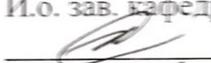


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) программы «Электроэнергетика»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
И.о. зав. кафедрой
 Н.В.Савина
« 19 » 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование подстанции напряжением 220/110/6кВ в поселке
Трудовой Приморского края для электроснабжения объектов ООО
Трансформация мощностью 25,84 МВт.

Исполнитель
студент группы 542об-1

 17.06.2019
подпись, дата

Е.В. Малашко

Руководитель
доцент, канд.техн.наук

 01.11.2019
подпись, дата

А.Н. Козлов

Консультанты:
по безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук

 01.06.2019
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
Ст. преподаватель

 19.06.2019
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Благовещенск 2019

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

Н.В.Савина

«05» 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента:

Малашко Егора Владимировича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование подстанции напряжением 220/110/6кВ в поселке Трудовой Приморского края для электроснабжения объектов ООО «Трансформация» мощностью 25,84 МВт.

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта): 10.06.2019

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема электроснабжения Приморского края.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): анализ исходных данных по нагрузкам, разработка схем подстанции 220/110/6 кВ, технико-экономический выбор оптимального варианта схемы подстанции, расчёт токов короткого замыкания, выбор и проверка оборудования на подстанции, заземление и молниезащита подстанции, релейная защита и автоматика, определение емкостного тока замыкания на землю, безопасность и экологичность проекта, диспетчерское управление и телемеханика

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

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

7. Дата выдачи задания: 05.04.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: Александр Николаевич Козлов

Задание принял к исполнению (дата): Малаш 05.04.2019

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 97 с., 13 рисунков, 33 таблиц, 140 формул

ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ПОДСТАНЦИЯ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ПОТЕРИ МОЩНОСТИ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, НАДЁЖНОСТЬ.

В работе произведено проектирование подстанции Радужная напряжением 220/110/35/6 кВ в поселке Трудовое Приморского края, на основе технико-экономических расчётов выбран оптимальный вариант схемы подстанции. Произведён расчёт токов короткого замыкания, на основании которого произведён выбор и проверка оборудования подстанции, а также произведён расчёт релейной защиты.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АТС - автотрансформатор связи

АВР - автоматический ввод резерва

АПВ - автоматическое повторное включение

ТКЗ - ток короткого замыкания

ЛЭП - линия электропередачи

МТЗ - максимальная токовая защита

НН - низкое напряжение

КЗ - короткое замыкание

ПС – подстанция

ТТ – трансформатор тока

ТН – трансформатор напряжения

ТО – токовая отсечка

ЭЭ – электрическая энергия

ЭС – электроснабжение

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1. Исходные данные	9
1.1 Характеристика района проектирования	9
1.2 Выбор схемы распределительного устройства подстанции	10
2. Выбор силовых трансформаторов	12
3. Расчёт токов короткого замыкания	16
4. Выбор и проверка оборудования подстанции Радужная	29
4.1. Общие положения	29
4.2. Выбор выключателей	29
4.3. Выбор разъединителей	33
4.4 Выбор КРУ	34
4.5. Выбор трансформаторов тока	38
4.6. Выбор трансформаторов напряжения	44
4.7. Выбор шинных конструкций	49
4.8. Выбор ОПН	51
4.9 Выбор аккумуляторных батарей	55
5 Релейная защита и автоматика	59
5.1 Защита линии	59
5.2 Выбор защит автотрансформаторов	59
5.3 Дифференциальная защита автотрансформаторов	60
5.4 Защита от перегрузки	65
5.5 Максимальная токовая защита	65
5.6 Газовая защита	67
6. Надежность энергосистемы	68
7. Технико-экономический расчёт проекта	70
8. Молниезащита и заземление подстанции Радужная	74
8.1 Защита от прямых ударов молнии	74

8.2 Защита подстанции от волн, набегающих с линии электропередачи	78
9. Безопасность и экологичность проекта	80
9.1 Безопасность	80
9.2 Экологичность	84
9.3 Чрезвычайные ситуации	89
Заключение	94
Библиографический список	95

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы заключается в необходимости проектирования новой подстанции напряжением 220/110/35/6 кВ Радужная в поселке Трудовое Приморского края, так как в этом районе находятся подстанции, работающие на пределе своих возможностей. Согласно данным, подстанция напряжением 110/35/6 кВ Западная работает в режиме перегрузки, питая четыре подстанции напряжением 35 кВ. Также проектировка подстанции поможет уменьшить нагрузку на ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Промузел и ВЛ 110 кВ Шахта 7 - АТЭЦ, которые также в данный момент работают на пределе своих пропускных способностей. Никому не секрет, что в настоящее время происходит быстрый рост и расширение городов, застраивается все больше территорий. ПС Радужная сможет взять на себя перспективы развития этого района.

Целью данной работы является проектирование Подстанции 220/110/35/6 кВ для обеспечения требуемой мощности в объёме 25 МВт для снабжения потребителей жилого комплекса поселка Трудовое и 18 МВт ПС Угловая и Заводская.

Задачи, которые были поставлены для достижения указанной цели:

1. Разработать схемы подстанции;
2. Произвести расчёт токов короткого замыкания;
3. Произвести выбор и проверка электрооборудования;
4. Произвести расчёт молниезащиты подстанции;
5. Произвести расчёт надёжности.

Практическая значимость выпускной квалификационной работы заключается в разработке оптимальной схемы подстанции для обеспечения требуемой мощности поселка Трудовое при обеспечении оптимальной надёжности электроснабжения порта.

В работе проводится проектирование новой подстанции и выбор силового оборудования.

Ожидаемые результаты работы: произвести проектирование новой подстанции 220/110/35/6 кВ Радужная, разработать наиболее оптимальную с точки зрения надёжности и капитальных затрат схему подстанции. Разработанная схема подстанции должна будет обеспечивать безотказную работу в течение нормативного срока эксплуатации оборудования – 20 лет с минимальным ущербом от недоотпуска электроэнергии.

При выполнении работы использовались лицензионные программы MicrosoftExcel (для расчёта нагрузок электроприёмников), MicrosoftOfficeVisio (для выполнения графической части работы).

К работе прилагаются 6 листов графической части.

1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

1.1 Характеристика района проектирования

Приморье расположен на юге Дальнего Востока, в юго-восточной части России. С юга и востока омывается Японским морем, из-за чего проявляется сезонное чередование областей высокого и низкого атмосферного давления.

Зима в Приморье сухая и холодная с ясной погодой, малая высота снега и сильные морозы.

Лето в Приморском крае очень влажное и облачное. Для него в первую половину характерны долгие туманы и морось, а во второй сильные и обильные дожди и ливни.

Из-за особенности и сложности рельефа местности возникают различия в климатических характеристиках края. В небольших пределах местности можно заметить различия в погодных условиях и климате.

Максимально холодная температура, которая была зарегистрирована составляет минус 49°. В остальное время она значительно выше, около минус 20°.

Также особенностью в временном характере осадков Приморского края является август и начало сентября, когда дожди имеют характер ливней.

Главным образом штормы наблюдаются на побережье края. Чаще всего они свирепствуют в холодное время года. Количество штормовых дней резко убывает от побережья в глубь территории края. В связи с тем, что тропические и субтропические циклоны достигают приморского побережья в августе и сентябре, в это же время наблюдаются сильные штормовые ветры-тайфуны.

Трудовое относится к 4 району по гололеду и к 4 по скоростному ветру.

1.2 Выбор схемы распределительного устройства подстанции

Выбор начинается с технически возможных и целесообразных вариантов схем. Все элементы РУ должны надежно работать в установившемся режиме, а также должны выдерживать нагрузки при аварийных ситуациях. При небольшом количестве присоединений выбирают наиболее простую схему РУ с минимальным числом выключателей. Такие схемы позволяют уменьшить количество необходимого оборудования, строительных материалов, что уменьшает затраты на строительство

Схема РУ подстанции Радужная представлена на рисунке 1.

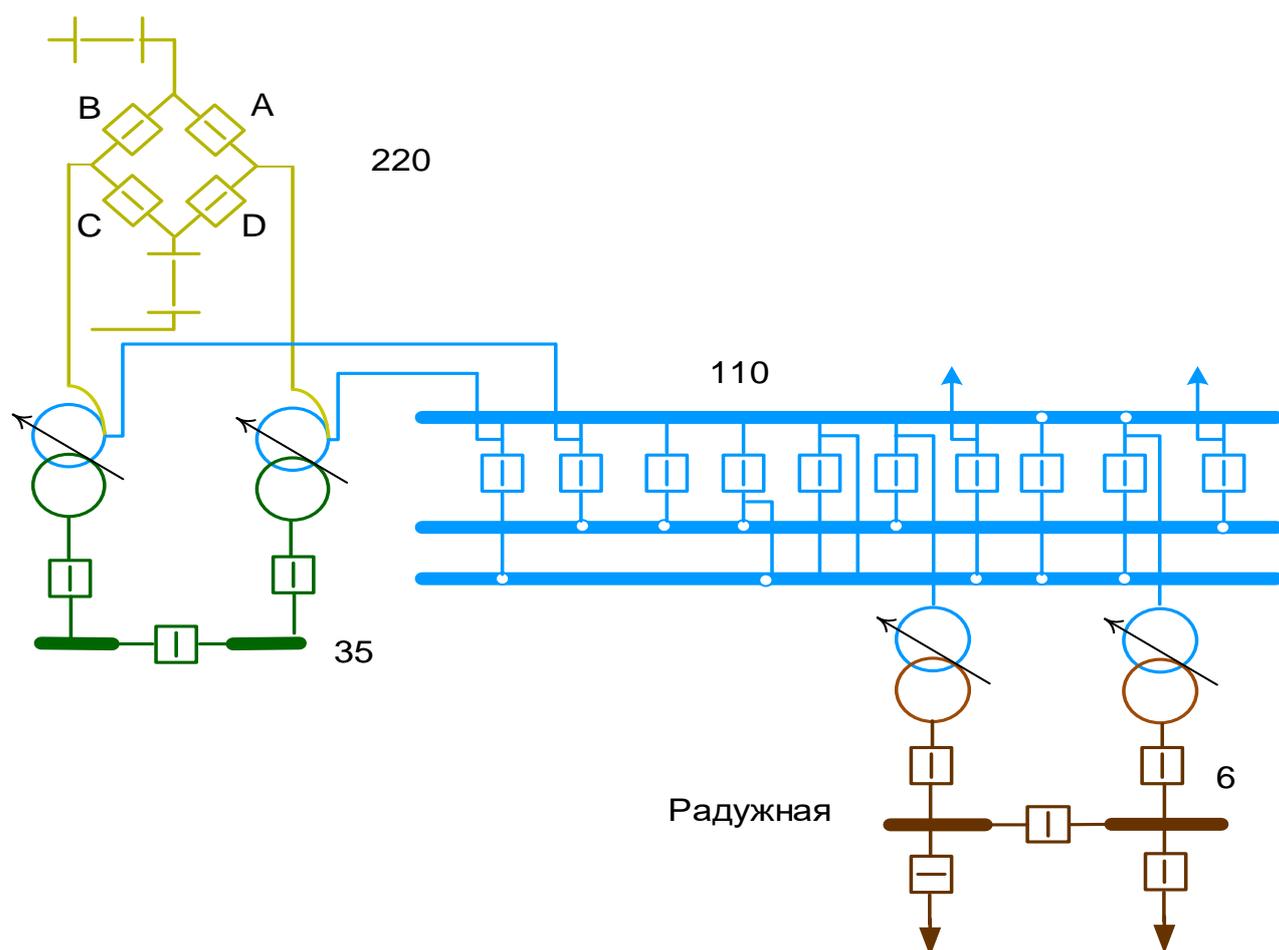


Рисунок 1 – Схема подстанции 220/110/35/6 кВ Радужная

К подстанции предусмотрено подключение следующих линий:

- 220 кВ – 2 ВЛ на ПС Владивосток и ПС Волна;
- 110 кВ – 2 ВЛ: на АТЭЦ и ПС Промузел;
- 35 кВ – 2 ВЛ на ПС Заводская и Угловая;

- 6 кВ – поселок Трудовое.

Выбираем следующие схемы РУ на подстанции 220/110/35/6 кВ

Радужная:

220 кВ – четырехугольник;

110 кВ– одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин;

35 кВ– одна рабочая секционированная выключателем система шин.

6 кВ– одна рабочая секционированная выключателем система шин.

2 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Трансформаторы в нормальном режиме работы должны обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. На подстанциях применяются в основном два трансформатора (два независимых источника питания), так как через такие подстанции должны обеспечиваться электроэнергией электроприемники I, II и III категорий надежности электроснабжения.

Отключение трансформаторов на понижающих подстанциях, из-за повреждений довольно редки, но они все же случаются. Поэтому для электроснабжения потребителей I и II категории на подстанции должно быть установлено два трансформатора. В случае выхода из строя одного из трансформаторов второй должен взять на себя нагрузку и обеспечить передачу ЭЭ потребителю.

При нахождении трансформатора в послеаварийном режиме следует учитывать его перегрузочную способность. Иначе можно попросту установить трансформаторы, мощность которых будет слишком велика, а это лишние экономические затраты. Допускается работа трансформатора в послеаварийном режиме при загрузке 140%.

Найдем расчетную мощность трансформатора по формуле:

$$S_{\text{т.расч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{т}} \cdot k_{\text{з}}} \quad (1)$$

где $S_{\text{т.расч}}$ – расчётная мощность трансформатора, МВА;

$P_{\text{ср}}$ – средняя активная мощность, МВт;

$Q_{\text{неск}}$ – не скомпенсированная реактивная мощность, МВар;

$n_{\text{т}}$ – число трансформаторов;

$k_{\text{зонт}}$ – коэффициент загрузки.

Для расчёта трансформатора необходимо учесть нагрузку на подстанциях, присоединяемых к проектируемой подстанции Радужная, по результатам зимнего контрольного замера 2018 года.

