где Δ – величина, на которую габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора, м.

$$C = 5,95 + 2 \cdot 1,5 = 8,95 \text{ м}$$

Ширина, м:

$$D = B + 2 \cdot \Delta \quad (130)$$

где B – габаритная ширина трансформатора, м.

$$D = 3,424 + 2 \cdot 1,5 = 6,424 \text{ м}$$

Площадь маслоприемника, м²:

$$S_{mn} = C \cdot D \quad (131)$$

$$S_{\text{мт}} = 8,95 \cdot 6,424 = 55,85 \text{ м}^2$$

Определим объем маслоприемника.

Согласно [15] объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100% объема масла, залитого в трансформатор и 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью 0.2

$\frac{\text{л}}{\text{с} \cdot \text{м}^2}$ в течение 30 минут.

Определим объем трансформаторного масла, м³:

$$V_{\text{тр}} = \frac{M}{\rho} \quad (132)$$

где M – масса трансформаторного масла, кг;

где ρ – плотность трансформаторного масла, равная $0,88 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$.

$$V_{\text{тр}} = \frac{13900}{880} = 15,8 \text{ м}^3$$

Определим объем воды от средств пожаротушения, м³:

$$V_{\text{воды}} = I_n \cdot (S_{\text{мт}} + S_{\text{бтг}}) \quad (133)$$

где I_n – величина интенсивности пожаротушения, равная $0,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} \cdot \text{м}^2$;

где t – время пожаротушения, равное 1800 с;

где $S_{\text{бнз}}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора, м^2 .

$$S_{\text{бнз}} = 2 \cdot (A + B) \cdot H \quad (134)$$

$$S_{\text{бнз}} = 2 \cdot (5,95 + 3,424) \cdot 5,25 = 98,43 \text{ м}^2;$$

$$V_{\text{воды}} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (55,85 + 98,43) = 55,54 \text{ м}^3.$$

Определим глубину маслоприемника, м:

$$h_{\text{мп}} = \frac{V_{\text{мп}}}{S_{\text{мп}}} + \frac{0,8 \cdot V_{\text{воды}}}{S_{\text{мп}}} + h_{\text{в}} + h_{\text{г}} \quad (135)$$

где $h_{\text{в}}$ – величина воздушного канала равная 0,05 м;

где $h_{\text{г}}$ – высота слоя гранитного щебня или гравия равная 0,25 м.

$$h_{\text{мп}} = \frac{15,8}{55,85} + \frac{0,8 \cdot 55,54}{55,85} + 0,05 + 0,25 = 1,38 \text{ м}$$

Определим объем маслоприемника, м^3 :

$$V_{mn} = S_{mn} \cdot h_{mn} \quad (136)$$

$$V_{mn} = 55,85 \cdot 1,38 = 77,07 \text{ м}^3$$

Вывод: в ходе решения для заданного трансформатора марки ТДТН-16000/110 рассчитаны габариты маслоприемника и получены результаты: объем маслоприемника равен 77,07 м³, площадь маслоприемника равна 55,85 м², высота маслоприемника 1,38 м.

10.3 Чрезвычайные ситуации

В процессе эксплуатации электроэнергетического оборудования могут возникать различные непредвиденные ситуации, которые могут привести к тяжелым последствиям. Одной из многих опасных ситуаций может быть возникновение пожара вводов электропроводки зданий и сооружений, на трансформаторах, масляных выключателях.

Наибольшее число пожаров имеет свободное развитие из-за несвоевременного отключения электроустановок, а также из-за расположения в непосредственной близости от этих установок другого оборудования под напряжением. Снятие напряжения с электроустановок является сложным организационным процессом и требует определенного времени, что приводит к увеличению материального ущерба и осложнению обстановки на пожаре.

Сложность обстановки на таких пожарах и наличие большого количества электрооборудования высокого напряжения существенно затрудняют действия пожарных подразделений и добровольных формирований при локализации и ликвидации пожаров на энергообъектах. Поэтому необходимо применение таких способов подачи огнетушащих веществ и средств для их реализации, которые обеспечили бы безопасную и одновременно эффективную ликвидацию горения электроустановок под напряжением.

Особенности развития пожаров трансформаторов зависят от места его возникновения. При коротком замыкании в результате воздействия электрической дуги на трансформаторное масло и разложения его на горючие газы могут происходить взрывы, которые приводят к разрушению трансформаторов и масляных выключателей и растеканию горящего масла.

