

МИНОБРНАУКИ РОССИИ  
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 «Электрические станции»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ 2016 г.  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция электрической части подстанции Береговая-2  
напряжением 220/110/6 в г.Большой Камень Приморской края

Исполнитель

студент группы 242об1

\_\_\_\_\_

подпись, дата

М.В. Максимюк

Руководитель

доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Г. Ротачева

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 83 с., 7 рисунков, 9 источников, 21 таблицу, 75 формул.

ПОДСТАНЦИЯ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ТРАНСФОРМАТОР СОБСТВЕННЫХ НУЖД, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДЕНИТЕЛЬ, ТОКОПРОВОД, ОПН, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ТОК, ЗАЩИТА, ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ, ЗАЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА.

В данной выпускной квалификационной работе была реконструирована подстанция напряжением 220/110/6, а также были произведены расчеты заземления, молниезащиты подстанции. Рассчитывались токи короткого замыкания, рабочие токи для проверки электрического оборудования и уставок релейной защиты трансформатора. Проведен анализ экологичности и пожарной безопасности на подстанции.

## СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	7
1 Характеристика района расположения подстанции 220/110/6 «Береговая-2»	9
2 Расчёт токов короткого замыкания для проверки оборудования	12
2.1 Общие положения	12
2.2 Составление расчётной схемы замещения и определение её параметров	14
2.3 Расчёт токов КЗ	16
3 Проверка электрических аппаратов	18
3.1 Общие положения	18
3.2 Проверка выключателей и разъединителей	18
3.3 Проверка трансформаторов тока	24
3.4 Проверка трансформаторов напряжения	33
3.5 Проверка шинных конструкций	36
3.5.1 Общие положения	36
3.5.2 Проверка гибких шин	39
3.5.3 Проверка жёстких шин	40
3.6 Выбор ОПН	43
3.7 Проверка трансформаторов собственных нужд	46
3.8 Проверка КРУ	47
3.9 Выбор аккумуляторных батарей	53
4 Изоляция и перенапряжения	57
4.1 Общие положения	57
4.2 Расчёт заземлителя подстанции	58
4.3 Расчёт молниезащиты	63
4.4 Анализ грозоупорности ОРУ 220 кВ	66
5 Релейная защита и автоматика	70
5.1 Основные типы защит трансформаторов	70

5.2 Дифференциальная защита трансформаторов	71
6 Надёжность	75
6.1 Общие положения	75
6.2 Определение показателей надёжности	76
7 Экологичность и безопасность	78
8 Экономика	84
Заключение	85
Библиографический список	86

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВЛ – Воздушная линия

ГЭС – Гидроэлектро станция

КЗ – Короткое замыкание

КРУ – Комплектное распред устройство

ОРУ – Открытое распред устройство

ОПН – Ограничитель перенапряжений нелинейный

ПС – Подстанция

РЗ –Релейная защита

## ВВЕДЕНИЕ

В энергетической программе Российской Федерации сформулированы важнейшие задачи развития энергетической промышленности путем интенсификации и повышения эффективности производства на базе ускорения научно-технического прогресса.

В области электроснабжения потребителей эти задачи предусматривают повышение уровня (качества) проектно-конструкторских работ, использование и рациональную эксплуатацию высоконадежного электрооборудования, внедрение микропроцессорных систем телемеханики, релейной защиты и автоматики, волоконно-оптических линий связи, уменьшение непроизводительных расходов на выработку, передачу и распределение электроэнергии.

При этом необходимо снижать себестоимость электроэнергии до минимальной при соблюдении всех правил и норм проектирования, монтажа, эксплуатации и, самое главное, требований к качеству электрической энергии, т.е. к постоянству (допустимым отклонениям и колебаниям) частоты и напряжения, симметричности и синусоидальности токов и напряжений так как всякое отклонение от норм ГОСТ 13109-97 ведет к ухудшению работы электроприемников, уменьшению срока их службы, выходу их из работы, к ложной работе или отказам устройств релейной защиты, автоматики, телемеханики и связи. Все это снижает надежность электроснабжения потребителей, которая является одним из важнейших показателей электроэнергетических систем (сетей, подстанций), так как любое отключение электроэнергии – плановое и, особенно аварийное, приносит огромный ущерб потребителям и самой энергоснабжающей организации. Поэтому необходимо применять эффективные и экономически целесообразные меры как по обеспечению требуемого качества электроэнергии (либо по защите электроприемников и вторичных устройств от низкого качества электроэнергии), так и по обеспечению надежности (применение устройств АВР, АПВ, проведение планово-предупредительных ремонтов и т.п.).

Кроме этого энергетические объекты должны удовлетворять требованиям

техники безопасности и экологичности , а также обладать средствами для обнаружения, локализации и ликвидации последствий возможных чрезвычайных ситуаций.

Реконструируемая подстанция 220/110/6 кВ Береговая-2 предназначена для электроснабжения завода «Звезда» и городских потребителей бухты Большой Камень Приморского края.

Увеличение электрических нагрузок в районе приведет к значительному росту загрузки существующих автотрансформаторов связи 220/110 кВ мощностью 63 МВ·А. При этом, например, в послеаварийных режимах отключения одного из автотрансформаторов в период максимума зимних нагрузок потребуются ограничение части потребителей.

Помимо этого, большая часть электрооборудования подстанции устарела физически и морально. Поэтому в данном проекте вместе с заменой автотрансформаторов связи 220/110 кВ на автотрансформаторы мощностью 125 МВ·А предполагается замена существующего оборудования на более современное, а также проектирование устройств РЗ и А автотрансформаторов связи 220/110 кВ, и другого электротехнического оборудования подстанции.

Исходными данными к проекту послужили:

- схемы электрической сети 110-220 кВ и ПС «Береговая 2» до 2020 г.; перетоки мощности через автотрансформаторы связи и по ВЛ 110-220 кВ к 2016 году; электрические нагрузки и уровни токов короткого замыкания на шинах подстанции к 2016 году, а также проект развития Приморской энергосистемы с учетом перспективы до 2020 г.

## 1. ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ 220/110/6 КВ «БЕРЕГОВАЯ 2»

Климатические условия района (городской округ Большой Камень), в котором находится реконструируемая подстанция, удовлетворяют муссонному климатическому поясу.

- Климат района муссонный. Формируют его многие факторы:
- положение территории в средних широтах на восточной окраине материка Евразии, рядом с Тихим океаном. Это определяет проявление муссонной циркуляции воздушных масс;
- структура термобарического поля – характерно образование высотных барических гребней и ложбин, с ними связана адвекция холода и тепла;
- положение фронтальных зон и развитие циклической деятельности - распределение осадков и температурной инверсии определяет горный рельеф.
- По агроклиматическому районированию город Большой Камень, в котором расположена реконструируемая подстанция входит в район, который можно охарактеризовать, теплым и влажным, с холодной зимой. Средней температурой января считается - 13,1°С, а июля + 21,0°С. Максимальные температуры составляют – 30 °С в январе и +35°С в июле. Расчетные температуры для отопления и вентиляции соответственно равны – 22°С и + 15°С . Продолжение отопительного сезона равно 192 дням.
- По характеру увлажнения территория муниципального образования в зимний период увлажнена недостаточно. Среднегодовая величина осадков 700 мм осадков, 80% которых приходится на теплый период. Наибольшее количество осадков выпадает в августе-сентябре. Максимальное суточное количество осадков августа в среднем составляет 198 мм.
- Снежный покров устанавливается в середине декабря и сохраняется до конца февраля. Снежный покров достигает высоты 10 см.
- Относительная влажность воздуха достигает наибольших значений
- Район гололедности – IV. Нормативная толщина стенки гололёда для



высоты 10 м равна 15 мм.