Таблица 4 – Нагрузки подстанций по результатам контрольного замера

№	Подстанция	Трансформаторы	Нагрузка активная, МВт	Нагрузка реактивная, МВар
1	Заводская	2 x 6,3	6,14	2,46
2	Угловая	2 x 16	15,59	6,26
	Итого		21,73	8,72

Общая нагрузка на автотрансформаторы будет складываться из нагрузки подстанций, присоединяемых к шинам напряжением 35 кВ и поселка Трудовое, который будет присоединяться к шинам напряжением 6 кВ.

Активная нагрузка поселка трудовое составляет 25,84 МВт. Для того чтобы найти реактивную составляющую нужно произвести расчет по формуле:

$$Q = P \times \operatorname{tg}\varphi \quad (2)$$

где $\operatorname{tg}\varphi$ – это коэффициент мощности, который равен 0,38.

$$Q = 25,84 \times 0,38 = 9,82 \text{ МВар}$$

Общая нагрузка на трансформаторы:

$$Q = Q_1 + Q_2 \quad (3)$$

$$P = P_1 + P_2 \quad (4)$$

$$Q = 9,82 + 8,72 = 18,54 \text{ МВар}$$

$$P = 21,73 + 25,84 = 47,57 \text{ МВт}$$

Произведём расчёт требуемой мощности трансформаторов на проектируемой подстанции Радужная:

$$S_{\text{атрасч}} = \frac{\sqrt{47,57^2 + 18,54^2}}{2 \cdot 0,7} = 36,47 \text{ МВА}$$

К установке принимаются два автотрансформатора мощностью 63 МВА - АТДЦТН-63000/220/110/35.

Произведем расчет коэффициента загрузки в послеаварийном режиме, для проверки правильности выбора трансформатора.

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{т}} - 1 \cdot S_{\text{тр}}} \quad (5)$$

Проверяем по условию:

$$k_{3 \text{ п/а}} \leq 1,4 \quad (6)$$

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{48^2 + 17^2}}{63} = 0,81$$

Для того чтобы обеспечить ЭС поселка Трудовое рассчитаем мощность двухобмоточного трансформатора:

$$S_{\text{атрасч}} = \frac{\sqrt{25,84^2 + 9,82^2}}{2 \cdot 0,7} = 19,75 \text{ МВА}$$

К установке принимаются два трансформатора мощностью 25 МВА - ТДН-25000/110/6.

Произведем расчет коэффициента загрузки в послеаварийном режиме, для проверки правильности выбора трансформатора.

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{T}} - 1 \cdot S_{\text{тр}}} \quad (7)$$

Проверяем по условию:

$$k_{3 \text{ п/а}} \leq 1,4 \quad (8)$$

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{25,84^2 + 9,82^2}}{25} = 1,11$$

Так как все коэффициенты удовлетворяют условию, трансформаторы выбраны верно.

ЗРАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Произведем расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки оборудования подстанции, а также для расчета и проверки уставок РЗА.

Для выполнения этих задач определим токи КЗ, подтекающий к месту повреждения. В качестве мест повреждений принимаем шины напряжение 220, 110, 35, 6 кВ. Основной целью расчета является определение периодической составляющей тока короткого замыкания, учет аperiodической составляющей производится приближено.

За базовую мощность принимаем $S_б = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, так как ее значение можно выбрать любым. Базовое напряжение примем равным среднему напряжению на шинах РУ $U_б = U_{ср}$, где рассчитывают короткое замыкание.

Построим схему замещения подстанции «Радужная» для расчета тока КЗ, в которой реальные элементы вводятся своими индуктивными сопротивлениями, а нагрузки и система – их сопротивлениями и ЭДС. На рисунке 2 представлена схема замещения сети для расчета токов КЗ.

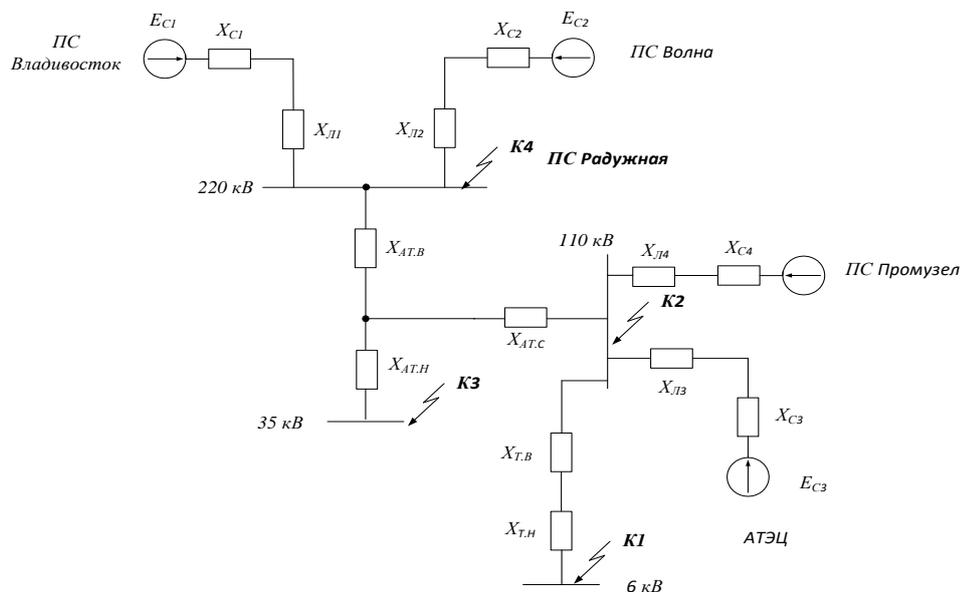


Рисунок 2 - Расчетная схема замещения для рассматриваемого участка электрической сети вариант

Так как рассчитывать мы будем в относительных единицах, примем:

$$S_{\bar{\sigma}a3} = 100 \text{ МВА},$$

$$U_{\bar{\sigma}a31} = 230 \text{ кВ}; U_{\bar{\sigma}a32} = 115 \text{ кВ}; U_{\bar{\sigma}a33} = 37,5 \text{ кВ}; U_{\bar{\sigma}a34} = 6,3 \text{ кВ};$$

Произведем расчет базисного тока:

$$I_{\bar{\sigma}a3} = \frac{S_{\bar{\sigma}a3}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}a3}}, \quad (9)$$

$$I_{\bar{\sigma}a31} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,251 \text{ кА},$$

$$I_{\bar{\sigma}a32} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА}.$$

$$I_{\bar{\sigma}a33} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 1,54 \text{ кА}.$$

$$I_{\bar{\sigma}a34} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,34 \text{ кА}.$$

Определим сопротивления сети.

Сопротивление системы находим по формуле:

$$X_C = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}} \cdot I_{K3}} \quad (10)$$

где I_{K3} - ток короткого замыкания на шинах питающей ПС.

Для шин 220 кВ ПС «Владивосток» $I_{K3} = 19,3$ кА и ПС «Волна»

$I_{K3} = 13,4$ кА, для шин 110 кВ ПС «АТЭЦ» $I_{K3} = 11,9$ кА и ПС «Промузел»

$I_{K3} = 6,8$ кА.

$$X_{C1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 19,3} = 0,013 \text{ o.e.}$$

$$X_{C2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 13,4} = 0,019 \text{ o.e.}$$

$$X_{C3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 11,9} = 0,042 \text{ o.e.}$$

$$X_{C4} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 6,8} = 0,074 \text{ o.e.}$$

Рассчитаем сопротивления нагрузок по формуле:

$$X_H = X_{H*} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_n}, \quad (11)$$

где $X_{H*} = 0,35$ – сопротивление нагрузки в относительных единицах;

S_n – мощность нагрузки.

Таблица 5 – Сопротивления систем и нагрузок

Сопротивления систем, о.е.				Сопротивления нагрузки, о.е.
X_{C1}	X_{C2}	X_{C3}	X_{C4}	X_H
0,013	0,019	0,042	0,074	1,32

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{100}{26,5} = 1,32 \text{ o.e.}$$

Сопровитления линий возьмем со схемы токов короткого замыкания Приморского края. Для того чтобы из Ом перевести в о.е. произведем расчет по формуле:

$$X_{Л*} = X_{Л} \times \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}}^2} \quad (12)$$

$$X_{Л*} = 10,58 \times \frac{100}{230^2} = 0,02 \text{ о.е.}$$

Для остальных линий аналогично.

Таблица 6 - Сопровитления линий

Сопровитления линий, о.е.			
$X_{Л1}$	$X_{Л2}$	$X_{Л3}$	$X_{Л4}$
0,02	0,019	0,041	0,015

Произведем расчет.

Для определения сопротивления автотрансформатора АДЦТН-63000/220/110/35 на подстанции «Радужная» необходимо знать фазные напряжения короткого замыкания, приведенные в таблице ниже.

$$U_{К.В,\%} = 0,5 \times (U_{ВН} + U_{ВС} - U_{СН}) \quad (13)$$

$$U_{К.В,\%} = 0,5 \times (35 + 11 - 22) = 12$$

$$U_{К.С,\%} = 0,5 \times (U_{ВС} + U_{СН} - U_{ВН}) \quad (14)$$

$$U_{К.С,\%} = 0,5 \times (11 + 22 - 35) = -1$$

$$U_{К.Н,\%} = 0,5 \times (U_{ВН} + U_{СН} - U_{ВС}) \quad (15)$$

$$U_{К.Н,\%} = 0,5 \times (35 + 22 - 11) = 23$$

Таблица 7 – Напряжения короткого замыкания сторон автотрансформаторов

$U_{K_B,\%}$	12
$U_{K_C,\%}$	0
$U_{K_H,\%}$	23

Сопротивление обмоток автотрансформатора определяется по следующей формуле:

$$X_{AT} = \frac{U_{K,\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{номАТ}}, \quad (16)$$

где $S_{номАТ}$ - номинальная мощность автотрансформатора.

$$X_{AT_B} = \frac{12}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,19 \text{ о.е.},$$

$$X_{AT_C} = 0 \text{ о.е.},$$

$$X_{AT_H} = \frac{23}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,365 \text{ о.е.}$$

Сопротивление двухобмоточного трансформатора находится по формуле:

$$X_T = \frac{U_{K,\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{номТ}} \text{ о.е.} \quad (17)$$

$$X_T = \frac{10,5 \times 100}{100 \times 25} = 0,42 \text{ о.е.}$$

Находим периодическую составляющую тока КЗ:

$$I_{по} = \frac{E_{ЭКВ}}{X_{ЭКВ}}, \quad (18)$$

где $E_{ЭКВ}$ – эквивалентная ЭДС;

$X_{ЭКВ}$ – эквивалентное сопротивление.

Ударный ток и аperiodическую составляющую найдем по формулам:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{-t/T_a}, \quad (19)$$

$$i_{ydi} = \sqrt{2} \cdot I_{noi}^{(3)} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,02}{T_{ai}}}\right) \quad (20)$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

Сворачиваем исходную схему замещения относительно точки короткого замыкания К1.

$$X_1 = X_{C1} + X_{Л1} \quad (21)$$

$$X_1 = 0,013 + 0,02 = 0,033$$

$$X_2 = X_{C2} + X_{Л2} \quad (22)$$

$$X_2 = 0,019 + 0,019 = 0,038$$

$$X_3 = X_{C3} + X_{Л3} \quad (23)$$

$$X_3 = 0,042 + 0,041 = 0,083$$

$$X_4 = X_{C4} + X_{Л4} \quad (24)$$

$$X_4 = 0,074 + 0,015 = 0,089$$

$$X_5 = X_{T.H} + X_{T.B} = X_T \quad (25)$$

$$X_5 = 0,42$$

$$X_6 = \frac{X_1 \times X_2}{X_1 + X_2} \quad (26)$$

$$X_6 = 0,018$$

$$X_7 = X_6 + X_{AT.B} \quad (27)$$

$$X_7 = 0,018 + 0,19 = 0,208$$

$$X_8 = \frac{X_4 \times X_7}{X_4 + X_7} \quad (28)$$

$$X_8 = 0,062$$

$$X_9 = X_8 + X_5 \quad (29)$$

$$X_9 = 0,062 + 0,42 = 0,482$$

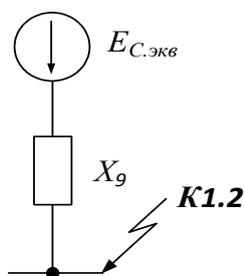


Рисунок 3 – Преобразованная схема замещения

Найдем периодическую составляющую в именованных единицах измерения:

$$I_{\text{по}} = \frac{E}{X} \cdot I_B \quad (30)$$

где E – ЭДС соответствующей ветви в о.е.: для системы $E = 1$ о.е.;

X – эквивалентное сопротивление ветви.

$$I_{\text{по}} = \frac{E_C}{X_9} \cdot I_{B4}, \quad (31)$$

$$I_{\text{по}} = \frac{1}{0,482} \cdot 9,34 = 19,38 \text{ кА}$$

Расчёт ударного тока КЗ:

$$i_{\text{ydi}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{noi}}^{(3)} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,02}{T_{ai}}}\right) \quad (32)$$

где T_{ai} - постоянная времени затухания (в нашем случае отдельной ветви) аperiodической составляющей тока КЗ (сек), равная для точки кз К1.2:

$$T_{a6кв} = 0,01$$

$$i_{\text{yd}} = \sqrt{2} \times 19,38 \times \left(1 + e^{-\frac{0,02}{0,01}}\right) = 31,12 \text{ кА}$$