При повреждении с возникновением возгорания электрооборудование должно быть незамедлительно отключено и заземлено со всех сторон. После снятия напряжения тушение возгорания можно производить любыми средствами пожаротушения (воздушно-механической пеной, распыленной водой, огнетушителями, газовыми и порошковыми) [16].

Порядок тушения пожара на энергообъектах:

1) Первый, заметивший возгорание или при срабатывании телемеханики, необходимо немедленно сообщить об этом в пожарную охрану, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Оперативно выездная бригада определяет место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара оперативно выездная бригада обязана проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами ОРУ и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может оперативно выездная бригада без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

5) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

6) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

- надежного заземления ручных стволов и насосов пожарных автомобилей;

- применения личным составом, участвующим в тушении, индивидуальных изолирующих электрозащитных средств;

- соблюдения минимальных безопасных расстояний от электроустановок под напряжением до пожарных, работающих со стволами или огнетушителями;

- применения эффективных огнетушащих веществ, способов и приемов их подачи.

Тушение пожаров на энергообъектах может проводиться на отключенном электрооборудовании и на электроустановках, находящихся под напряжением, используют воду в виде компактных струй из стволов РСК-50 РС-50 и распыленных из стволов с насадками НРТ-5, а также негорючие газы, порошковые составы и комбинированные составы (углекислота с хладоном или распыленная вода с порошком).

Подача любой пены ручными средствами при тушении электроустановок под напряжением категорически запрещается. Минимальные безопасные расстояния от насадок стволов до электроустановок под напряжением приведены в таблице 52 [16].

Таблица 52 – Безопасное расстояние до горящих электроустановок, находящихся под напряжением [16]

Применяемое огнетушащее вещество	до 1 кВ	от 1 до 6 кВ	от 6 до 35 кВ	от 35 до 110 кВ	от 110 до 220 кВ
Вода (распыленные струи), подаваемая из стволов, снабженных насадками турбинного типа НРТ; огнетушащие порошковые составы (всех типов); одновременная пода	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0
Вода (компактные струи), подаваемая из ручных стволов типа РС- 50 с расходом 3,6 л/с	4,0	6,0	8,0	10,0	Не допускается
Вода (компактные струи), подаваемая из ручных стволов типа РС- 70 с расходом 7,4 л/с	8,0	12,0	16,0	20,0	Не допускается

Данные расстояния приняты из условия прохождения через ствольщика тока силой до 0,5 мА, который не является опасным для человека. Расстояние от насадок стволов до электрооборудования под напряжением определяют с учетом удельного сопротивления воды, равного 100 Ом/см.

Тушение небольших пожаров и загораний на электроустановках под напряжением можно осуществлять с помощью ручных и передвижных огнетушителей согласно таблице 53.

Таблица 53 – Огнетушители, применяемые для тушения электроустановок под напряжением [16]

Напряжение, кВ	Безопасное расстояние до электроустановки	Тип персональных огнетушителей
до 0,4	не менее 1 м	Хладоновые
до 1,0	не менее 1 м	Порошковые
до 10,0	не менее 1 м	Углекислотные

Ликвидация возгорания на ПС производится по оперативному плану. Во всех случаях возникновения или обнаружения возгорания необходимо оповестить окружающих людей о пожаре и о месте пожара любыми доступными средствами, например, голосом или ударами по металлу, и сообщить дежурному персоналу ПС и в пожарную часть.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные или углекислотные-бромэтиловые огнетушители, а также распыленную воду. В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной квалификационной работе была проведена разработка схемы внешнего электроснабжения объектов на острове Большой Уссурийский в городе Хабаровск.

В ходе выполнения проекта выполнены следующие задачи:

- Определена требуемая мощность питающих трансформаторов с учетом перспективной нагрузки объектов. Выбран тип и параметры трансформаторов;
- Произведен расчет сечений проводов и кабельной линии по допустимому току;
- Выполнен расчет токов короткого замыкания для проверки оборудования на динамическую и термическую стойкость. Определены ударные токи и периодическая составляющая;
- Подобраны выключатели, разъединители и другие компоненты сети по номинальным параметрам и условиям КЗ;
- Разработана система защитного заземления. Спроектирована молниезащита;
- Произведен расчет безопасности и экологичности.
- Проведен технико-экономический анализ вариантов прокладки линии.