- Глубина промерзания грунта 1,56 м.
- Сейсмичность района по шкале Рихтера – 8 баллов.

## 2. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ДЛЯ ВЫБОРА И ПРОВЕРКИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

### 2.1 Общие положения

Для выбора и проверки электрооборудования по условиям к.з. требуется предварительно определить:

- начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. и значение этой составляющей в расчетный момент времени (к моменту начала погасания дуги и к моменту расхождения дугогасительных контактов выключателей);

- начальное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания и значение этой составляющей в расчетный момент времени;

- ударный ток к.з.

Для расчета тока к.з. аналитическим способом необходимо:

- составить эквивалентную схему замещения и определить значения параметров ее элементов;

- преобразовать схему с целью приведения ее к простейшему виду;

- определить искомый ток к.з.

Расчетный ток к.з. определяем в зависимости от назначения расчета: проверку на электродинамическую стойкость производим по току трехфазного к.з.; на термическую стойкость по току трехфазного или двухфазного к.з.; на отключающую способность выключателей - по току трехфазного к.з., а для сетей 110 кВ и выше - дополнительно по току однофазного к.з.

Расчет токов к.з. с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электростанций и ПС, достаточно сложен. Вместе с тем вводятся

короткого замыкания;

- не учитывают влияние нагрузки;

- при вычислении тока к.з. обычно пренебрегаю активным сопротивлением цепи, если отношение  $\frac{x}{r}$  более трех. Однако активное сопротивление необходимо учитывать при определении постоянной затухания аperiodической составляющей тока к.з. -  $T_a$ . В нашем случае  $T_a$  будем определять приближенно.

Указанные допущения наряду с упрощением расчетов приводят к некоторому преувеличению токов к.з. (погрешность практических методов расчета не превышает 10 %, что считают допустимым).

При выборе электрических аппаратов РУ с напряжением 35 кВ и выше вводятся следующие упрощения:

- проверка оборудования в условиях короткого замыкания проводится по значениям суммарного тока короткого замыкания при повреждении на шинах РУ. Это соответствует расчетным условиям для выключателя (оборудования) тупиковой линии и создает определенный запас при выборе оборудования других присоединений;

- расчет ударного тока и аperiodической составляющей тока к.з. можно выполнять по эквивалентным постоянным времени  $T_a$ , не рассматривая составляющих токов по отдельным ветвям;

- принимая во внимание значительную удаленность РУ 35 кВ и выше от генераторов станций не учитываем затухание периодической составляющей тока к.з., то есть  $I_{пт} = I_{п0}$ .

## 2.2 Составление расчетной схемы замещения и определение ее параметров

В практических расчетах часто выполняют приближенное приведение, позволяющее значительно быстрее и проще получить приближенную схему замещения. При этом установлены средние номинальные напряжения:

$U_{\text{ср}}$ : 515; 340; 230; 154; 115; 37; 20; 18; 17.75; 13.8; 10.5; 6.3; 3.15; 0.69; 0.4; 0,23кВ.

Расчет выполняем в относительных величинах приближенным способом при принятой базисной мощности  $S_б = 100 \text{ МВА}$  [4].

Составляем исходную схему электрической сети (см. рисунок 1).

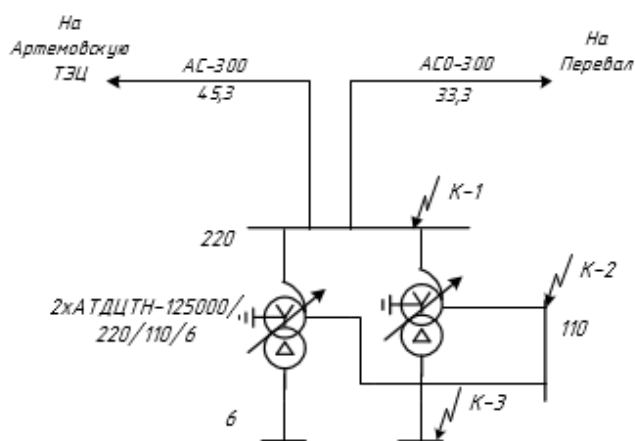


Рисунок 1 – Исходная схема сети

По этой схеме, учитываем сопротивления всех элементов сети (трансформатор, линия, система) и составляем схему замещения (см. рисунок 2).

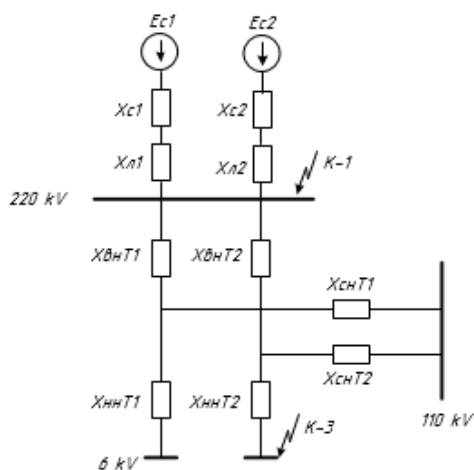


Рисунок 2 – Схема замещения

Произведем расчет параметров схемы замещения.

Напряжения короткого замыкания для каждой пары обмоток трансформаторов:

- трансформатор номинальной мощностью  $S_{T, \text{ном}} = 125 \text{ МВА}$ :

$$U_{K \text{ В-С}} = 11 \% ; U_{K \text{ В-Н}} = 45 \% ; U_{K \text{ С-Н}} = 28 \% ;$$

Напряжения короткого замыкания для каждой стороны трансформатора находим по формулам (соответственно для сторон высшего, среднего и низкого напряжений), %:

$$U_{K \text{ В}} = 0,5 \cdot (U_{K \text{ В-Н}} + U_{K \text{ В-С}} - U_{K \text{ С-Н}}) ; \quad (1)$$

$$U_{K \text{ С}} = 0,5 \cdot (U_{K \text{ В-С}} + U_{K \text{ С-Н}} - U_{K \text{ В-Н}}) ; \quad (2)$$

$$U_{K \text{ Н}} = 0,5 \cdot (U_{K \text{ В-Н}} + U_{K \text{ С-Н}} - U_{K \text{ В-С}}) . \quad (3)$$

Сопротивления трансформаторов определяются по формулам (соответственно для сторон высшего, среднего и низкого напряжений):

$$X_{Т.В} = \frac{U_{КВ}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{Т.НОМ}} \quad (4)$$

$$X_{Т.С} = \frac{U_{КС}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{Т.НОМ}} \quad (5)$$

$$X_{Т.Н} = \frac{U_{КН}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{Т.НОМ}} \quad (6)$$

ЭДС системы принимаем как систему бесконечной мощности ( $E_c=1$ )

Сопротивление системы определим по формуле:

$$X_c = \frac{S_6}{S_k} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot I_{КЗ}} \quad (7)$$

где  $S_6$  – базисная мощность, МВА;

$I_{КЗ}$  - ток к.з. на шинах (на 2020 г.), кА.