Сворачиваем исходную схему замещения относительно точки короткого замыкания К2.2 шины напряжения 110 кВ:

$$X_1 = X_{c1} + X_{л1} \quad (33)$$

$$X_1 = 0,013 + 0,02 = 0,033$$

$$X_2 = X_{C2} + X_{J2} \quad (34)$$

$$X_2 = 0,019 + 0,019 = 0,038$$

$$X_4 = X_{C4} + X_{J4} \quad (35)$$

$$X_4 = 0,074 + 0,015 = 0,089$$

$$X_5 = \frac{X_1 \times X_2}{X_1 + X_2} \quad (36)$$

$$X_5 = 0,018$$

$$X_6 = X_5 + X_{AT.B} \quad (37)$$

$$X_6 = 0,018 + 0,19 = 0,208$$

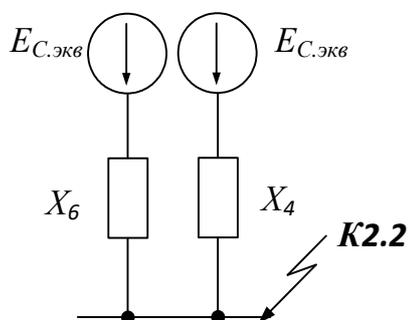


Рисунок 4 – Преобразованная схема замещения

$$I_{\text{п01}} = \frac{E_C}{X_7} \cdot I_{B2} \quad (38)$$

$$I_{\text{п01}} = \frac{1}{0,208} \cdot 0,502 = 2,41 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ПО}2} = \frac{E_C}{X_4} \cdot I_{\text{Б}2} \quad (39)$$

$$I_{\text{ПО}2} = \frac{1}{0,089} \cdot 0,502 = 5,64 \text{ кА}$$

Суммарная периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ:

$$I_{\text{ПО}\Sigma} = \sum_{i=1}^m I_{\text{ПО}i} = I_{\text{ПО}1} + I_{\text{ПО}2} \quad (40)$$

$$I_{\text{ПО}\Sigma} = 2,41 + 5,64 = 8,05 \text{ кА}$$

$$T_{a110\text{кВ}} = 0,025$$

$$i_{y\partial C} = \sqrt{2} \times 2,41 \times \left(1 + e^{-\frac{0,02}{0,025}}\right) = 4,94 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial C2} = \sqrt{2} \times 5,64 \times \left(1 + e^{-\frac{0,02}{0,025}}\right) = 11,56 \text{ кА}$$

Находим ударный ток в месте КЗ:

$$i_{y\partial\Sigma} = \sum_{i=1}^m i_{y\partial i} = i_{y\partial H} + i_{y\partial C} \quad (41)$$

$$i_{y\partial\Sigma} = 4,94 + 11,56 = 16,5 \text{ кА}$$

Сворачиваем исходную схему замещения относительно точки короткого замыкания КЗ.2 шины напряжения 35 кВ

$$X_1 = X_{C1} + X_{Л1} \quad (42)$$

$$X_1 = 0,013 + 0,02 = 0,033$$

$$X_2 = X_{C2} + X_{Л2} \quad (43)$$

$$X_2 = 0,019 + 0,019 = 0,038$$

$$X_3 = X_{C3} + X_{Л3} \tag{44}$$

$$X_3 = 0,042 + 0,041 = 0,083$$

$$X_4 = X_{C4} + X_{Л4} \tag{45}$$

$$X_4 = 0,074 + 0,015 = 0,089$$

$$X_5 = \frac{X_1 \times X_2}{X_1 + X_2} \tag{46}$$

$$X_5 = 0,018$$

$$X_6 = \frac{(X_5 + X_{AT.B}) \times X_4}{X_5 + X_{AT.B} + X_4} \tag{47}$$

$$X_6 = 0,062$$

$$X_7 = X_6 + X_{AT.H} \tag{48}$$

$$X_8 = 0,062 + 0,365 = 0,427$$

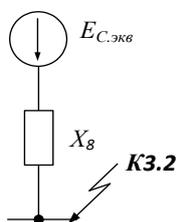


Рисунок 5 – Преобразованная схема замещения

$$I_{П01} = \frac{E_C}{X_8} \cdot I_{Б3} \tag{50}$$

$$I_{\text{по}} = \frac{1}{0,427} \cdot 1,54 = 3,6$$

$$T_{a35\text{кв}} = 0,02$$

$$i_{\text{удС}} = \sqrt{2} \times 3,6 \times \left(1 + e^{\frac{0,02}{0,02}}\right) = 6,96$$

Сворачиваем исходную схему замещения относительно точки короткого замыкания К4 шины напряжения 220 кВ.

$$X_1 = X_{c1} + X_{л1} \quad (51)$$

$$X_1 = 0,013 + 0,02 = 0,033$$

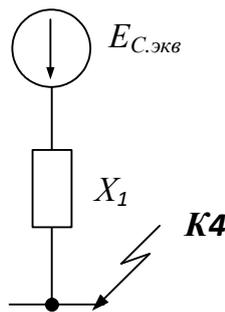


Рисунок 6 – Преобразованная схема замещения

$$I_{\text{по1}} = \frac{E_C}{X_1} \cdot I_{Б1} \quad (52)$$

$$I_{\text{по}} = \frac{1}{0,033} \cdot 0,251 = 7,6$$

$$T_{ac1} = 0,035$$

$$i_{\text{удС}} = \sqrt{2} \times 7,6 \times \left(1 + e^{\frac{0,02}{0,035}}\right) = 16,818$$

Таблица 8 - Расчет токов короткого замыкания

№	Точка КЗ	$I_{по}=I_{пт}$, кА	i_y , кА
1	К1 (6кВ)	19,38	31,12
2	К2 (110 кВ)	8,05	16,5
3	К3 (35кВ)	3,6	6,96
4	К4 (220кВ)	7,6	16,818

4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ РАДУЖНАЯ

4.1 Общие положения

Основным оборудованием на подстанции являются: разъединители, высоковольтные выключатели, трансформаторы тока и напряжения, гибкая и жесткая ошиновка, ОПНы. Выбор оборудования производим по напряжению и максимальному рабочему току. Важную роль при выборе оборудования играет его заводская марка и стоимость: на малоответственных подстанциях можно устанавливать оборудование подешевле, с большим временем отключения (выключатели) или с меньшим классом точности (трансформаторы тока, напряжения). На ответственных подстанциях наоборот устанавливают оборудование дороже и надежней. Также большое значение имеют климатические условия и географическое расположение подстанции.

4.2 Выбор выключателей

Современный рынок имеет большой выбор выключателей. В данной работе мы будем устанавливать элегазовые выключатели.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- надежное отключение любых значений тока;
- быстрота действия;
- пригодность для быстродействующего АПВ;
- возможность пофазного управления (110 кВ и выше);
- легкость осмотра оборудования;
- взрывобезопасность и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

Произведем выбор выключателей для ОРУ 220 кВ по следующим параметрам:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (53)$$

- по длительному току:

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (54)$$

где I_{max} – максимальный суммарный ток автотрансформаторов, проходящий через один выключатель.

$$I_{max} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \text{ кА}. \quad (55)$$

$$I_{max} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,165 \text{ кА}.$$

Проверяем по отключающей способности:

$$I_{n0} \leq I_{откл ном}. \quad (56)$$

На шинах РУВН 220 кВ выбираем элегазовый выключатель типа ВЭБ - 220 - 40/2500 У1. При этом производим следующие расчеты.

Для проверки выключателя на тепловой импульс учитываем время срабатывания релейной защиты. Время отключения выключателя равно:

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{ОВ} \text{ с} \quad (57)$$

$$t_{отк} = 2 + 0,05 = 2,05$$

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

$t_{ОВ}$ – время отключения выключателя, с.

Расчетные значение термической устойчивости выключателя:

$$B_k = I_{n.o}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (58)$$

$$B_k = 7,6^2 \cdot (2,05 + 0,035) = 120,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания; $T_a=0,035$ с [13].

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{отк.ном.}}{100} \quad (59)$$

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,63 \text{ кА},$$

где β_H – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_H = 40$.

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{но} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (60)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 7,6 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,035}} = 8,077 \text{ кА}.$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока к.з.:

$$B_k \leq B_{к.в} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (61)$$

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

Условием выбора является то, что полученные расчетные данные должны быть меньше каталожных данных электрооборудования. Результаты сравнения сведем в таблицу.

Таблица 9 - Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторных выключателей 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 2500 \text{ А}$	$I_{pmax} = 165 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$i_{пр.скв} = 102 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 16,818 \text{ кА}$	$i_{y\delta} \leq i_{пр.скв}$
$B_k = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 120,43 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} = 7,6 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} = 7,6 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$
$i_{a.ном} = 22,63 \text{ кА}$	$I_{a.t} = 8,077 \text{ кА}$	$I_{a.t} \leq i_{a.ном}$

Аналогично для линейных выключателей.

Исходя из полученных результатов, выключатели данного типа проходят по условиям проверки и могут быть приняты к установке. Аналогично, выберем выключатели для ОРУ 110 кВ.

Произведем выбор выключателей на РУ 110 кВ.

$$I_{max} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,331 \text{ кА}.$$

На шинах 110 кВ выбираем выключатель типа ВЭБ-110-40/2500 У1.

Расчетные значение термической устойчивости выключателя:

$$B_k = 8,05^2 \cdot (2,05 + 0,025) = 134,47 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,63 \text{ кА},$$

Расчетное значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 8,05 \cdot e^{\frac{-0.01}{0.025}} = 7,63 \text{ кА}.$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока к.з.:

$$B_k \leq B_{к.в} = I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \quad (62)$$

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

Таблица 10 - Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателей 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 2500 \text{ А}$	$I_{p.мах} = 331 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{пр.скв} = 102 \text{ кА}$	$I_{уд} = 16,5 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$B_k = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 134,47 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} = 8,05 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} = 8,05 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$
$I_{a.ном} = 22,627 \text{ кА}$	$I_{ат} = 7,63 \text{ кА}$	$I_{a.t} \leq i_{a.ном}$

Как видно из результатов сравнения, выбранные выключатели соответствуют всем условиям выбора.

4.3 Выбор разъединителей

Выбирая разъединитель, производим расчет аналогичный для выбора выключателей, но не производим проверку на отключающую способность,

т.к. они не предназначены для отключения цепей под нагрузкой. Чтобы была возможность управлять разъединителями из пункта управления диспетчера, установим на них приводы, позволяющие управлять главными и заземляющими ножами.

На стороне ВНвыбираем разъединители марки РНДЗ-220/1600 У1.

Таблица 11 - Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 1600 \text{ А}$	$I_{p,max} = 165 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$i_{уд} = 16,818 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$B_k = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 120,43 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$

На стороне СНвыбираем разъединители марки РНДЗ-110/1000 У1.

Таблица 12 - Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 1600 \text{ А}$	$I_{p,max} = 331 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{уд} = 16,5 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$B_k = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 134,47 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$

По результатам расчетов видно, что все разъединители проходят по условиям проверки и могут быть приняты к установке.

4.4 Выбор комплектных распределительных устройств

Для шин напряжением 6 кВ выбираю КРУ серии К – 594 с выключателями ВБЭ – 6 – 31,5/2500 У3 на большие отключаемые токи К.З.

КРУ серии К – 594 имеет:

- Устойчивую фарфоровую изоляцию;

- Выкатные коммутационные аппараты;
- высокочувствительную дуговую защиту;
- автоматическое управление электроподогревом внутри КРУ

при низких температурах и высокой влажности.

В этом виде КРУ могут применяться выключатели разных типов: элегазовые, масляные, вакуумные. Выкатные части с высоковольтным выключателем унифицированы. Работоспособность КРУ проверена при землетрясении до 9 баллов. Срок службы – 30 лет.

Наличие различных исполнений шкафов КРУ по главным электрическим цепям даёт возможность изготавливать РУ как с кабельными, так и с воздушными выводами.

В таблице 13 приведены параметры шкафа КРУ серии К – 594.

Таблица 13- основные параметры шкафа КРУ серии К – 594 У1

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	6
Номинальный ток, А: Сборных шин шкафов	3150
Номинальный ток отключения, кА	31,5
Электродинамическая стойкость, кА	50
Тип выключателя	ВБЭ – 6 – 31,5/2500 У3
Параметры	Значения
Тип привода к выключателю	Электромагнитный
Габариты шкафа, мм: Ширина/глубина/высота	750/2110/2425
Масса транспортного блока из шести ячеек, кг	5600

Трансформатор тока	ТШЛ 6
Трансформатор напряжения	НТМИ – 6,10 кВ
Ограничители перенапряжения	ОПН – 6(10)У

Проверим выключатель ВБЭ – 6 – 31,5/2500 У1 по термической устойчивости и по отключающей способности.

$$I_{max} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 6} = 2,41 \text{ кА.}$$

$$B_k = 19,38^2 \cdot (1,05 + 0,01) = 398,119 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Таблица 14 – Каталожные и расчетные данные выключателя ВБЭ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 6 \text{ кВ}$	$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 2500 \text{ А}$	$I_{p,max} = 2410 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{пр.скв} = 50 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 31,2 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq i_{скв}$
$B_k = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 398,119 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{по} = 19,38 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{по} = 19,38 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл.ном}$

Для шин напряжением 35 кВ выбираю КРУ серии К – 130 с вакуумным выключателем ВР35-35-20/1250 У2.

Таблица 15- основные параметры шкафа КРУ серии К – 130У1

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	35
Номинальный ток, А: Сборных шин шкафов	2500
Номинальный ток отключения, кА	31,5
Электродинамическая стойкость, кА	81
Тип выключателя	ВР35-35-20/1250 У2
Параметры	Значения
Тип привода к выключателю	Электромагнитный
Габариты шкафа, мм: Ширина/глубина/высота	1200/2170/2590
Масса транспортного блока из шести ячеек, кг	9600
Трансформатор тока	ТОЛ – 35 III 7,2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ - НТЗ – 35 кВ
Ограничители перенапряжения	ОПН-П/ЗЭУ-35/41/10/550

Проверим выключатель ВР35-35-20/1250 У2 по термической устойчивости и по отключающей способности.

$$I_{max} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1,059 \text{ кА.}$$

$$B_K = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + Ta) \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \quad (63)$$

$$B_K = 3,6^2 \cdot (1,05 + 0,02) = 13,867 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Таблица 16–Каталожные и расчетные данные выключателя ВБЭ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 1250 \text{ А}$	$I_{р.мах} = 1059 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{пр.скв} = 50 \text{ кА}$	$I_{уд} = 6,96 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$B_K = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 13,867 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{но} = 3,6 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{но} = 3,6 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$

По данным сравнения выбираю выключатель ВР35-35-20/1250 У2.