Разработанная схема электроснабжения обеспечивает надежное энергоснабжение объектов на острове в соответствии с требованиями безопасности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. География Хабаровского края.
URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/География_Хабаровского_края
2. Хабаровск. – URL: <https://ru.ruwiki.ru/wiki/Хабаровск>
3. Большой Уссурийский.
URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Большой_Уссурийский
4. Перспектива освоения острова Большой Уссурийский.
URL: <http://mos-journal.com/article/4-2023/perspektivy-i-problemy-sovmestnogo-rossiisko-kitaiskogo-osvoenia-ostrova-bolsoi-ussuriiski-p10>
5. Опора проходная промежуточная. – URL: <https://tes-energo.ru/store/opora/vl-110-kv/perekhodnye-1/pp110-2-41/>
6. Цена на провод. – URL: https://vladivostok.cable.ru/cable/marka-as_120_19.php
7. Цена на кабель. – URL: <https://rscable.ru/product/60735/>
8. Кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена в полиэтиленовой оболочке. URL: https://www.ruscable.ru/info/polimer/mark/apvpu2g_kamkabel/
9. План по развитию Большого уссурийского.
URL: <https://ria.ru/20241111/putin-1983036789.html>
10. Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2023–2028 годы.
URL: https://www.soups.ru/fileadmin/files/company/future_plan/public_discussion/support_materials/72_Khabarovskii_krai.pdf
11. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153-34.0-20.527-98
12. Приказ Минтруда России от 15.12.2020 №903 «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»
13. Правила устройства электроустановок. Мин. Энерго России. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2024. – 648 с.

14. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности складовнефти и нефтепродуктов" от 7 ноября 2016 года N 461.

15. Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках 153-34.03.603-2003

16. ГОСТ 12.1.019-79* ССБТ «Электробезопасность»

17. Басманов, В.Г. Заземление и молниезащита: учеб. Пособие для вузов в двух частях. Часть 2 Молниезащита / В.Г. Басманов – Киров: ПРИП ФГБОУ ВПО «ВятГАУ», 2012. – 246 с.

18. Савина. Н.В., Проценко. П.П., «Техника высоких напряжений». Благовещенск 2015.- 105 с.

19. Типовые технические требования к ограничителям перенапряжения классов напряжения 6-750 кВ, СТО 56947007- 29.120.50.076-2011, ФСК ЕЭС, 2011 г.

20. ГОСТ 1516.3-96. Издания. Международная стандартная нумерация книг. – Введен впервые; введ. 1999-01-01. – Москва: Государственный комитет Российской Федерации по стандартизации, метрологии и сертификации; М.: Изд-во стандартов, 1999. – 54 с.

21. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ, СТО 56947007-29.240.30.047-2010, ФСК ЕЭС, 2010 г

22. Правила устройства электроустановок. Мин. Энерго России. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 118 с.

23. Трансформаторы и автотрансформаторы 35 -220 кВ. Дифференциальная токовая защита. Расчет уставок. Методические указания, СТО ДИВГ-055-2013, НТЦ Мехатроника, 2013 г.

24. Пункт комплектный переходный опорный кабельно-воздушный ПКПО-КВ. – URL: <https://mpk-energosfera.ru/product/produktsiya->

[strimer/komplektnye-perekhodnye-punkty-pkpo-kv/pkpo-kv-dlya-lep-110-kv/pkpo-kv-110-1-1-1/](#)

25. Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс]: учеб. пособие / А. Б. Булгаков; АмГУ, ИФФ. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2020. - 90 с.

26. Савина Н.В. Техника высоких напряжений. Грозные перенапряжения и защита от них: учеб. пособие / Н.В. Савина; АмГУ, Эн. ф. – Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. – 191 с.

27. Афонин, В. В. Электрические системы и сети. Часть 1: учебное пособие / В. В. Афонин, К. А. Набатов. — Тамбов: Изд-во ФГБОУ ВПО «ТГТУ», 2013. — 80 с.

28. ГОСТ Р 55189—2012. Стандарт для изоляторов линейных подвесных стержневых полимерных

29. "Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов" (разработан Минэкономразвития России)

30. Справочная информация: «Районные коэффициенты и надбавки» (Материал подготовлен специалистами КонсультантПлюс)

31. Судаков, Г. В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству и модернизации систем электроснабжения объектов: учеб. – метод. пособие / Г. В. Судаков, Т. А. Галушко. – Благовещенск: АмГУ, 2006. – 190 с.