Определяем сопротивления линий:

$$X_{Л} = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{ср}^2} \quad (8)$$

где  $X_{уд}$  – удельное сопротивление линии, Ом/км;

$l$  – длина линии, км;

$U_{ср}$  – напряжение из среднего ряда, кВ.

### 2.3 Расчёт токов КЗ

Начальное значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания в относительных единицах определяем по формуле:

$$I_{ПО} = \frac{E_{ЭКВ}}{X_{ЭКВ}} \quad (9)$$

где  $E_{э\kappa\beta}$  – эквивалентная ЭДС ;

$X_{э\kappa\beta}$  – эквивалентное сопротивление.

Ударный ток короткого замыкания определяется формуле [4]:

$$i_y = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0}, \quad (10)$$

где  $K_y$  - ударный коэффициент;

Ток двухфазного КЗ вычислим по формуле [4]:

$$I_{nO(n)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{nO(n)}^{(3)} \quad (11)$$

Расчет токов КЗ представлен в приложение А, результаты расчётов токов КЗ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Токи короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{nO}^{(3)}=I_{nb}$	$I_{nO}^{(2)}, \text{кА}$	$T_a, \text{с}$	$K_y$	$i_y, \text{кА}$
<i>K1 (220 кВ)</i>	<i>12,487</i>	<i>10,814</i>	<i>0,03</i>	<i>1,716</i>	<i>30,28</i>
<i>K2 (110 кВ)</i>	<i>5,577</i>	<i>4,83</i>	<i>0,02</i>	<i>1,61</i>	<i>12,7</i>
<i>K3 (6 кВ)</i>	<i>1,28</i>	<i>1,10</i>	<i>0,05</i>	<i>1,82</i>	<i>3,294</i>

### 3. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

#### 3.1 Общие положения

К основному электрическому оборудованию на РУ относятся следующие элементы: высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжений, гибкие или жесткие шины. Оборудование выбираем по номинальному напряжению и максимальному рабочему току, а затем проверяем на термическую и динамическую стойкость.

#### 3.2 Выбор выключателей

К выключателям высокого напряжения предъявляются следующие требования:

- надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- быстрота действия (наименьшее время отключения);
- пригодность для быстродействующего АПВ, т.е. быстрого включения выключателя сразу же после отключения;
- возможность пополюсного (пофазного) управления 110 кВ и выше;
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрывобезопасность а также пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

Выбор выключателей производим:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (12)$$

- по длительному току

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (13)$$

где  $I_{max}$  – максимальный ток, проходящий через выключатель.

$$I_{p.max} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (14)$$

$$I_{p.max} = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 220} = 328 \text{ A}$$

Проверяем:

- по отключающей способности;
- по термической устойчивости.

На ОРУ 220 кВ принимаем элегазовый выключатель типа HLP245B1.

Расчетные значения термической устойчивости выключателя:

$$B_k = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + Ta) \quad (15)$$

где  $t_{отк}$  – время отключения;

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 4000 \text{ А}$	$I_{p.max} = 105 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{пр.скв} = 135 \text{ кА}$	$I_{уд} = 30.281 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 3969 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 7.785 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$I_{вкл} = 63 \text{ кА}$	$I_{но} = 12.478 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 63 \text{ кА}$	$I_{но} = 12.478 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$
$I_{a.ном} = 35,64 \text{ кА}$	$I_{a.t} = 12.653 \text{ кА}$	$I_{a.t} \leq i_{a.ном}$

Выбор разъединителей производим так же, как и выключателей, но не проверяем на отключающую способность.

Таблица 3 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 2000 \text{ А}$	$I_{p.max} = 328 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 30.281 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 3969 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 7.785 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

По данным сравнения на ОРУ 220 принимаются к установке выключатели марки НЛР245В1





Рисунок 3 – Общий вид выключателя HLP245B1

На ОРУ 220 кВ принимаем разъединители марки РГП-220/2000 УХЛ1.



Рисунок 4 – Общий вид разъединителя марки РГП

Выбор и проверка выключателя на ОРУ 110 кВ

$$I_{p.max} = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 110} = 656 \text{ A}$$

Расчетные значения термической устойчивости выключателя:

$$B_k = 5,577^2 \cdot (0,2 + 0,05) = 7,776 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Термическая стойкость выключателя :

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Таблица 4 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 3150 \text{ А}$	$I_{p,мах} = 656 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$i_{пр.скв} = 80 \text{ кА}$	$I_{уд} = 12,7 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 7,776 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{но} = 8,1 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 50 \text{ кА}$	$I_{но} = 5,577 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$

По данным сравнения выключатель марки ВГТ-110 УХЛ1 удовлетворяет всем условиям.



Рисунок 5 – Выключатель марки ВГТ-110 УХЛ1

Выбор и проверка выключателя на ЗРУ 6 кВ

$$I_{p.max} = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 6} = 12,028 \text{ A}$$

Расчетные значения термической устойчивости выключателя:

$$B_k = 14, I^2 \cdot (0,2 + 0,03) = 45,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Термическая стойкость выключателя:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Сравнение Каталожных и расчетных данных приведем в таблице 5.

Таблица 5 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 3150 \text{ A}$	$I_{p.max} = 2309 \text{ A}$	$I_p \leq I_n$
$i_{пр.скв} = 81 \text{ кА}$	$I_{уд} = 20,85 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 13,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{но} = 14,1 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{но} = 14,1 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$

По данным сравнения выключатель марки ВЭМ-6-3200/40-125 удовлетворяет всем условиям.

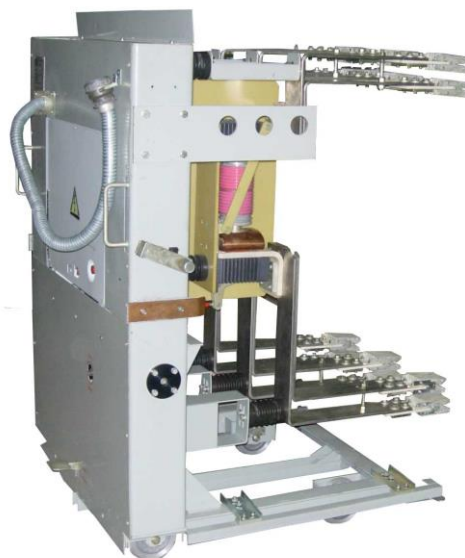


Рисунок 6 – Выключатель ВЭМ-6-3200/40-125

### 3.3 Выбор трансформаторов тока

(23)

Перед выбором трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных проводов. Согласно ПУЭ их минимальные сечения должны быть  $2.5 \text{ мм}^2$  по меди и  $4 \text{ мм}^2$  для алюминиевых. Соответственно максимальные сечения – 6 и  $10 \text{ мм}^2$ . Далее определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что  $Z_{\text{ПРОВ}} = r_{\text{ПРОВ}}$ .