4.5 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для подключения к ним измерительных приборов, а также устройств защиты. Они уменьшают первичный ток до определенных значений.

Выбор трансформаторов тока производится по следующим параметрам.

По номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (64)$$

По номинальному току:

$$I_{норм} \leq I_{1ном}, \quad (65)$$

где $I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

Чтобы не возникла погрешность, номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току.

По электродинамической стойкости:

$$i_{y\partial} \leq i_{дин}, \quad (66)$$

По термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (67)$$

По максимальной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (68)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора;

$Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому:

$$z_{2доп} \approx r_{2доп}. \quad (69)$$

$$r_{2доп} = r_{приб} + r_{пров} + r_{конт}, \quad (70)$$

где $r_{приб}$ – сопротивление приборов;

$r_{пров}$ – сопротивление соединительных проводов;

$r_{конт}$ – сопротивление контактов.

Так как число приборов больше трех принимаем сопротивление контактов 0,1 Ом.

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2}, \quad (71)$$

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

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

В таблице 17 представлены приборы, подключаемые к трансформаторам тока на стороне ВН.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		А	В	С
Амперметр	ВТ-01-ТК	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5
Варметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	БИМ	1,1	-	1,1
Счетчик РЭ	БИМ	1,1		1,1
Итого		3,7	0,5	3,7

Наиболее загруженными являются фазы А и В. На стороне ВН выберем трансформатор тока марки ТРГ-220-0,5/300 У1.

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{3,7}{5^2} = 0,148 \text{ Ом}.$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = 2 - 0,148 - 0,1 = 1,752 \text{ Ом}.$$

Минимальное сечение проводов можно определить из соотношения:

$$s_{\min} = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma \cdot r_{\text{пров}}} . \quad (72)$$

Для 220 кВ применяем кабель с медными жилами, ориентировочная длина 150 м, $\gamma = 54 \text{ м} / \text{Ом} \cdot \text{мм}^2$. Тогда сечение:

$$s_{\min} = \frac{165}{54 \cdot 1,752} = 1,744 \text{ мм}^2 .$$

Принимаем контрольный кабель марки КВВГ с медными жилами сечением 2,5 мм², с пластмассовой изоляцией, в ПВХ оболочке, предназначены для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам с номинальным переменным напряжением до 660 В частоты до 100 Гц или постоянным напряжением до 1000 В.

Проверяем условие выбора трансформатора тока с учетом выбранного сечения:

$$r_{\text{пров}} = \frac{150}{54 \cdot 2,5} = 1,111 \text{ Ом}$$

$$r_2 = 1,111 + 0,148 + 0,1 = 1,359 \text{ Ом}$$

Таблица 18 – Каталожные и расчетные данные ТРГ-220-0,5/300 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} \leq U_n$
$I_n = 300 \text{ А}$	$I_P = 165 \text{ А}$	$I_P \leq I_n$
$Z_n = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,359 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_n$
$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 16,818 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 120,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Из расчетных данных видно, что выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям.

Аналогичным образом выполняется выбор и проверка трансформаторов тока для стороны 110 кВ.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		А	В	С
Амперметр	ВТ-01-ТК	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5
Варметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5
Итого		1,5	0,5	1,5

Из таблицы видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С. На стороне СН выберем трансформатор тока марки ТРГ-110-0,5/400 У1.

Определяем общее сопротивление приборов:

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

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = 2 - 0,06 - 0,1 = 1,84 \text{ Ом} .$$

Минимальное сечение проводов можно определить из соотношения:

$$s_{\text{min}} = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma \cdot r_{\text{пров}}} . \tag{73}$$

Для 110 кВ применяем кабель с медными жилами, ориентировочная длина 100 м, $\gamma = 54 \text{ м} / \text{Ом} \cdot \text{мм}^2$. Тогда сечение:

$$s_{\min} = \frac{331}{54 \cdot 1,84} = 3,33 \text{ мм}^2 .$$

Принимаем контрольный кабель марки КВВГ с медными жилами сечением 3,5 мм², с пластмассовой изоляцией, в ПВХ оболочке, предназначены для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам с номинальным переменным напряжением до 660 В частоты до 100 Гц или постоянным напряжением до 1000 В.

Проверяем условие выбора трансформатора тока с учетом выбранного сечения:

$$r_{\text{пров}} = \frac{100}{54 \cdot 3,5} = 0,53 \text{ Ом}.$$

$$r_2 = 0,53 + 0,06 + 0,1 = 0,69 \text{ Ом}.$$

Таблица 20 – Каталожные и расчетные данные ТРГ-110-0,5/400 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} \leq U_n$
$I_n = 400 \text{ А}$	$I_P = 331 \text{ А}$	$I_P \leq I_n$
$Z_n = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,69 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_n$
$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 34,67 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 593,693 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Как видно из результатов сравнения каталожных и расчетных данных выбранные трансформаторы тока соответствуют всем условиям выбора и могут быть приняты к установке.

4.6 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения являются измерительными преобразователями и предназначены для работы в электрических системах переменного тока частоты 50 Гц.

Для установки на подстанции принимаем емкостные трансформаторы напряжения. Основной задачей емкостных трансформаторов напряжения является коммерческий учет электроэнергии, а также передача сигнала измерительной информации приборам, устройствам защиты и управления, обеспечения высокочастотной связи (30 кГц-500 кГц), в электрических системах напряжением 110 – 750 кВ и переменным током частотой 50-60 Гц.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_2 \leq S_{2ном}, \quad (74)$$

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

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

Трансформаторы напряжения подключаются в цепь параллельно, а их напряжение вторичной обмотки обычно равно 100 В. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках.

Таблица 21 – Вторичная нагрузка ТН на шинах 220 кВ

Прибор	Тип	Общая потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	ЦВ 9055/1	3,75
Варметр	ЦЛ9260Е411011	3
Ваттметр	ЦП8506/20	3
Частотомер	RDH1A	4
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10
Частотомер регистрирующий	Н-397	4
Счётчик активной энергии	СЕ101	20
Счётчик реактивной энергии	СР4-И676	10
Датчик активной энергии	Е-829	10
Датчик реактивной энергии	Е-830	10
Фиксатор импульсного действия	ФИП	9
Итого:		86,75

На стороне ВН выбираю трансформатор напряжения типа НАМИ–220-У1 (антирезонансный, с естественной циркуляцией воздуха и масла, для контроля изоляции сети).

Таблица 22 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 400 \text{ ВА}$	$S_p = 86,75 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

Таблица 23 – Вторичная нагрузка ТН на шинах 110 кВ

Прибор	Тип	Общая потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	ЦВ 9055/1	3,75
Варметр	ЦЛ9260Е411011	3

Ваттметр	ЦП8506/20	3
Частотомер	RDH1A	4
Вольтметр регистрирующий	H-394	10
Частотомер регистрирующий	H-397	4
Счётчик активной энергии	CE101	20
Счётчик реактивной энергии	CP4-И676	10
Фиксатор импульсного действия	ФИП	9
Итого:		66,75

На стороне СН выбираем трансформатор напряжения типа НАМИ–110-У1.

Таблица 24 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 400 \text{ ВА}$	$S_p = 66,75 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

В случае выхода из строя одного из трансформаторов напряжения, второй должен взять на себя удвоенную нагрузку.

Все выбранные трансформаторы напряжения удовлетворяют условиям выбора и могут быть приняты к установке.

4.7 Выбор шинных конструкций

На подстанции все электрооборудование будем соединять между собой гибкими шинами.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается:

-по длительно допустимому току

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб. утяж}}, \quad (75)$$

где $I_{\text{раб. утяж}}$ - расчетный ток утяжеленного режима для электроустановки;

$I_{\text{доп}}$ - допустимый ток для шины выбранного сечения.

$$I_{\text{раб. утяж}} = 1,4 \cdot I_{\text{max}}, \quad (76)$$

-по термической стойкости

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}, \quad (77)$$

где q_{min} – минимальное сечение провода,

C – коэффициент, рассчитывается по формуле:

$$C = \sqrt{A_{\text{к}} - A_{\text{н}}} = \text{const}, \quad (78)$$

Можно принять:

-для алюминиевых шин и кабелей – $C = 91$;

Гибкие шины крепят на подвесных изоляторах. Расстояние между фаз принимаем: при 500 кВ – 10 м; 330 кВ – 6 м; 110 кВ – 3 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут сблизиться друг с другом, что приведет к их схлестыванию.

При двухфазном КЗ наблюдается сильное сближение фаз, которое будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса, чем больше длительность протекания и величина тока КЗ.

При проверке шин на термическую стойкость находят температуру нагрева шины токами короткого замыкания и сравнивают ее с кратковременно допускаемой температурой нагрева:

$$Q_{к.расч} \leq Q_{к.доп}, \quad (79)$$

Правилами установлены следующие допустимые температуры нагрева проводников токами кз:

- голые медные шины - $Q_{к.доп} = 300 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- голые алюминиевые шины - $Q_{к.доп} = 200 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- голые стальные шины - $Q_{к.доп} = 400 \text{ }^{\circ}\text{C}$;

При проверке шин на динамическую устойчивость расчет сводится к механическому расчету на изгиб многопролетных балок, лежащих на нескольких опорах.

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины, выполненные проводом марки АС - 240/32, допустимый ток которых $I_{доп} = 605 \text{ А}$, радиус провода $r_0 = 1,08 \text{ см}$. Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами $D = 400 \text{ см}$.

Проверку на схлестывание производить не будем, так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого меньше 20 кА. Так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе, проверку на термическую стойкость производить мы так же не будем.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{доп} = 605 \text{ А}$$

$$I_{раб.утяж} = 1,4 \cdot 165 = 231 \text{ А}$$

$$605 \geq 231$$

Проверка по условию короны (необходима для гибких проводников ОРУ при напряжении 110 кВ и выше):

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (80)$$

где E_0 – напряженность электрического поля, при которой происходит коронирование (кВ/см);

E – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (81)$$

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

r_0 – радиус провода, см.

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (82)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

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

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D, \quad (83)$$

где D – расстояние между соседними фазами, см.

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

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

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,08 \cdot \lg \frac{504}{1,08}} = 27,018 \text{ кВ/см.}$$

Условие проверки:

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

$$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 27,018 = 28,909 \text{ кВ/см,}$$

$$0,9 \cdot E_0 = 0,9 \cdot 31,995 = 28,959 \text{ кВ/см,}$$

$$26,909 \leq 28,959$$

Выбранный провод проходит по условию проверки на нагрев и по условию короны.

На стороне среднего напряжения выбираем гибкие шины, выполненные проводом марки АС - 185/24, допустимый ток которых $I_{\text{Доп}} = 520 \text{ А}$, радиус провода $r_0 = 0,945 \text{ см}$. Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами $D = 300 \text{ см}$.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{\text{Доп}} = 520 \text{ А}$$

$$I_{\text{раб. утяж}} = 1,4 \cdot 331 = 464 \text{ А}$$

$$520 \geq 464$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,945}} \right) = 32,488 \text{ кВ/см.}$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ см}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,945 \cdot \lg \frac{378}{0,945}} = 15,836 \text{ кВ/см.}$$

Условие проверки:

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

$$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 15,836 = 16,945 \text{ кВ/см,}$$

$$0,9 \cdot E_0 = 0,9 \cdot 32,488 = 29,239 \text{ кВ/см,}$$

$$16,945 \leq 29,239$$

(84)

Выбранный провод проходит по условию проверки на нагрев и по условию короны.

4.8 Выбор ОПН

Нелинейный ограничитель перенапряжений (ОПН) – это устройство, которое состоит из последовательно соединенных варисторов и не имеет искровых промежутков. Варистор при рабочем напряжении обладает большим сопротивлением, а при перенапряжениях – его сопротивление падает, благодаря высоконелинейной вольтамперной характеристике.

В основном, классификация ОПН производится по номинальному разрядному току, а также по группе разрядного тока, характеризующей энергопоглощающую способность ОПН при воздействии импульса большой длительности – прямоугольный импульс длительностью 2 мкс.

Найдем расчётную величину максимального допустимого напряжения $U_{нр}$ на ограничителе. Максимально допустимое напряжение на ОПНах принимаем равным максимальному рабочему напряжению электрооборудования.

$$U_{н.р.6} = 7,2 \text{ кВ} ,$$

$$U_{н.р.35} = 40,5 \text{ кВ} ,$$

$$U_{н.р.110} = 126 \text{ кВ} ,$$

$$U_{н.р.220} = 252 \text{ кВ} .$$

В сетях 3-35 кВ, работающих с изолированной нейтралью или компенсацией емкостного тока замыкания на землю и допускающих неограниченно длительное существование однофазного замыкания на землю, наибольшее рабочее длительно допустимое напряжение ограничителя выбирается равным наибольшему рабочему напряжению электрооборудования для данного класса напряжения по ГОСТ 1516.3-96:

$$U_{р.н.р.6} = U_{н.р.6} = 7,2 \text{ кВ}. \quad (85)$$

$$U_{р.н.р.35} = U_{н.р.35} = 40,5 \text{ кВ}. \quad (86)$$

В сетях 110-500 кВ, работающих с эффективно заземленной нейтралью (коэффициент замыкания на землю не выше 1,4), наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя должно быть не ниже:

$$U_{р.н.р.} = \frac{U_{н.р.}}{\sqrt{3}} \quad (87)$$

$$U_{р.н.р.110} = \frac{126}{\sqrt{3}} = 72,75 \text{ кВ}.$$

$$U_{p.n.p.220} = \frac{252}{\sqrt{3}} = 145,5 \text{ кВ.}$$

По длительному допустимому напряжению выбираем ОПН-Ф-220/154/10/850 (Ш)-УХЛ1, ОПН-Ф-110/77/10/850 (Ш)-УХЛ1, ОПН-П1-35/40,5/10/550 (П)-УХЛ1, ОПН-П1-6/7,2/10/550 (П)-УХЛ1 фирмы «ЗЭТО». Основные характеристики ОПН приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Выбор ОПН

Тип ОПН	$U_{нр}$, кВ	$I_{ном}$, кА	$U_{ост к}$, при коммут.имп.то ка 500(1000) А, кВ	$U_{ост г}$, при.имп.тока 5(10) кА, кВ	$I_{вб}$, кА	Э, кДж Полная энергоёмкость
ОПН-Ф- 220/154/10/ 850 (Ш)	154	10	375 (390)	444 (470)	40	740
ОПН-Ф- 110/77/10/ 850 (Ш)	77	10	187 (195)	222 (235)	40	370
ОПН-П1- 35/37/10/ 550 (П)	40,5	10	100 (104)	118 (127)	40	113,4
ОПН-П1- 6/7,2/10/ 550 (П)	7,2	5	17,5 (18,5)	21,2 (22,9)	40	20,16

Чтобы исключить взрывное разрушение покрышки ОПН при его внутренних повреждениях нужно, чтобы нормируемый ток взрывобезопасности ограничителя $I_{вб}$ на 15-20 % превышал наибольший ток кз в точке подключения ограничителя.

$$I_{вб} \geq (1.15 - 1.20) I_{кз} , \quad (88)$$

$$40 \geq 9,12 \text{ кА}$$

$$40 \geq 11,27 \text{ кА}$$

$$40 \geq 5,04 \text{ кА}$$

$$40 \geq 26,88 \text{ кА}$$

Остающееся напряжение ограничителя при воздействии коммутационного импульса тока должно быть меньше испытательного напряжения коммутационного импульса для защищаемого электрооборудования с запасом 15-20 % :

$$U_{ост\text{к}} \leq \frac{U_{ки}}{(1.15-1.20)} . \quad (89)$$

Для электрооборудования 6-220 кВ нормируются одноминутные испытательные напряжения частоты 50 Гц ($U_{исп50}$). Для 6 кВ $U_{исп50} = 25$ кВ, 35 кВ $U_{исп50} = 85$ кВ, для 110 кВ $U_{исп50} = 200$ кВ, для 220 кВ $U_{исп50} = 325$ кВ.