Таблица 7 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э – 335	-	0,5	-
Ваттметр	Н – 395	0,5	0,5	-
Варметр	Н – 395	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	И – 674	2,5	-	2,5
Счетчик РЭ	И – 689	-	2,5	2,5

Итого		3,5	3,5	5,5
-------	--	-----	-----	-----

Сравнение каталожных данных трансформатора тока ТОГФ-220 УХЛ1, с расчетными:

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (24)$$

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

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора (5 А)

$$r_{\text{приб}} = \frac{6}{25} = 0,24 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (25)$$

где  $r_{\text{к}}$  – сопротивление контактов (0,1 Ом)

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2 \cdot \sqrt{3}}$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{30}{5^2 \cdot \sqrt{3}} = 0,7 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{пр}} = 0,7 - 0,24 - 0,01 = 0,45 \text{ Ом}$$

Определяем сечение проводов по формуле:

$$S = \rho \cdot \frac{L}{r_{\text{пр}}} \quad (26)$$

где  $L$  – длина соединительных проводов, согласно таблице 8;

$\rho$  – удельное сопротивление провода (для меди  $\rho = 0.0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ )

$$S = \frac{120 \cdot 0.0175}{0.45} = 4.67 \text{ мм}^2$$

Выбираю кабель марки КРВГ сечением 5 мм<sup>2</sup>.

Таблица 8 - Зависимость длины соединительных проводов от номинального напряжения

$U_H, \text{кВ}$	$L, \text{м}$
6 – 10	5-6
110	80
220	100-150

Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$r_{np} = \frac{L \cdot \rho}{S} \quad (27)$$

$$r_{np} = \frac{130 \cdot 0.0175}{6} = 0.37 \text{ Ом};$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$r_{нагр} = Z_{нагр} = 0.37 + 0.1 + 0.23 = 0.7 \text{ Ом}$$

Таблица 9 - Сопоставление каталожных и расчетных данных ТОФГ-220

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{p.мах} = 105 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_{ном} = 0,7 \text{ Ом}$	$Z_{нагр} = 0,7 \text{ Ом}$	$Z_{np} \leq Z_H$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 3969 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 4,26 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{yd} = 18,4 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{yd}$

Выбор трансформаторов тока на напряжение 110 кВ

Выбор аналогичен выбору трансформаторов тока на напряжение 220 кВ.

Выберем марку трансформатора тока ТОФГ-110

Таблица 10 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э – 335	-	0,5	-
Ваттметр	Н – 395	0,5	0,5	-
Варметр	Н – 395	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	И – 674	2,5	-	2,5
Счетчик РЭ	И – 689	-	2,5	2,5
Итого		3,5	3,5	5,5

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{6}{25} = 0.24 \text{ Ом} \quad (28)$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (29)$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{30}{5^2 \cdot \sqrt{3}} = 0.7 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{пр}} = 0.7 - 0.24 - 0.01 = 0.45 \text{ Ом}$$

Определим сечение проводов:

$$S = \frac{80 \cdot 0.0175}{0.45} = 3.11 \text{ мм}^2$$

Выбираю кабель марки КРВГ сечением 4мм<sup>2</sup>. Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$r_{\text{пр}} = 0.0175 \cdot \frac{80}{4} = 0.35 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$r_{нагр} = Z_{нагр} = 0.35 + 0.1 + 0.24 = 0.6 \text{ Ом}$$

Таблица 11 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 1000 \text{ А}$	$I_{p.max} = 660 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$Z_n = 0,7 \text{ Ом}$	$Z_{нр} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{нр} \leq Z_n$
$B_k = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 2,543 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$I_{уд} = 1,75 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$

Выбор трансформаторов тока 6 кВ.

Выберем марку трансформатора тока ТОЛК 6.



Рисунок 8 – Трансформатор тока ТОЛК 6

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э – 335	-	0,5	-
Ваттметр	Н – 395	0,5	0,5	-
Варметр	Н – 395	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	И – 674	2,5	-	2,5
Счетчик РЭ	И – 689	-	2,5	2,5
Итого		3,5	3,5	5,5



Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{6}{25} = 0.24 \text{ Ом} \quad (30)$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (31)$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{20}{5^2 \cdot \sqrt{3}} = 0.462 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{пр}} = 0.462 - 0.24 - 0.1 = 0.212 \text{ Ом}$$

Определим сечение проводов:

$$S = \frac{6 \cdot 0.0175}{0.212} = 0.5 \text{ мм}^2$$

Выбираем кабель марки КРВГ сечением 2,5 мм<sup>2</sup>. Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$r_{\text{пр}} = 0.0175 \cdot \frac{6}{2.5} = 0.042 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$r_{\text{нагр}} = Z_{\text{нагр}} = 0.042 + 0.1 + 0.24 = 0.292 \text{ Ом}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 13.

Таблица 13 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{н}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{н}}$

$I_n = 3000A$	$I_p = 2309 A$	$I_p \leq I_n$
$Z_n = 0,462 \text{ Ом}$	$Z_{нр} = 0,292 \text{ Ом}$	$Z_{нр} \leq Z_n$
$B_k = 1400 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 0,047 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$I_{уд} = 12,7 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$

### 3.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираем:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$

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

$S_{2\Sigma}$  - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА.

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания вольтметровых обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие классу точности, определяем расчетную нагрузку во вторичной цепи  $S_{2 \text{ расч.}}$ .

При этом должно соблюдаться условие

$$S_{2\Sigma} \leq S_{доп} \tag{32}$$

Мощность измерительных приборов и системы учета равна мощности цифрового мультиметра щитового исполнения. Тогда вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_{2\Sigma} = 6 \text{ ВА}$$

Принимаем к установке трансформатор напряжения типа НАМИ – 220 - УХЛ1.



Рисунок 9 – Трансформатор напряжения НАМИ–220 УХЛ1

Таблица 10 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 200 \text{ ВА}$	$S_p = 6 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

Выбор трансформаторов напряжения на 110 кВ

Выбираем трансформатор напряжения типа НАМИ 110 УХЛ1.



Рисунок 10 – Трансформатор напряжения НАМИ УХЛ1

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_{2\Sigma} = 6 \text{ ВА}$$

Таблица 11– Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 30 \text{ ВА}$	$S_p = 6 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

Выбор трансформаторов напряжения на 10 кВ

Выбираем трансформатор напряжения ЗНОЛ –СЭЦ 6 - УХЛ1.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_{2\Sigma} = 6 \text{ ВА}$$

Таблица 12– Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 6 \text{ кВ}$	$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 25 \text{ ВА}$	$S_p = 6 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

### 3.5 Выбор шинных конструкций

#### 3.5.1 Общие положения

Выбор жестких шин:

Согласно п. 1. 3. 28 ПУЭ // сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах ОРУ по экономической плотности тока не выбираются; выбор сечения шин производим по нагреву (допустимому току).

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}, \quad (33)$$

где  $I_{\max}$  - расчетный ток утяжеленного режима для электроустановки, А;

$I_{\text{доп}}$  - допустимый ток для шины выбранного сечения с учетом поправки при расположении шин плашмя /6,10/, А.

Далее жесткие шины проверяем на термическую стойкость при коротких замыканиях по выражению:

$$q \geq \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (34)$$

где  $q$  - выбранное сечение, мм<sup>2</sup>;

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot i_{уд}^2 / a, \quad (41)$$

где  $i_{уд}$  - ударный ток короткого замыкания, А;

$a$  - расстояние между фазами, м.