Коммутационное перенапряжение находится по формуле:

$$U_{ки} = K_{и} \cdot K_{к} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исп50} , \quad (90)$$

где $K_{и}$ - коэффициент импульса, который учитывает упрочнение изоляции при действии короткого импульса. Для трансформаторов и электрических машин $K_{и}=1,35$;

$K_{к}$ - коэффициент кумулятивности, который учитывает многократность воздействия перенапряжений и возможное старение изоляции. Для трансформаторов и электрических машин $K_{к}=0.9$.

$$U_{ки.6} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 25 = 42,96 \text{ кВ},$$

$$18,5 < 35,797 \text{ кВ}.$$

$$U_{КИ.35} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 85 = 146,05 \text{ кВ},$$

$$104 < 121,711 \text{ кВ}.$$

$$U_{КИ.110} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 200 = 343,654 \text{ кВ},$$

$$195 < 286,378 \text{ кВ}.$$

$$U_{КИ.220} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 325 = 558,438 \text{ кВ},$$

$$390 < 465,365 \text{ кВ}.$$

Таким образом, выбранные ограничители перенапряжений соответствуют всем условиям выбора и проверки.

4.9 Выбор аккумуляторных батарей

Срок службы аккумуляторных батарей при соблюдении всех правил эксплуатации и монтажа составляет не менее 20 лет.

Для определения типа элемента аккумуляторной батареи узнаем нагрузку в аварийном режиме $I_{ав}$, которая равна сумме нагрузок постоянно подключенных потребителей I_n и временной нагрузки $I_{вр}$ потребителей, подключаемых в аварийном режиме.

При отсутствии точной информации, в приближенных расчетах можно принимать значения постоянно включенных нагрузок для подстанций 220кВ – 30А.

Временную нагрузку для подстанций 110-220 кВ можно принять равной 70А.

$$I_{длит.разр} = I_n + I_{ав}. \tag{91}$$

$$I_{\text{длит.разр}} = 30 + 70 = 100 \text{ A}$$

По таблице характеристик элементов Vartablok выбираем тип аккумуляторной батареи Vb 2305, с $I_{\text{разр}} = 222,5 \text{ A}$.

Количество батарей неизменно. В режиме эксплуатации напряжение на щите постоянного тока должно поддерживаться на 5% выше $U_{\text{НОМ}}$, то есть, 231 В. А напряжение на одном элементе Vartablok равно 2 В. Определим количество батарей:

$$n = \frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{э}}} \quad (92)$$

$$n = \frac{231}{2} = 115,5 \text{ эл.}$$

где n – количество элементов.

Выбираем 117 элементов, так как число батарей принимается на 1-2 больше.

Проверим по наибольшему толчковому току:

$$I_{\text{разр}(30'')} \geq I_{m \text{ max}}, \quad (93)$$

где $I_{\text{разр}(30'')}$ – разрядный ток в режиме тридцатисекундного разряда;

$I_{m \text{ max}} = I_{\text{ав}} + I_{\text{пр}}$ – максимальный толчковый ток;

$I_{\text{пр}}$ – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима.

Учитывается одновременное включение двух выключателей на стороне НН. Ток потребляемый электромагнитом включения выключателя $I_{\text{пр}} = 5 \text{ A}$.

$$I_{m \text{ max}} = 100 + 2 \cdot 5 = 110 \text{ A};$$

$$I_{\text{разр}(30'')} = 650 \text{ A} \geq I_{m \text{ max}} = 110 \text{ A}. \quad (93)$$

Выполним проверку батареи по допусжаемому отклонению напряжения на шинах в условиях наибольшего толчкового тока.

По току разряда, отнесенному к одной пластине аккумулятора:

$$I_{p(k=1)} = \frac{I_{m \text{ max}}}{k} \quad (94)$$

$$I_{p(k=1)} = \frac{110}{5} = 22 \text{ A},$$

где $k = 5$ – число положительных электродов.

Определим величину остаточного напряжения на шинах:

$$U_{\text{ост}} = U_p n = 1,77 \cdot 117 = 207,09 \text{ В}, \quad (95)$$

Определим отклонение напряжения на аккумуляторах:

$$\frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{ном}}} = \frac{U_p n}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%. \quad (96)$$

$$\frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{ном}}} = \frac{207,09}{220} \cdot 100\% = 94,13 \%$$

Сравним полученное значение с допустимыми значениями отклонений напряжения. Потерю напряжения в соединительном кабеле принимаем 5%.

$$dU_{\text{ЭМ}} = 94,13 - 5 = 89,13\%.$$

Отклонение напряжения для электромагнитов включения выключателя допускается в пределах 80–110 %. Как видно, принятые аккумуляторные батареи обеспечивают необходимое напряжение.

5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

5.1 Защита линии

Если на линию устанавливается дистанционная защита, то она будет являться основной. Резервной будет выступать токовая отсечка.

Микропроцессорные защиты имеют дистанционную защиту, действующую при всех видах повреждения, в том числе и при замыканиях на землю.

Для линий 220 кВ и 110 кВ комплекты защиты должны выполнять следующие функции:

- защиту от междуфазных коротких замыканий и КЗ на землю;
- пофазное АПВ;
- защиту от перегрузки;
- должны иметь УРОВ в случае отказа выключателя;
- определение места повреждения;
- регистрация дискретных сигналов защиты и автоматики для анализа аварии и работы РЗА;

Устанавливаем дистанционные защиты от всех видов КЗ и токовую защиту нулевой последовательности фирмы Schneider Electric MiCOM P44 отвечающую всем требованиям необходимым для данной линии.

5.2 Выбор защит автотрансформаторов

В соответствии с ПУЭ [11], для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;

- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла;

Для защиты автотрансформаторов и трансформаторов на подстанции устанавливаем дифференциальную защиту. Дополнительной защитой установим МТЗ. Установим защиту от перегрузок, а также газовую защиту, для защиты трансформаторов изнутри. Защиту автотрансформатора выполняем на основе микропроцессорного терминала «Сириус-Т».

Устройство «Сириус-ТЗ» может применяться для защиты оборудования распределительных сетей как самостоятельное устройство, так и совместно с другими устройствами РЗА. Устройство «Сириус-ТЗ» всегда находится в режиме слежения за подведенными токами. Оно измеряет электрические параметры входных аналоговых сигналов токов фаз I_A , I_B , I_C на сторонах высшего и низшего напряжений трансформатора. Устройство с периодичностью измеряет мгновенные значения вторичных токов двух сторон трансформатора с помощью аналого-цифрового преобразователя (АЦП). При измерениях осуществляется фильтрация высших гармоник входных сигналов, а также компенсация аperiodической составляющей. На основе снятых значений вычисляются дифференциальные и тормозные токи трех фаз.

5.3 Дифференциальная защита автотрансформаторов

Произведем расчет уставок дифференциальной защиты терминала «Сириус-ТЗ». Произведем проверку выбранных трансформаторов тока по условиям установки. Для расчета дифференциальной защиты трансформатора необходимо знать токи КЗ со всех сторон трансформатора.

В таблице представлен выбор коэффициентов трансформации трансформаторов тока.

Таблица 26 – Выбор коэффициентов трансформации ТТ

Параметр	Формула	Результаты		
		ВН	СН	НН
Первичный номинальный ток, А	$I_{перв} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U}$	$I_1=165 \text{ А}$	$I_2=331 \text{ А}$	$I_3=1039 \text{ А}$
Схема соединения ТТ		Δ	Δ	Y
Коэффициент схемы	K_{cx}	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	1
Коэффициент трансформации ТТ	$n_{уст}$	$\frac{300}{5}$	$\frac{800}{5}$	$\frac{1500}{5}$
Вторичные токи в плечах защиты, А	$I_{втор} = I_{перв} \cdot \frac{K_{cx}}{n_{уст}}$	4,763	3,583	3,463

Дифференциальную защиту необходимо отстроить:

1) от максимального тока небаланса, который определяется при максимальном внешнем КЗ:

$$I_{с.з.1} = k_{над} \cdot I_{н.б.маx}, \quad (98)$$

где $k_{над}$ – коэффициент надежности, который можно принять равным 1,3.

$$I_{н.б.маx} = (k_a \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{пер} + \Delta f_{доб}) \cdot I_{КЗ.внеш.маx}, \quad (99)$$

где k_a – коэффициент, учитывающий переходный режим, принимается $k_a = 2$;

$k_{одн}$ – коэффициент однотипности ТТ, принимается $k_{одн} = 1$;

\mathcal{E} – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме, принимается 0,05;

$\Delta U_{\text{рег}}$ – шаг регулирования ($\Delta U_{\text{рег}} = 0,16$);

$\Delta f_{\text{доб}}$ – обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон трансформатора – округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства. По данным фирмы-изготовителя расчетное значение можно принимать $\Delta f_{\text{добав.}} = 0,04$.

$I_{\text{КЗ.внеш.мах}}$ – максимальный ток трехфазного короткого замыкания со стороны низкого напряжения, приведенный к стороне высокого напряжения защищаемого трансформатора.

$$I_{\text{КЗ.внеш.мах}} = \frac{7200}{220 / 35} = 1145,45 \text{ A}$$

$$I_{\text{н.б.мах}} = (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,16 + 0,04) \cdot 1145,45 = 343,64 \text{ A}$$

$$I_{\text{с.з.1}} = 1,3 \cdot 343,64 = 446,73 \text{ A}$$

2) от обрыва цепи в самой защите:

$$I_{\text{с.з.2}} = k_{\text{над}} \cdot I_{\text{ном.ВН}}, \quad (100)$$

$$I_{\text{с.з.2}} = 1,3 \cdot 165 = 214,5 \text{ A}$$

Произведем предварительную проверку по чувствительности, для чего мы должны из двух токов срабатывания выбрать наибольший:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.1}}}, \quad (101)$$

где $I_{\text{КЗ}}^{(2)}$ – минимальный ток двухфазного короткого замыкания со стороны низкого напряжения, приведенный к стороне высокого напряжения защищаемого трансформатора.

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{7200 \times \frac{\sqrt{3}}{2}}{220 / 35} = 991,99 \text{ А}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{991,99}{446,732} = 2,22$$

Коэффициент чувствительности больше 2, следовательно удовлетворяет условию ($k_{\text{ч}} \geq 2$). Значит требуемая чувствительность обеспечивается.

Принимаем ток срабатывания защиты равный 387,16 А ($I_{\text{с.з.1}}$). Ток срабатывания реле рассчитаем по формуле:

$$I_{\text{втор}} = I_{\text{с.з.1}} \cdot \frac{k_{\text{сх.}\Delta}}{k_{\text{т.ВН}}}, \quad (102)$$

$$I_{\text{втор}} = 446,732 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 5}{300} = 12,896 \text{ А}$$

Исполнительное реле срабатывает, если магнитодвижущая сила в сердечнике реле равна:

$$F_{\text{min}} = I_{\text{втор}} \cdot W = 100 \text{ А} \cdot \text{витков} \quad (103)$$

Зная это, можно определить расчетное количество витков, необходимое, чтобы реле находилось на грани срабатывания при КЗ в зоне защиты:

$$W_{расч}^{\wedge} = \frac{F_{min}}{I_{втор}}, \quad (104)$$

$$W_{расч}^{\wedge} = \frac{100}{12,896} = 7,75 \text{ витка.}$$

К установке принимаем ближайшее целое меньшее число витков:

$$W_{уст}^{\wedge} = 7 \text{ витков.}$$

Определим расчетное число витков, необходимых для того, чтобы реле не сработало при внешних КЗ:

$$W_{расч}^{\wedge\wedge} = \frac{I_{втор.ВН} \cdot W_{уст}^{\wedge}}{I_{втор.НН}}, \quad (105)$$

$$W_{расч}^{\wedge\wedge} = \frac{4,763 \cdot 7}{3,563} = 9,33 \text{ витка.}$$

Принимаем ближайшее целое число витков: $W_{уст}^{\wedge\wedge} = 9$ витков.

Далее производится уточнение значения тока небаланса:

$$I_{н.б.уточ} = \left| \frac{W_{расч}^{\wedge\wedge} - W_{уст}^{\wedge\wedge}}{W_{расч}^{\wedge\wedge}} \right| \cdot I_{КЗ.внеш.мах}, \quad (106)$$

$$I_{н.б.уточ} = \left| \frac{9,3 - 9}{9,3} \right| \cdot 1145,45 = 3,95 \text{ А.}$$

Теперь найдем максимальное уточненное значение тока небаланса путем сложения двух его составляющих:

$$I_{н.б. \max, \text{уточ}} = I_{н.б. \text{уточ}} + I_{н.б. \max}, \quad (107)$$

$$I_{н.б. \max, \text{уточ}} = 3,95 + 343,64 = 347,59 \text{ А.}$$

Определяем $I_{с.з.}$, соответствующий принятому к установке числу ВИТКОВ.

$$I_{с.з.} = \frac{F}{W_{уст}} \cdot \frac{k_{м.ВН}}{k_{сх.Δ}}, \quad (108)$$

$$I_{с.з.} = \frac{100}{9} \cdot \frac{300/5}{\sqrt{3}} = 384,9 \text{ А.}$$

Степень отстройки тока срабатывания от тока небаланса должен быть не менее 1,2:

$$k_{отстр} = \frac{I_{с.з.}}{I_{неб}}, \quad (109)$$

$$k_{отстр} = \frac{384,9}{347,59} = 1,213$$

Проверяем защиту по чувствительности, т.к. ток срабатывания защиты изменился:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}}, \quad (110)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{991,99}{384,9} = 2,58$$

Коэффициент чувствительности больше 2, что удовлетворяет требованиям.

5.4 Защита от перегрузки

На трансформаторах, находящихся под наблюдением оперативного персонала, РЗ от перегрузки действует на сигнал посредством одного реле тока. Для того чтобы избежать лишних сигналов, в схеме РЗ устанавливается реле времени, которое рассчитывается на длительное прохождение тока.

Перегрузка трансформаторов (автотрансформаторов) обычно симметрична. Поэтому защита от перегрузки выполняется с помощью МТЗ, включенной на ток одной фазы. Защита действует с выдержкой времени на сигнал, либо на разгрузку или отключение трансформаторов (автотрансформаторов).

Устанавливается автотрансформаторах при двухстороннем питании – со стороны основного питания и со стороны обмотки, где питание отсутствует.

5.5 Максимальная токовая защита

Увеличение тока является одним из характерных признаков нарушения нормального режима работы и возникновения КЗ. К автотрансформатору МТЗ подключается через трансформаторы тока. Защита начнет действовать, когда рабочий ток достигнет или превысит установленную величину.

На установленные автотрансформаторы подключим МТЗ к трансформаторам тока на сторонах ВН и СН. На обеих сторонах защиту выполним трехступенчатой и направленной в сторону отходящих линий. На каждой ступени установлены две выдержки времени: первая отключает

выключатель на проблемной стороне автотрансформатора, вторая отключает все выключатели автотрансформатора

Третьи ступени образуют защиту от неполнофазных режимов автотрансформатора.

Оперативное ускорение по времени защит от замыкания на землю вводятся при выводе из работы шин ВН или СН.

5.6 Газовая защита

Газовая защита предназначается для защиты трансформаторов и автотрансформаторов от всех видов повреждений внутри оборудования, которые будут сопровождаться выделением газа, а также изменением объема масла в трансформаторе.

Измерительный орган (газовое реле) устанавливается в в трубе между баком и расширителем.

Газовая защита является очень чувствительной и весьма быстродействующей, из-за чего.Недостатком является то, что она не реагирует на повреждения за пределами трансформатора, так же не исключены ложные срабатывания при попадании воздуха в бак трансформатора. В этом случае защиту переводят действием на сигнал. Поэтому нельзя использовать газовую защиту как единственную от внутренних повреждений.

6 НАДЕЖНОСТЬ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Под надежностью понимается свойство объекта выполнять заданные функции, сохраняя свои показатели в заданных(нормальных) условиях эксплуатации. Мерой надежности является вероятность. Надежность системы обеспечивается такими ее свойствами, как работоспособность, долговечность, безотказность, ремонтпригодность. В настоящее время в технике и энергетике наибольшее распространение получили элементные методы расчета надежности систем, в которых предполагают, что система состоит из самостоятельных элементов, при этом некоторые функции между параметрами режимов отдельных элементов системы рассматриваются приближенно.

Считается, что отказ системы в выполнении заданных функций наступает в результате отказа элементов или их групп, ошибок обслуживающего персонала, отказов релейной защиты и противоаварийной автоматики.

В качестве показателей надежности отдельных элементов и систем в практических инженерных расчетах в течение расчетного интервала времени принимаются следующие характеристики:

- вероятность отказа, или же средний коэффициент вынужденного простоя q ;
- среднее количество отказов(поток отказов) Ω , 1/год;
- недоотпуск электроэнергии $W_{нед}$, МВт·ч;
- среднее время восстановления t_v , ч.
- частота плановых отключений, μ ;
- время плановых отключений, $t_{пл}$.

Надежность электрической сети после проектирования новой ПС Радужная определяется расчетом надежности электроснабжения подстанции. Перед расчетом надежности участка сети изначально составляется расчетная

схема замещения с точки зрения надежности, которая может отличаться от принципиальной электрической схемы.

Для каждого элемента расчетной схемы нужно определить показатели надежности, затем на основе найденных единичных показателей надежности определяется комплексный показатель – вероятность отказа:

$$q = \frac{\omega \cdot T_a}{8760} \quad (110)$$

Далее по расчетной схеме составляем схему замещения. При этом каждый элемент, который может отказать, замещается прямоугольником. Прямоугольники соединяются последовательно или параллельно в смысле надежности. Последовательно соединяются не резервируемые части схем, а параллельно части схем с резервированным замещением.

После всех преобразований схемы находим параметр потока отказов системы, среднюю вероятность состояния отказов и среднее время восстановления системы. Далее по полученным данным определяем математическое ожидание количества не допущенной ЭЭ и в итоге определяется ущерб от недоотпуска ЭЭ за год.

7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ ПРОЕКТА

Капитальные вложения – все расходы на сооружение сети.

Общие капитальные вложения электрической сети определяются по формуле:

$$K = K_{ПС} + K_{Л}, \quad (112)$$

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

$K_{Л}$ - капиталовложения на сооружение линий электропередач.

Капиталовложения на сооружения подстанции зависят от ее номинального напряжения, устанавливаемого оборудования, схемы распределительных устройств, а также мощности и числа устанавливаемых трансформаторов.

$$K_{ПС} = K_{пост} + K_{ору} + K_{ку} + K_{тр}, \quad (113)$$

где $K_{ору}$ - капиталовложения на сооружения РУ подстанции, тыс. р.

$K_{ку}$ - капиталовложения на установку устройств компенсации реактивной мощности, тыс. р.

$K_{тр}$ - капиталовложения на покупку и монтаж силовых трансформаторов, ТСНов, тыс. р.

$K_{пост}$ - постоянная часть затрат, в которую входит стоимость земли, где будет находиться подстанция, заземления, строительные сооружения и пожарная безопасность, тыс.р.

Капиталовложения на сооружение ЛЭП сети зависят от их номинальных напряжений, материала, марок провода и типа опор. Они

включают в себя затраты на выполнение работ, подготовку трассы, покупку опор, проводов, изоляторов, грозозащитных тросов, линейной арматуры, разрядников или ОПНов, приобретение кабелей и муфт для них, затраты на транспортировку и монтаж линии.

$$K_{ЛЭП} = \kappa_{уд} \cdot l, \quad (114)$$

где $\kappa_{уд}$ - удельная стоимость одного километра сооружения воздушной линии, тыс. руб./км.

l - длина линии, км.

$$K_{ЛЭП} = (1100 \times 24,3 + 38,4 \times 1310) \times 1,4 \times 4,61 = 497177,436 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{ПС} = 306565 + ((12500 \times 4 + 7000 \times 7) + 15000 + (16300 \times 2 + 7100 \times 2)) \times 1,4 \times 4,61 = 1344368,2 \text{ тыс. руб}$$

$$K = 497177,436 + 1344368,2 = 1841545,636 \text{ тыс.руб.}$$

Таблица 28 – Капитальные вложения

$K_{ПС}$, тыс. руб.	$K_{ЛЭП}$, тыс. руб.	K , тыс. руб.
1344368,2	497177,436	1841545,636

Расчет произведен в ценах 2000 г. при коэффициенте инфляции равном 6,454.

Определение эксплуатационных издержек

Затраты на эксплуатацию и ремонт электрооборудования, определяются по выражению:

$$I_{\text{экс}} = \sum a_{\text{экс}} \cdot K, \quad (115)$$

где $a_{\text{экс}}$ - ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание сети, $a_{\text{ампс}} = 5.25\%$, $a_{\text{амвлэн}} = 0.65\%$.

$$I_{\text{экс}} = 0,0525 \cdot 1344368,2 + 0,065 \cdot 497177,436 = 102895,86 \text{ тыс.руб}$$

Амортизационные отчисления накапливают средства, необходимые для капитального ремонта и замены изношенного и морально устаревшего оборудования. Вычисляются по формуле:

$$I_A = \frac{K}{T_{\text{сл}}}, \quad (116)$$

где $T_{\text{сл}}$ - срок службы оборудования, примем $T_{\text{сл}} = 20$ лет.

$$I_A = \frac{1841545,636}{20} = 92077,28 \text{ тыс.руб}$$

Затраты на транспортировку электроэнергии считаются по формуле:

$$I_{\Delta W} = c_{\Delta W} \cdot \Delta W, \quad (117)$$

где $c_{\Delta W}$ - удельная стоимость потерь электроэнергии, которая равна 0,9 тыс. руб./Мвт·ч.

ΔW - потери электроэнергии в элементах сети, рассчитываются поэлементно.

Суммарные потери электроэнергии во всех элементах сети составляют:

$$\Delta W = 1305,7284 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Тогда затраты на транспортировку электроэнергии составят:

$$I_{\Delta W} = 0,9 \cdot 1305,7284 = 1175,16 \text{ тыс.руб}$$

Определение среднегодовых эквивалентных расходов

Среднегодовые эквивалентные годовые расходы определяются по формуле:

$$Z_{cp} = E \cdot K + I, \quad (118)$$

где K - капиталовложения в строительство сети, тыс.руб.,

I - эксплуатационные издержки, тыс. руб.,

E - норматив, определяющийся ставкой рефинансирования, которая равна 10 %.

Определим среднегодовые эквивалентные годовые расходы:

$$Z_{cp} = 0,1 \cdot 497177,436 + 102895,86 = 152613,6 \text{ тыс.руб}$$

8 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ РАДУЖНАЯ

Оборудование подстанции должно быть хорошо защищено от грозových перенапряжений, ведь если произойдет повреждение оборудования грозovým импульсом, оно не сможет самостоятельно восстановиться, так как его внутренняя изоляция очень слаба.

Для защиты оборудования на подстанции устанавливается заземляющая сетка и молниеприемники, подсоединенные к стержневым молниеотводам.

Также подстанция должна быть защищена от волн перенапряжения, набегающих с линий. Она основывается на выборе ОПНов или разрядников.

8.1 Защита от прямых ударов молнии

Зона защиты молниеотвода - это то пространство, в котором вероятность попадания молнии в оборудование не превосходит вероятности попадания молнии в случае если молниеотвод не установлен

Нормируется два вида зон:

Зона А- с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ;

Зона Б- с надежностью не менее 0,95 и $U \geq 500$ кВ

Для нашей подстанции требуемая зона защиты А так как расчет произведен для ОРУ 220 кВ.

Принимается высоту молниеотвода:

$$h = 30 \text{ м}; \quad (119)$$

Расстояния между молниеотводами:

$$L_{M12} = L_{M56} = 41 \text{ м}; \quad (120)$$

$$L_{M23} = L_{M45} = 40,5 \text{ м}; \quad (121)$$

$$L_{M34} = L_{M25} = L_{M16} = 70 \text{ м}; \quad (122)$$

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h, \quad (123)$$

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

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = 1,1 - 0,002 \cdot h \cdot h, \quad (124)$$

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

Радиус внешней зоны при условии $h < L_M < 2 \cdot h$:

$$r_{C0} = r_0 = 31,2 \text{ м}; \quad (161)$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине пролета между молниеотводами:

$$h_{C,r} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L_M - h), \quad (125)$$

$$h_{C,r.12} = h_{C,r.56} = 25,5 - (0,17 + 0,0003 \cdot 30) \cdot (41 - 30) = 23,531 \text{ м};$$

$$h_{C,r.23} = h_{C,r.45} = 25,5 - (0,17 + 0,0003 \cdot 30) \cdot (40,5 - 30) = 23,62 \text{ м};$$

$$h_{C,r.34} = h_{C,r.25} = 25,5 - (0,17 + 0,0003 \cdot 30) \cdot (70 - 30) = 18,34 \text{ м};$$

$$h_{c.r.16} = 25,5 - (0,17 + 0,0003 \cdot 30) \cdot (70 - 30) = 18,34 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_x = r_0 \left(1 - \frac{h_{лн}}{h_{эф}} \right), \quad (126)$$

$$r_x = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{16,7}{25,5} \right) = 10,77 \text{ м}$$

$$r_x = r_0 \left(1 - \frac{h_{шп}}{h_{эф}} \right), \quad (127)$$

$$r_x = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{11}{25,5} \right) = 17,74 \text{ м}$$

где $h_{лн}$ – высота линейного портала, для 220 кВ принимается равной 16,7 м.

$h_{шп}$ – высота шинного портала, для 220 кВ принимается равной 11 м.