Находим напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W}, \quad (42)$$

где  $l$  - длина пролета между опорными изоляторами шинной конструкции, м;

$W$  - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия /5/, см<sup>3</sup>.

Полученное значение напряжения в материале шин сравниваем с допустимым.

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах. Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по номинальному напряжению и допустимой нагрузке. Проходные изоляторы кроме этого выбираются по номинальному току ( $I_{max} \leq I_{дон}$ ).

Выбор гибких шин:

- проверку сечения на нагрев проводим по допустимому току;
- проверку на термическое действие тока к.з. не производим, так как ошиновка выполнена голыми проводами на открытом воздухе;

- проверку на электродинамическое действие токов короткого замыкания (на схлестывание) не производим, так как токи к.з. для ОРУ 6, 110 и 220 кВ меньше 20 кА;

- проверка по условию короны необходима для гибких проводников ОРУ при напряжении 110 кВ и выше.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см,

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (43)$$

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

$r_0$  – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (44)$$

где  $U$  – линейное напряжение, кВ;

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

При горизонтальном расположении фаз:

$$D - p = 1,26 \cdot D, \quad (45)$$

где  $D$  – расстояние между соседними фазами, см.

Провода не будут коронировать если выполняется условие

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0. \quad (46)$$

### 3.5.3 Выбор и проверка жестких шин

В ЗРУ 6 –10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами.

При токах больше 3000 А рекомендуется применять шины коробчатого сечения т.к. они обеспечивают меньшие потери от эффекта близости и поверхностного эффекта, а также лучшие условия охлаждения. Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6 –10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных фарфоровых изоляторах. Шинодержатели, с помощью которых шины закреплены на изоляторах, допускают продольное смещение шин.

Ток продолжительного режима

$$I_{норм} = \frac{S_n}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 2309 \text{ A}. \quad (47)$$

$$I_{р.мах} = 1,35 \cdot I_{норм} = 3,46 \text{ кА} \quad (48)$$

Выбираем шину коробчатого сечения алюминиевую  $2 \times (125 \times 55 \times 6,5)$  мм;  
 $S = 1370 \text{ мм}^2$ ;  $I_{ном} = 4640 \text{ А}$ ;

С учётом поправочного коэффициента на температуру 0,94 определим

$$I_{дон} = 4640 \cdot 0,94 = 4361 \text{ А};$$

Проверяем по термической стойкости:

$$I_{н.о} = 14,1 \text{ кА}; T_a = 0,1; i_y = 25,66 \text{ кА}.$$

Тепловой импульс тока к.з.:

$$B_k = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + T_a). \quad (49)$$

$$B_k = 14,1^2 \cdot (0,2 + 0,03) = 45,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{Bk}}{c}, \quad (50)$$

где  $c = 9l$  принимаю по табл.3.14 /5/.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{45.7}}{91} = 74 \text{ мм}^2$$

$$q_{\min} < S.$$

Шины термически стойкие.

Проверка на механическую прочность.

Принимаем, что шины соединены жёстко, тогда момент сопротивления  $W_{yo-yo} = 167 \text{ см}^3$ .

Напряжение в материале шин:

$$\sigma_{\phi.\max} = 2,2 \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W_{yo-yo}} \cdot 10^{-8}, \quad (51)$$

где  $l = 2 \text{ м}$ ;

$a = 0,8$  – расстояние между фазами.

$$\sigma_{\phi.\max} = 2,2 \frac{25.66^2 \cdot 2^2 \cdot 10^{-8}}{0.8 \cdot 167} = 4.37 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\phi.\max} < \sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа.}$$

Таким образом шины механически прочны.

#### 3.5.4 Выбор изоляторов

Выбираем подвесной изолятор марки ПС 160Д,  $F_{\text{разр}} = 16000 \text{ Н}$ ,

$H_{\text{из}} = 146 \text{ мм}$ .



Сила на изгиб:

$$F_{из} = 1,62 \cdot \frac{i_{уд} \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (52)$$

$$F_{из} = 1,62 \cdot \frac{30281^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 337,6 \text{ Н}$$

Поправка на высоту коробчатых шин:

$$k_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + C + h / 2}{H_{из}}; \quad (53)$$

$$k_h = \frac{146 + 6,5 + 125 / 2}{146} = 1,3$$

$$F_{расч} = k_h \cdot F_u; \quad (54)$$

$$F_{расч} = 1,3 \cdot 337,6 = 438,88 \text{ Н}$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр}; \quad (55)$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 16000 = 9600 \text{ Н}$$

$$F_{дон} \geq F_{расч} \quad (56)$$

Подвесной изолятор марки ПС 160Д механически прочен.

### 3.6 Выбор ОПН

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный. ОПН предназначается для защиты изоляции электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений. ОПН состоят из колонок металлооксидных варисторов, выполненных на основе оксида цинка с малыми добавками других металлов. Эти колонки заключаются в полимерные или фарфоровые покрышки.

## Выбор ОПН

Для ограничителя перенапряжения (ОПН) основными характеристиками являются:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.

Для определения расчётной величины рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения  $U_{н.р.}$ , которое для сетей 220кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,05 \cdot U_{ном.сети}, \quad (57)$$

$$U_{н.р.} = 1,05 \cdot 220 = 231 \text{ кВ}$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент КВ, учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1,52.

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{р.н.р.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}, \quad (58)$$

$$U_{р.н.р.} = \frac{231}{1,52} = 151,97 \text{ кВ}$$

По длительному допустимому напряжению выбираем ОПН–П1–220/163/10/2УХЛ1

При выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, определяемая по формуле:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n, \quad (59)$$

где  $U$  – величина неограниченных перенапряжения;

$U_{ост}$  – остающееся напряжение на ограничителе,  $U_{ост} = 263 \text{ кВ}$ ;

$Z$  – волновое сопротивление линии,  $Z = 470 \text{ Ом} / 5, \text{ с. } 201/$ ;

$T$  – время распространения волны;

$N$  – количество последовательных токовых импульсов.

Значение  $U$  можно вычислить по формуле:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (60)$$

где  $U_0$  – напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения;

$k$  – коэффициент полярности,  $k = 0,2 \cdot 10^{-3}$ ;

$l$  – длина защищенного подхода.

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 900} = 661,765 \text{ кВ}$$

Время распространения волны рассчитываем по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (61)$$

где  $\beta$  – коэффициент затухания волны;

$c$  – скорость распространения волны.

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 300000} \cdot 10^6 = 0,9 \text{ мкс}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(661,765 - 263)}{470} \cdot 263 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 2 = 803,3 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}; \tag{62}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{803,3}{220} = 3,65 \text{ кДж/кВ}$$

Окончательно выбираем ОПН–П1–220/163/10/2УХЛ1 удельной энергоемкостью 5 кДж/кВ.

Выбор ОПН для других РУ выполняется аналогично, результаты выбранных ОПН сведены в таблицу 13.

Таблица 13 – Выбранные ОПН

Для РУ 220кВ	ОПН–П1–220/163/10/2УХЛ1
Для РУ 110 кВ	ОПН–П1–110/73/10/2УХЛ1
Для РУ 6 кВ	ОПН–6/7,6

### 3.7 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанции зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями СН подстанции являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд.

Таблица 14 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		Cos φ	Нагрузка	
	кВт × п	Всего		P <sub>уст</sub> , кВт	Q <sub>уст</sub> , кВт
1	2	3	4	5	6
Охлаждение АТДЦТН-125000/220/110/6	22,2 × 2	44,4	0,85	44,4	27,5
Подогрев НЛР 245 В1	20,4 × 10	204	1	204	-
Подогрев КРУН	-	2*10	1	2*10	-
Отопление и освещение ОПУ	-	100	1	100	-
Отопление и освещение ДП	-	80	1	80	-
Освещение ОРУ	-	10	1	10	-
Насосная	-	30	1	30	-
Прочие	-	46	1	46	-
Итого				657,8	27,5

Расчетная нагрузка при K<sub>c</sub> = 0,8 :

$$S_{расч} = k_c \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \quad (63)$$

$$S_{расч} = 0,8 \sqrt{671,2^2 + 28,1^2} = 537,4 \text{ кВА}$$

$$S_{расч.тр.} = \frac{S_{расч}}{1,4} \quad (64)$$

$$S_{расч.тр.} = \frac{537,4}{1,4} = 398,7 \text{ кВА}$$

Принимаем два трансформатора ТСН 630/6/0,4

### **3.8 Выбор комплектных распределительных устройств**

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Шкафы с полностью готовым к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

#### **3.8.1 КРУ на напряжение 6 кВ.**

В дипломном проекте на напряжение 6 кВ рационально принять КРУ серии С – 410 с выключателями ВЭМ-6-3200/40-125 на большие отключаемые токи КЗ.

КРУ серии С – 410 имеет:

- росоустойчивую фарфоровую изоляцию;
- высоковольтные коммутационные аппараты, расположенные на выкатных частях;
- высокочувствительную дуговую защиту;
- автоматическое управление электроподогревом внутри КРУ при низких температурах и высокой влажности.

КРУ серии С – 410 рассчитаны на применение всех типов высоковольтных выключателей данного напряжения: вакуумного и элегазового. Выкатные части с высоковольтным выключателем унифицированы. Работоспособность КРУ проверена при землетрясении до 9 баллов. Срок службы – 30 лет.



Рисунок 11 – Общий вид шкафов КРУ серии С – 410.

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

КРУ безопасны в работе:

- имеется надёжная блокировка от неправильных действий обслуживающего персонала;
- смотровые окна обеспечивают наблюдение за оборудованием под напряжением;
- при помещении выкатной части в ремонтное положение автоматически работающие шторки защищают обслуживающий персонал от случайного прикосновения к токоведущим частям под напряжением;
- предусмотрено заземление любого участка главных цепей КРУ с помощью стационарных установленных заземляющих разъединителей.

В таблице 15 приведены параметры шкафа КРУ серии С – 410.

Таблица 15 – основные параметры шкафа КРУ серии С – 410У1

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	6

Номинальный ток, А: Сборных шин шкафов	3150
Номинальный ток отключения, кА	31,5
Электродинамическая стойкость, кА	51
Тип выключателя	ВЭМ – 6 – 3200/40/125
Параметры	Значения
Тип привода к выключателю	Электромагнитный
Габариты шкафа, мм:	750/3100/2725
Трансформатор тока	ТОЛК-6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ – СЭЩ 6 УХЛ1
Ограничители перенапряжения	О П Н – 6 / 7 , 6

### 3.9 Выбор аккумуляторных батарей

Применение постоянного оперативного тока, требует установки аккумуляторных батарей, что увеличивает стоимость сооружения, эксплуатационные затраты, а также вызывает необходимость сооружения разветвлённой сети постоянного тока.

Внедрение в установках переменного и выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от дорогостоящих аккумуляторных батарей и уменьшить разветвлённость оперативных цепей.

Переменный оперативный ток применяется на подстанциях с высшим напряжением 35 – 220 кВ без выключателей ВН. На подстанциях с оперативным постоянным током переменный оперативный ток применяется на панелях щитов с.н., а также компрессорных, насосных и других



вспомогательных устройств.

На данной подстанции необходима установка постоянного тока с аккумуляторными батареями для питания цепей управления, сигнализации, автоматики, аварийного освещения, а также для электроснабжения наиболее ответственных механизмов собственных нужд, которые обеспечивают сохранение оборудования в работоспособном состоянии.

Потребителей энергии, получающих питание от аккумуляторной батареи, можно разделить на три группы:

- постоянно включенная нагрузка;
- временная нагрузка;
- кратковременная нагрузка.

На подстанции установлены аккумуляторные батареи типа СК номинальной емкостью 576 А/ч. Данные аккумуляторные батареи изготавливаются в закрытых корпусах. В основе пластин - сплав с добавлением сурьмы. Это позволяет увеличить механическую прочность пластин, но вызывает увеличение газовыделения. Нежелательное воздействие сурьмы на расход воды требует исключения сурьмы как составной части сплава, однако, сурьма приносит не только вышеописанный недостаток, но и наоборот, положительные воздействия, а именно – на активный материал положительной пластины. Так, положительные пластины с легированными сурьмой решетками выдерживают более сильные циклические зарядно-разрядные нагрузки.

В качестве электролита используется разбавленная серная кислота, плотностью, от 1,24 до 1,28 кг/л. Основными достоинствами этих аккумуляторов являются:

- длительный срок службы;
- возможность контроля плотности электролита;
- визуальный контроль состояния пластин.

Произведем проверку установленных батарей.

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме постоянного подзаряда, определяется как

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{пз}}, \quad (65)$$

где  $n_0$  - число основных элементов в батарее;

$U_{ш}$  - напряжение на шинах, В;

$U_{пз}$  - напряжение на элементе в режиме подзаряда, В.

$$U_{пз} = 2.15 \text{ В.}$$

$$n_0 = \frac{230}{2.15} = 108.$$

Количество элементов установленных на подстанции больше расчетного:

$$114 \geq 108$$

Проверим по максимальному толчковому току.

$$46 \cdot N \geq It_{\max}, \quad (66)$$

где 46 – коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку;

$I_{T,MAX}$  – наибольший толчковый ток.

$$46 \cdot 8 = 368 > 311.$$

Проверим на отклонение напряжение при наибольшем толчковом токе по формуле

$$I_{P(N=1)} = \frac{I_{T,MAX}}{N}. \quad (67)$$

$$I_{P(N=1)} = \frac{311}{13} = 23,9A.$$

Принятые аккумуляторы обеспечивают все необходимые условия.

## 4. ИЗОЛЯЦИЯ И ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

### 4.1 Общие положения

Распределительные устройства (РУ) электрических станций и подстанций выполняются наружной установки основного оборудования на открытом воздухе (ОРУ).

В процессе эксплуатации возможны повышения напряжения сверх наибольшего рабочего – коммутационные и грозовые перенапряжения.

Источником энергии внутренних перенапряжений являются ЭДС генераторов системы, а причиной – нормальные или аварийные коммутации, сопровождающиеся колебательными процессами или резонансными явлениями. Значения внутренних перенапряжений зависят от параметров установки и характера коммутации и имеют статистический характер.

Причиной грозových перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее в землю. Молния в электрическом отношении представляет собой источник тока. Поскольку значения токов молнии подвержены статистическим разбросам, то и грозовые перенапряжения являются статистической величиной.