Радиус зоны защиты на уровне линейного портала:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{c2} - h_{лн}}{h_{c2}} \right), \quad (128)$$

$$r_{cx12} = r_{cx56} = 31,2 \cdot \left(\frac{23,531 - 16,7}{23,531} \right) = 9,1 \text{ м},$$

$$r_{cx23} = r_{cx45} = 31,2 \cdot \left(\frac{23,62 - 16,7}{23,62} \right) = 9,14 \text{ м},$$

$$r_{cx25} = r_{cx16} = r_{cx34} = 31,2 \cdot \left(\frac{18,34 - 16,7}{18,34} \right) = 2,8 \text{ м},$$

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{cz} - h_{un}}{h_{cz}} \right), \quad (129)$$

$$r_{cx12} = r_{cx56} = 31,2 \cdot \left(\frac{23,531 - 11}{23,531} \right) = 16,6 \text{ м},$$

$$r_{cx23} = r_{cx45} = 31,2 \cdot \left(\frac{23,62 - 11}{23,62} \right) = 16,67 \text{ м},$$

$$r_{cx25} = r_{cx16} = r_{cx34} = 31,2 \cdot \left(\frac{18,34 - 11}{18,34} \right) = 12,5 \text{ м},$$

Результаты расчёта зон защит молниеотводов сведены в таблицу.

Таблица 29 – Результаты расчёта зон защит молниеотводов

Молниеотводы	$l_{м-м}$	r_{co}	$r_{хшт}$	h_{cz}	$r_{cx}^{ин}$	$r_{хшт}$	r_{cx}^{un}
1-2	41	31,2	10,77	23,531	9,1	17,74	16,6
2-3	40,5			23,62	9,14		16,67
3-4	70			18,34	2,8		12,5
4-5	40,5			23,62	9,14		16,67
5-6	41			23,531	9,1		16,6
1-6	70			18,34	2,8		12,5
2-5	70			18,34	2,8		12,5

8.2 Защита подстанции от волн, набегающих с линии электропередачи

Импульсы напряжения, которые образуются от попадания молнии в линию представляет большую опасность для подстанционного оборудования, так как его изоляция много меньше изоляции линий.

Принцип защиты изоляции подстанционного электрооборудования от волн грозовых импульсов основывается на защите подходов ВЛ на определенной длине, которой достаточно чтобы уменьшить фронт набегающих волн.

На линиях, которые установлены на металлических опорах, принцип защищенного подхода основывается на том, что снижают сопротивление заземления опор для уменьшения вероятности обратного перекрытия, а также уменьшения углов защит тросов, целью которого является уменьшение вероятности прорыва молнии через него.

Рассчитаем допустимое напряжение для изоляции автотрансформатора:

$$U_{\text{доп}} = 1,1 \cdot (U_{\text{п.и}} - 0,5 \cdot U_{\text{ном}}), \quad (130)$$

где $U_{\text{п.и}}$ – испытательное напряжение при полном импульсе, которое равно 750 кВ,

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

$$U_{\text{доп}} = 1,1 \cdot (750 - 0,5 \cdot 220) = 704 \text{ кВ.}$$

Допустимое значение крутизны для внутренней и внешней изоляции автотрансформатора определяется из выражения:

$$U_{\text{доп}} = U_{\text{ост}} + \frac{2 \cdot a_{\text{доп}} \cdot l}{300} \quad (131)$$

где $U_{\text{ост}}$ – остающееся напряжение на ОПН, $U_{\text{ост}}=470$

l – расстояние от ОПН до автотрансформатора, $l=9\text{м}$

$$a_{\text{доп}} = \frac{300 \cdot (U_{\text{доп}} - U_{\text{ост}})}{2 \cdot l} = \frac{300 \cdot (704 - 470)}{2 \cdot 9} = 3900 \text{кВ/мкс}$$

Длина защищенного подхода, рассчитывается по соотношению:

$$l_{\text{з.п}} = \frac{U_{50\%}}{a_{\text{доп}} \cdot \Delta\tau} \quad (132)$$

где $\Delta\tau$ – определяет удлинение фронта из-за действия короны:

$$\Delta\tau = \left(0,5 + \frac{0,008 \cdot U_{50\%}}{h_{\text{пр.ср}}} \right) \cdot \frac{1}{k} \quad (133)$$

где $h_{\text{пр.ср}}$ – средняя высота подвеса провода, равная $19,97\text{м}$;

k – коэффициент, учитывающий влияние расщепления фазы ВЛ, $\Delta\tau=1$
при одном проводом в фазе.

$$\Delta\tau = \left(0,5 + \frac{0,008 \cdot U_{50\%}}{h_{\text{пр.ср}}} \right) \cdot \frac{1}{k} = \left(0,5 + \frac{0,008 \cdot 1000}{19,97} \right) = 0,9 \text{ мкс/км.} \quad (134)$$

$$l_{\text{з.п}} = \frac{U_{50\%}}{a_{\text{доп}} \cdot \Delta\tau} = \frac{1000}{3900 \cdot 0,9} = 0,285 \text{ км.} \quad (135)$$

Длина защищенного подхода составляет $0,285 \text{ км}$

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

9.1 Безопасность

Безопасность при эксплуатации ОРУ 220 кВ.

На РУ 220 кВ все расстояния между оборудованием, ошиновкой, и другими элементами устанавливается таким образом, чтобы:

1) все явления, образующиеся в ходе нормального режима работы не приводили к повреждению электрооборудования и появлению короткого замыкания, а также причинению вреда рабочему персоналу.

В таблице 29 представлены минимальные допустимые расстояния между объектами, высоты оборудования и расстояния от земли.

Таблица 30 – Типовые расстояния установленные на ОРУ 220 кВ

Высота линейного портала, м	16,5
Высота шинного портала, м	11
Минимальное расстояние от земли до гибких проводов, м	4,7
Минимальная высота от проезжей части до токоведущих частей, м	6,550
Расстояние между фазами, м	4
Расстояния между линейными порталами, м	40,5
Расстояния между линейным порталом и разъединителем, м	3
Расстояния между разъединителем и выключателем, м	4
Ширина проезжей части, м	4
Расстояние от центра проезжей части до ближайшего оборудования не менее, м	5
Высота внешнего забора ОРУ, м	1,8 – 2,0

2) при нарушении нормального режима работы электрооборудование необходимо отключить повреждения. Отключение осуществляется путем отключения выключателей со всех сторон оборудования, затем нужно создать видимый разрыв(разомкнуть контакты разъединителей), далее заземлить установку, произвести ремонт поврежденного оборудования;

3) при отсутствии напряжения на оборудование, относящиеся к ней и стоящие неподалеку, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному осмотру, замене и ремонтам без нарушения нормальной работы соседних цепей. С обеих сторон цепи должен быть видимый разрыв, а аппараты и токоведущие части заземлить;

4) для возможности удобной транспортировки оборудования на территории открытого распределительного устройства оборудована дорога. Для транспортировки силового оборудования на территорию ОРУ существуют специальные подъезды со стороны установки оборудования;

5) При использовании разъединителей или отделителей для отключения и включения тока на нагруженных трансформаторах, зарядного или уравнительного тока ЛЭП, тока замыкания на землю расстояния между токоведущими частями и от токоведущих частей до земли должны соответствовать следующим требованиям:

1) разъединителями и отделителями напряжением 110-500 кВ независимо от климатических условий и загрязнения атмосферы при их наружной установке допускается отключение и включение их на ток холостого хода силовых трансформаторов и зарядные токи воздушных и кабельных линий, систем шин и присоединений, которые не превышают значений, указанных в таблице 31.

Таблица 31 – Наибольшие токи отключаемые и включаемые.

Номинальное напряжение, кВ	Тип отделителя, разъединителя	Расстояние между осями, X, м	Ток, А, не более	
			холостого хода	зарядный
220		3,5	3,0	1,0
	ВР	4,0	5,0	1,5
		4,5	8,0	2,0
		3,5	3,0	1,0
	ГП	4,0	5,0	1,5
		4,5	8,0	1,0

где ВР – разъединитель вертикальный рубящего типа;

ГП – разъединитель горизонтальный с подвижными контактами.

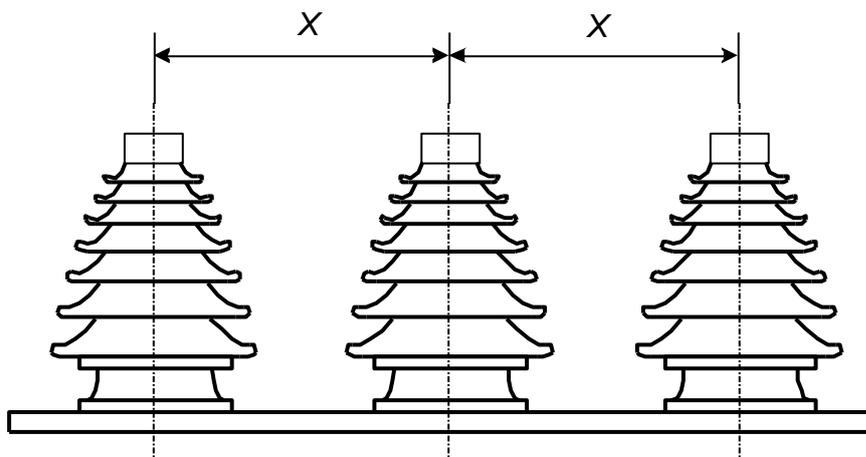


Рисунок 11 – Расстояние между осями разъединителя

2) разъединителями и отделителями напряжением 220 кВ при их внутренней установке со стандартными расстояниями между осями полюсов 3,5 м допускается отключать и включать токи холостого хода трансформаторов и автотрансформаторов при глухозаземленной нейтрали соответственно не более 4,2 и 2 А, а также зарядные токи присоединений не более 1,5 А;

3) у разъединителей и отделителей, установленных горизонтально, спуски из гибкого провода прокладывают полого во избежание переброски на них дуги, не допуская расположения, близкого к вертикальному. Угол между горизонталью и прямой, соединяющей точку подвеса спуска и линейный зажим полюса, должен быть не более 65°

4) в электроустановках напряжением 220 кВ с разъединителями и отделителями в одной цепи отключение ненагруженного трансформатора или автотрансформатора, систем шин, а также линий электропередачи производить дистанционно отделителем, включение - разъединителем.

Строительные конструкции, находящиеся вблизи токоведущих частей и доступные для прикосновения персонала, не должны нагреваться от воздействия электрического тока до температуры 50°C и выше;

недопустимые для прикосновения — до 70 °С и выше.

Во всех цепях РУ предусмотрена установка разъединяющих устройств с видимым разрывом, которые обеспечивают возможность отсоединения всех аппаратов каждой цепи от сборных шин и других источников напряжения. Разъединители устанавливаются по обе стороны электрических цепей или аппаратов.

На открытом распредустройстве 110 кВ и выше должен быть предусмотрен проезд вдоль выключателей для передвижных механизмов и приспособлений, габариты которого должны составлять как минимум 4 м по ширине и высоте, для того чтобы при проезде ремонтных механизмов не были задеты высоковольтные провода, представляющие большую опасность для ремонтной бригады, производящей ремонт оборудования. Для реконструируемых объектов расстояние допускается уменьшать, но не более чем на 25%. На рисунке 12 представлен разрез ОРУ 220 кВ.

Персонал, обслуживающий РУ, должен располагать руководящими схемами и указаниями по возможным и допустимым режимам работы электрооборудования в нормальных и аварийных условиях.

Распредустройства высокого напряжения должны быть оборудованы блокировкой, предотвращающей возможность ошибочных действий персонала.

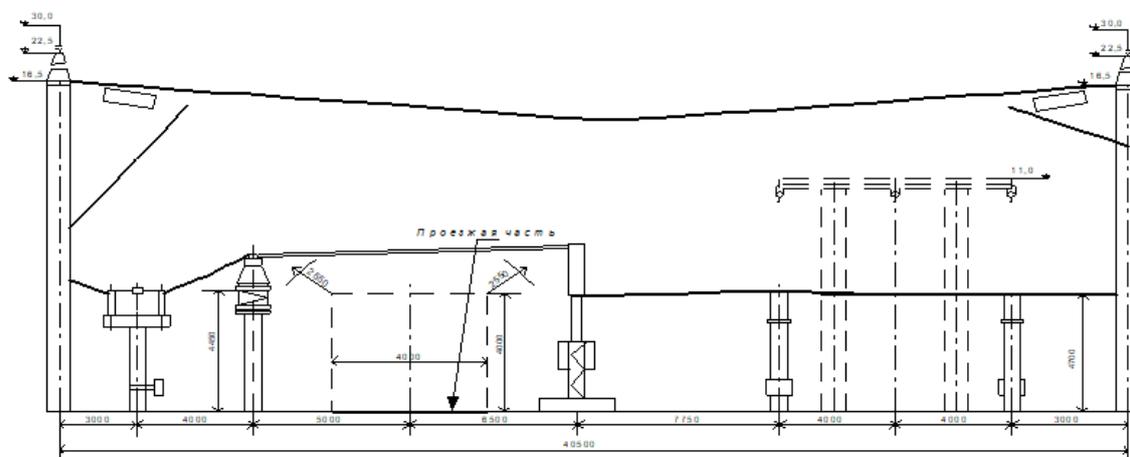


Рисунок 12 – Разрез ОРУ 220 кВ

9.2 Экологичность

Загрязнение окружающей среды трансформаторным маслом.

В результате механического повреждения корпуса силового трансформатора или автотрансформатора возможно растекание масла по земле. Для того чтобы предотвратить эту ситуацию, которая может привести к распространению пожара, должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслоборники.

Для предотвращения распространения масла и пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения при аварии, произведем сооружение под оборудование маслоборных ям (маслоприемников) с удалением масла и замасленных вод из них системой, ведущих в маслоборник.

На ОРУ 220 кВ проектируемой подстанции «Радужная» установлены два автотрансформатора марки АТДЦТН-63000/220/110/35. Параметры автотрансформатора представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Параметры трансформатора АТДЦТН-63000/220/110/35

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, т		Габариты, мм		
		полная	масла	H	L	B
АТДЦТН-63000/220/110	63	130	47	7300	9750	5250

Габариты маслоприемника для автотрансформатора марки АТДЦТН-63000/220/110/35 при массе масла 10-50 т должны выступать за габариты электрооборудования не менее чем на 1,5 м.

Габариты маслоприемника принимаем меньше на 0,5 м со стороны стен или перегородок, располагаемых от трансформатора на расстоянии 2 м.

Объем маслоприемника с отводом масла рассчитывается на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор.

На ПС «Радужная» установлен маслоприемник с отводом масла и пожарной воды, а также установлена металлическая решетка на нем, которая

засыпается гравием толщиной слоя не менее 0,25 м. В пределах ограждений маслоприемника гравийная засыпка должна содержаться в чистом состоянии и промываться не менее раза в год, а в случае когда ее невозможно промыть, нужно осуществить замену гравия.

Незаглубленный маслоприемник выполняется в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования, высота которых должна быть не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки.

Дно маслоприемника должно иметь уклон в сторону приемка и быть засыпано чисто промытым гранитным гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Система маслоотводов для автотрансформаторов выполняется из подземных трубопроводов из цементных труб диаметром не менее 300 мм, а под пересечением с дорогой из чугунных труб того же диаметра.

Масло поступает в маслосборник, который удален от силового электрооборудования, через сеть маслоотводов. Маслосборник выполняется закрытого типа. Поверхность маслосборника и маслоприемника покрывается специальными покрытиями.

Автотрансформаторы, установленные на подстанции по паспортным данным имеют полную массу 130 тонн, когда масса масла в трансформаторе составляет 47 тонн. Вычислим его объем по формуле:

$$V = \frac{m}{\rho_m} = \frac{47}{0,895} = 52,5 \text{ м}^3, \quad (171)$$

где ρ_m - плотность трансформаторного масла, для масла марки Т-750 – $\rho_m = 895 \text{ кг} / \text{м}^3 / 10$.

Для автотрансформаторов, установленных на подстанции соорудим прямоугольный незаглубленный маслоприемник объемом 53 м³, также установим металлическую решетку, поверх которой уложим щебень щебень

толщиной слоя не менее 0,25 м. Зная объем, который занимает масло, и площадь, отводимую под маслоприемник, определим высоту маслоприемника. Площадь маслоприемника найдем по формуле:

$$S = L' \cdot B', \quad (136)$$

$$S = 12,75 \cdot 8,25 = 105,2 \text{ м}^2$$

где $L' = L + \Delta = 9,75 + (2 \cdot 1,5) = 12,75 \text{ м}$ - длина трансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования;

$L = 9,75 \text{ м}$ - длина трансформатора /10/;

$\Delta = 1,5 \text{ м}$ - размер выступа за габариты единичного электрооборудования, зависящий от массы трансформаторного масла находящегося в электрооборудовании, при массе трансформаторного масла от 10 до 50т /9/;

$B' = B + \Delta = 5,25 + (2 \cdot 1,5) = 8,25 \text{ м}$ - ширина трансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования;

$B = 5,25 \text{ м}$ - ширина трансформатора.

Отсюда высота маслоприемника равна :

$$h = \frac{V}{S} + h_1 \text{ м}, \quad (136)$$

$$h = \frac{52,5}{105,2} + 0,25 = 0,75$$

где $h_1 = 0,25 \text{ м}$ - толщина слоя гравия.

Схема маслоприёмника приведена на рисунке 13.

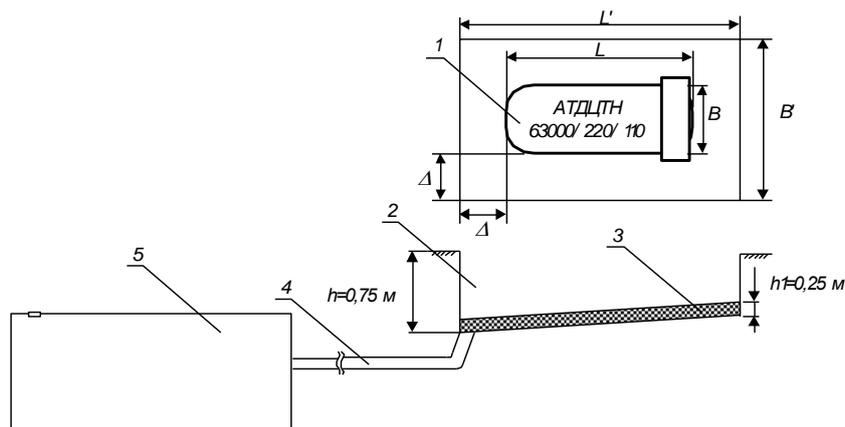


Рисунок 13 – Схема маслоприёмника

На рисунке 13 показаны: 1 – автотрансформатор; 2 – маслоприёмник; 3 – гравийная засыпка; 4 – маслоотвод; 5 – маслосборник.

Маслосборник вмещает 100% масла наиболее мощного трансформатора и 80% воды от пожаротушения, поступающей в течении 30 минут со скоростью $0,2 \text{ л/с}\cdot\text{м}^2$. Определим, сколько воды расходуется за этот период ($30_{\text{мин}} = 1800_{\text{сек}}$):

$$Q_B = 0,2 \cdot 1800 = 360 \text{ л/м}^2$$

Найдём площадь поверхности на которую поступает вода для пожаротушения.

$$S' = 2 \cdot [(H \cdot B) + (H \cdot L)]^2 \quad (138)$$

$$S' = 2 \cdot [(7,3 \cdot 5,25) + (7,3 \cdot 9,75)] = 219 \text{ м}^2$$

Найдем объём воды необходимый на пожаротушение.

$$V' = S' \cdot 360 \cdot 0,001 \cdot \frac{80\%}{100\%} = 63 \text{ м}^3$$

Зная объём воды и объём масла, можно найти полный объём маслосборника.

$$V_{\text{м.сб.}} = V' + V \quad (139)$$

$$V_{\text{м.сб.}} = 63 + 53 = 116 \text{ м}^3$$

Площадь маслосборника равна площади маслоприёмника, следовательно можно найти высоту маслосборника.

$$h_{\text{м.сб.}} = \frac{V_{\text{м.сб.}}}{S} \quad (140)$$

$$h_{\text{м.сб.}} = \frac{116}{105,2} = 1,1 \text{ м}$$

Если масло трансформатора загрязняется, нужно произвести его замену на свежее. Для этого производится слив масла из трансформатора.

Перед началом произведения слива проверяют правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также насколько плотно соединены шланги и трубы.

Наконечники шлангов должны изготавливаться из такого материала, который исключает возможность образования искр при ударе.

Нижний слив масла производится через специальные герметизированные сливные устройства.

Слив масла запрещается в открытые в открытые сливные люки и во время грозы.

При открытии сливных устройств должны применяться инструменты, которые не дают искрообразование.

Во время слива должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания.

Если обнаружены свежие капли масла на оборудование или маслоприемнике необходимо немедленно принять меры по выявлению и устранению источников появления протечки с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

Маслоочистительные установки (сепараторы) должны иметь исправную дренажную систему, а приемный бак использованного масла – мерное стекло с кожухом, защищающим от повреждений. Под фильтр должны устанавливаться поддоны для сбора масла и удаления его в специализированную емкость.

Слив масла из трансформаторов и реакторов на ремонтной площадке должен осуществляться путём подключения переносных шлангов к централизованной разводке маслопроводов маслохозяйства и с использованием специальных баков для этих целей. После сливных операций необходимо убирать всё пролитое масло.

9.3 Чрезвычайные ситуации

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия.

Основными системами пожарной безопасности являются системы по предотвращению пожара, пожарная защита и организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Для предотвращения пожара должны быть выполнены следующие действия:

- устранить образования горючей среды;
- устранить источника зажигания;

- поддержание температуры горючей среды ниже максимально допустимой;

- поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Систему противопожарной защиты составляет средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита обеспечивается:

- максимально возможное применение негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;

- ограничение количества горючих веществ и их размещения, а также изоляцией горючей среды;

- предотвращение распространения пожара за пределы очага;

- применение средств пожаротушения;

- эвакуацией людей; системами противодымной защиты;

- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;

- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- применением огнепреграждающих устройств и противопожарных преград (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.);

- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;

- устройствами аварийного отключения, переключения аппаратов и коммуникаций;

- предотвращением разлива пожароопасных жидкостей при пожаре;

- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Большую роль в обеспечении пожарной безопасности играют противопожарные преграды и разрывы, которые предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К таковым относятся

противопожарные стены, перекрытия, двери.

Пожарная техника, которая предназначена для защиты ОРУ 220 кВ, подразделяется на следующие группы:

- пожарные машины,
- средства охранной и пожарной сигнализации,
- огнетушители и пожарное оборудование,
- ручной инструмент, инвентарь и пожарные спасательные устройства.

К автомобилям, используемым при пожаротушении относят:

- пожарные автоцистерны,
- насосно-рукавные автомобили,
- автомобили пенного и порошкового тушения и т.п.

На подстанциях и предприятиях обычно применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством. При испарении воды образуется большое количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения, кроме этого, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара, но иногда вода может нанести больше вреда чем пользы.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования.

Огнетушители бывают: химические пенные ОХП-10, газовые углекислотные ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8, порошковые ОПС-10 и специальные огнетушители типа ОУБ.

Газовые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов пожара, за исключением случаев, когда горение происходит без доступа кислорода. В качестве средства огнетушенияиспользуют углекислоту.

Порошковые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов загорания щелочных металлов и других соединений.

Огнетушители типа ОУБ предназначены для тушения небольших очагов горения волокнистых и других твердых металлов, а также

электроустановок.

На территории ОРУ первичные средства размещаются на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.). Поясняющие знаки и надписи, которые указывают местонахождение средств пожаротушения, устанавливаются на тропях обхода территории ОРУ. Проезжую часть по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, чтобы не было никаких преград на пути.

Все переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, рассчитывая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему.

Для размещения первичных средств тушения пожара в производственных и других помещениях, а также на территории подстанции, устанавливаются пожарные щиты или так называемые посты. Запорная арматура (краны, клапаны, крышки горловины) всех огнетушителей должна быть опломбирована.

Пенные огнетушители в холодное время года переносятся в отапливаемые помещения. Углекислотные и порошковые огнетушители разрешается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C.

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у источников тепла, а именно: обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования.

Количество первичных средств пожаротушения на ОРУ представлены в таблице 32.

Таблица 33 – Количество первичных средств пожаротушения

Место установки средств пожаротушения	Средство пожаротушения	Количество	Вместимость, л	
1	2	3	4	
Щит управления ОРУ	огнетушитель порошковый	2	2	
		2	5	
		2	10	
	огнетушитель углекислотный	4	2	
		4	5	
		1	25	
		1	80	
Силовые трансформаторы (масса масла >10 т)	огнетушитель пенный	2	10	
Силовые трансформаторы (масса масла >10 т)	огнетушитель порошковый	2	5	
		2	10	
Помещение регенерации и чистки масла (площадь 800 м ²)	огнетушитель пенный	2	10	
		1	100	
	огнетушитель порошковый	2	2	
		2	5	
		1	10	
		огнетушитель комбинированный (пена и порошок)	1	100

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Существующие сети 110 кВ не позволяют подключить новую нагрузку мощностью 25 МВт. Для решения проблемы ограничений сети, было принято решение о проектировании новой подстанции 220/110/35/6 кВ для снятия ограничений с сети – увеличению её пропускной способности и увеличению надёжности, а также для разгрузки существующей сети. В работе решена задача снятия ограничений с существующих линий электропередачи на подключение новой нагрузки.

В работе были решены следующие задачи:

- 1) разработана схемы подстанции;
- 2) произведён расчёт токов короткого замыкания;
- 3) произведён выбор и проверка элементов сети электроснабжения;
- 4) произведён расчёт молниезащиты подстанции;
- 5) произведен расчёт надёжности.

В результате выполнения работы была спроектирована подстанция Радужная напряжением 220/110/35/6 кВ, которая позволила значительно увеличить пропускную способность существующих линий 110 и 35 кВ в районе городов Артем и Владивосток Приморского края. При этом подстанция спроектирована таким образом, чтобы затраты на её сооружение были минимальны, а окупаемость не превышала 5 лет.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С/ Ананичева. – Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2008. - 55 с.
2. Варфоломеев, Л.П. Элементарная светотехника / Л.П. Варфоломеев - Москва: ООО ТК Световые технологии, 2013. – 288 с.
3. ГОСТ Р 57114-2016 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения [<http://docs.cntd.ru/document/1200139922>].
4. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко. - М.: ЭНАС, 2009. - 456 с.: ил.
5. Кабышев, А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения. Справочные материалы по электрооборудованию: Учеб.пособие / Том. политехн. ун-т. – Томск, 2008. – 168 с.
6. Карапетян И.Г., Файбисович Д.Л., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Файбисовича Д.Л. - 4-е издание. - М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 376 стр.
7. Мясоедов, Ю. В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций / Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачёва. – Благовещенск: АмГУ, 2007. – 139 с.
8. Норма отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38 – 750 кВ № 14278 ТМ – Т1.
9. Пособие к «Указаниям по расчету электрических нагрузок» НИИСФ - М.: Тяжпромэлектропроект, 2007. - 23 с
10. Правила охраны труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Министерство труда и социальной защиты Российской Федерации, 2013.–125

с.

11. Правила устройства электроустановок. Мин. Энерго России. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 648 с.: ил.

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

13. РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. – Москва: РАО «ЕЭС России», 2009 – 354 с.

14. РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. – Москва: ГНИЭИ им.Кржижановского, 2009 г. – 38 с.

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

16. Ротачева, А.Г. Проектирование устройств релейной защиты. Методические указания для самостоятельной работы студентов / сост.: Ротачева А.Г. -Благовещенск: АмГУ, 2014

17. Савина, Н.В.Теория надежности в электроэнергетике: учебное пособие. – Благовещенск: АмГУ, 2007 – 229 с.

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

19. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / под ред. Ю.Г.Барыбина, Л.Е. Федорова и др.- М.: «Энергоатомиздат», 2009.- 464 с.

20. Судаков Г.В., Галушко Т.А. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов. Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2006.

21. Хавроничев, С.В., Рыбкина И.Ю. Расчет токов коротких замыканий и проверка электрооборудования: учебное пособие. - Волгоград, 2012. – 56 с.