Открытые распределительные устройства (ОРУ) защищаются стержневыми молниеотводами. Для защиты шинных мостов и гибких связей большой протяженности применяются тросовые молниеотводы.

ОРУ обычно защищают несколькими молниеотводами.

При этом внешняя часть защиты определяется для каждой пары молниеотводов. Заземлители для отвода токов молнии характеризуются импульсным сопротивлением заземлителя. Заземление молниеотводов ОРУ в большинстве случаев производится путем присоединения их к заземлителю подстанции, который состоит из горизонтальных полос, объединяющих вертикальные электроды и образующих на площади, занимаемой подстанцией, сетку.

При установке на ОРУ отдельно стоящих молниеотводов должны соблюдаться безопасные расстояния по воздуху и в земле от молниеотводов и их заземлителей до частей распределительного устройства[5].

#### 4.2 Расчёт заземлителя

Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя) [2].

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5) \quad (68)$$

$$S = (207 + 2 \cdot 1,5) \cdot (197 + 2 \cdot 1,5) = 43239 \text{ м}^2$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке выполненных в виде прутков диаметром равным:

$$d = 20 \text{ мм};$$

Производим проверку выбранного проводника по условиям:

Проверим сечение по условиям механической прочности:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2 \quad (69)$$

$$F_{M.П.} = \pi \cdot 10^2 = 314,16 \text{ мм}^2;$$

Проверим на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{\text{молн}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (70)$$

где  $T = t_{01} = 0,15$  с – время срабатывания РЗ при его отключении;

$\beta = 21$  (для стали)- коэффициент термической стойкости.

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{60^2 \cdot 10^6 \cdot 0,15}{400 \cdot 21}} = 253,54 \text{ мм}^2,$$

Проверим сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) \quad (71)$$

где  $S_{CP} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0 = 0,102$

где  $T = 240$  мес - время использования заземлителя за 20 лет

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,102 \cdot (20 + 0,102) = 6,4 \text{ мм}^2$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} \geq F_{KOP} + F_{T.C.} \quad \text{мм}^2; \quad (72)$$

Для средней полосы  $H = 2$  м – толщина сезонных изменений грунта, по которой принимается глубина заложения вертикальных прутков, что позволит  $\rho = const$ .

Если выполняется условие:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} = F_{KOP} + F_{T.C.} \quad \text{мм}^2;$$

$$F_{M.П.} = 314,16 \geq F_{\min} = 259,92 \quad \text{мм}^2, \text{ то принимаем } d = 20 \text{ мм}.$$

Принимаю расстояние между полосами сетки:  $l_{П-П} = 10$  м.

Общая длина полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{l_{П-П}} \quad (73)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot 43239}{10} = 8648 \text{ м};$$

Уточняется длина горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной  $\sqrt{S}$ .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (74)$$

$$m = \frac{8648}{2 \cdot \sqrt{43239}} - 1 = 19,8$$

Принимаем:  $m = 20$ .

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 10 \text{ м}; \quad (75)$$

При этом должно соблюдаться условие:

$$1,25 \leq a \leq 40$$

$$1,25 \leq 8,648 \leq 40$$

Величина  $a$  удовлетворяет данному условию.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \text{ м} \quad (76)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{43239} \cdot (10 + 1) = 4575 \text{ м}$$

Определяю количество вертикальных электродов.

Принимаю:  $l_B = 5 \text{ м}$  - длина вертикального электрода;

Расстояние между вертикальными электродами:

$$a = (0,25 \div 8) \cdot l_B$$

$$a = 7 \cdot 5 = 35 \text{ м}$$

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} \quad (77)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{43239}}{35} = 23,76$$

Принимаю:  $n_B = 24$ .

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя [2]:

$$R = \rho_{\text{ЭР}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (78)$$

где  $\rho_{\text{ЭР}}$  - эквивалентное удельное сопротивление грунта.

Глубина заложения заземлителей от поверхности земли:

$$h_3 = 0 \div 0,1 \cdot \sqrt{S} \text{ м};$$

$$h_3 = 0 \div 10 \text{ м};$$

Принимаю:  $h_3 = 0,7 \text{ м}$ .

Расчётное удельное эквивалентное сопротивление грунта [2]:

$$\rho_{\text{Э}} = \rho_2 \cdot \left( \frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k \quad (79)$$

где  $\rho_1, \rho_2$  – удельное электрическое сопротивление верхнего и нижнего слоёв грунта, Ом/м;

$k$  – коэффициент:

$$k = 0,32 \cdot \left( 1 + 0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{l_{\text{в}}} \right) \quad \text{при } 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10 \quad (80)$$

$$k = 0,43 \cdot \left( h_3 + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_{\text{в}}} \right) \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1 \quad (81)$$

Исходя из того, что  $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{50}{30} = 1,67$  расчёт коэффициента  $k$  производится

по формуле:



$$k = 0,32 \cdot \left( 1 + 0,26 \cdot \ln \frac{0,5}{5} \right) = 0,1$$

Теперь определяю:

$$\rho_{\text{э}} = 30 \cdot \left( \frac{50}{30} \right)^{0,1} = 31,57 \text{ Ом/м}$$

Вычисляется расчётное сопротивление  $R$  рассматриваемого искусственного заземлителя:

$$R = 31,57 \cdot \left( \frac{0,4}{\sqrt{43239}} + \frac{1}{4575 + 24 \cdot 5} \right) = 0,07 \text{ Ом}$$

где -  $A_{\text{min}}$  - коэффициент подобия; зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = \frac{5}{\sqrt{43239}} = 0,025;$$

Принимаю:  $A_{\text{min}} = 0,4$ .

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{э}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}; \quad (82)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{40200}}{(31,57 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 2,85;$$

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R \cdot \alpha_u \quad (83)$$

$$R_u = R \cdot \alpha_u = 0,07 \cdot 2,85 = 0,2$$

Условие  $R_{II} < 0,5$  выполняется.

### 4.3 Расчёт молниезащиты

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молний в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто используются стержневые молниеотводы [2].

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое сооружение, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5 % и выше, а типа Б – 95 % и выше.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений сводится к определению границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой  $h \leq 150$  м представляет собой круговой конус, который в зависимости от типа зоны защиты характеризуется следующими габаритами:

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  $U > 500$ кВ.

Для защиты от прямого удара молнии применяются стержневые молниеотводы, тросовые молниеотводы, а также молниезащитные сетки и металлические кровли.

Зона защиты двух равновеликих стержневых молниеотвода.

На ОРУ 220 кВ произведем расчет для зоны защиты типа- А- с надежностью не менее 0,995 и  $U \leq 500$  кВ [9].

Принимаем высоту молниеотвода:

$$H = 40,25 \text{ м,}$$

При  $H \leq 150$  м.

Высота зоны защиты:

$$h_{\text{зф}} = 0,85 \cdot H \text{ м.} \quad (84)$$

$$h_{\text{зф}} = 0,85 \cdot H = 0,85 \cdot 40,25 = 34,21 \text{ м.}$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot H) \cdot H \quad (85)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 40,25) \cdot 40,25 = 41 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_x = 11,2 \text{ м. – на уровне шинного портала;}$$

$$h_x = 16,7 \text{ м. – на уровне линейного портала.}$$

Расстояние между молниеотводами приведено в таблице:

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли при  $H < L \leq 2 \cdot H$  :

$$r_{\text{с0}} = r_0 = 41 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли при  $2 \cdot H < L \leq 4 \cdot H$  :

$$r_{C0} = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{0,2 \cdot (L - 2 \cdot H)}{H} \right)$$

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{CX} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L - H) \quad (86)$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта:

$$r_{CX}^{nm} = r_{C0} \cdot \left( \frac{h_{CX} - h_i}{h_{CX}} \right) \quad (87)$$

Радиус круга зоны защиты защищаемого объекта:

$$r_x = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right) \quad (88)$$

Расчет молниезащиты приведен в приложение А, результаты расчета приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Результат расчета молниезащиты.

<i>Молниеотводы</i>	<i>L, м</i>	<i>гсх на уровне 1-го защищаемого объекта, м</i>	<i>гсх на уровне 2-го защищаемого объекта, м</i>	<i>гсх на уровне земли, м</i>
<i>1-2</i>	<i>150</i>	<i>0,5</i>	<i>16,7</i>	<i>41</i>
<i>2-3</i>	<i>96,6</i>	<i>11,4</i>	<i>23,57</i>	<i>41</i>
<i>3-4</i>	<i>70,5</i>	<i>17,16</i>	<i>25,7</i>	<i>41</i>
<i>4-5</i>	<i>105,5</i>	<i>9,06</i>	<i>22,7</i>	<i>41</i>
<i>4-6</i>	<i>146,5</i>	<i>3,4</i>	<i>26,27</i>	<i>41</i>
<i>1-6</i>	<i>169</i>	<i>-12,7</i>	<i>12,64</i>	<i>1-6</i>
<i>6-7</i>	<i>71</i>	<i>9,80</i>	<i>25,66</i>	<i>-</i>
<i>1-7</i>	<i>98,2</i>	<i>2,03</i>	<i>16,18</i>	<i>41</i>

#### 4.4 Анализ грозоупорности

Каждая электроустановка, предназначенная для генерации, передачи или распределения электроэнергии, имеет изоляцию соответствующую ее номинальному напряжению. Рабочее напряжение, приложенное к установке может отличаться от номинального.

Превышение напряжения сверх наибольшего рабочего называется перенапряжением. Перенапряжения подразделяются на внутренние и внешние (грозовые) [5].

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее.

Определяем число случаев перекрытия изоляции при прорывах прямых ударов молнии и обратных перекрытий.

Определяем критический ток перекрытия изоляции:

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{z} \quad (89)$$

где  $U_{50\%}$  – Разрядное напряжение для импульса отрицательной полярности, кВ;

$z$  – Волновое сопротивление ошиновки, Ом.

Доля опасных перенапряжений возникающих при непосредственном грозовом разряде в ошиновку ОРУ, минуя молниеотводы:

$$P_{np} = e^{-0.04 \cdot I_{кр}} \quad (90)$$

Ток обратных перекрытий при ударах молнии в гирлянду изоляторов:

$$I_{ОП} = \frac{U_{50\%} - 50 \cdot l_{гирл}}{R_u} \quad (91)$$

где  $l_{гирл}$  – Высота подвеса гирлянды на опоре, км;

$R_u$  – Импульсное сопротивление заземлителя, Ом.

Вероятность обратных перекрытий при ударах молнии в гирлянду изоляторов [5]:

$$P_{np} = e^{-0.04 \cdot I_{оп}} \quad (92)$$

Число случаев перекрытия изоляции:

$$N_{ПИ} = p_0 \cdot (A + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (B + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (\eta_{np} \cdot p_{\alpha} \cdot P_{np} + \eta_{оп} \cdot P_{оп}) \quad (93)$$

где  $p_0$  – плотность разрядов молнии на 1 км<sup>2</sup> поверхности;

$A$  – Длина территории подстанции, м;

$B$  – Ширина территории подстанции, м;

$R_{экв}$  – Эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает боковые разряды, м;

$p_{\alpha}$  – вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ минуя молниеотводы;

$\eta_{np}$  – вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при разрядах молнии в ПС, минуя молниеотводы;

$\eta_{on}$  – Вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при обратных перекрытиях.

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на подстанции из-за грозных разрядов в ОРУ, лет:

$$T_{ny} = \frac{1}{N_{ny}} \quad (94)$$

Число опасных грозных перенапряжений от набегающих волн на подстанцию в целом, т.е. перенапряжений, превышающих допустимые значения за год [5]:

$$N_{нв} = N \cdot N_{гроз\_ч} \cdot l_{он\_зон} \cdot n_{вл} \cdot (1 - k_э) \cdot (p_\alpha \cdot \psi_{np} + \delta_{он} \cdot p_{он} \cdot \psi_{он}) \quad (95)$$

где  $N$  – Общее число ударов молнии на 100 км длины линии;

$N_{гроз\_ч}$  – Число грозных часов;

$l_{он\_зон}$  – Длина опасной зоны, км;

$n_{вл}$  – Количество отходящих линий;

$k_э$  – Коэффициент взаимного перекрытия линии внегородской черты (просека);

$\psi_{np}$  – Доля опасных для изоляции пс импульсов при прорыве молнии на провода, возникших в пределах опасной зоны;

$\psi_{он}$  – Доля опасных для изоляции пс импульсов при обратных перекрытиях изоляции, возникших в пределах опасной зоны;

$\delta_{он}$  – Доля грозных ударов в опору

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на ПС:

$$T_{нв} = \frac{1}{N_{нв}} \quad (96)$$

Расчет грозоупорности приведен в приложение В.

Число случаев перекрытия изоляции при прорывах прямых ударов молнии и обратных перекрытий за год равно 0,000789 раз.

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на подстанции из-за грозových разрядов в ОРУ равна 1259 лет.

Число опасных грозových перенапряжений от набегающих волн на подстанцию за год равно 0,00174 раза.

Средняя повторяемость опасных перенапряжений на подстанции равна 578,6 лет

## 5. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА



## 5.1 Основные типы защит трансформаторов

Кроме того, в отдельных случаях на трансформаторах (автотрансформаторах) могут устанавливаться и другие виды защиты.

## 5.2 Дифференциальная защита трансформаторов

Расчет РЗ выполнен в приложении Б, результаты расчета приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Расчёт релейной защиты трансформатора.

Наименование величины	Обозначение и метод	Числовое значение для стороны		
		220 кВ	110 кВ	6 кВ
1	2	3	4	5
Первичный ток на сторонах защищаемого трапа соответствующего походной мощности, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном,прох}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 100,41$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 599,8$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2099$
Коэффициент трансформации ТТ	$K_I$	200/5	1200/5	3000/5
Схема соединения ТТ	—	Д	Д	У
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий проходной мощности Т, А	$I_{ном,В} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{K_I}$	$\frac{100 \cdot \sqrt{3}}{200 / 5} = 4,35$	$\frac{599,8 \cdot \sqrt{3}}{1200 / 5} = 4,33$	$\frac{2099 \cdot \sqrt{3}}{3000 / 5} = 3,5$

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5
---	---	---	---	---

МТЗ				
Рабочий максимальный ток, А	$I_{p.max} = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 100$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 599,8$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2099$
Ток срабатывания защиты, А	$I_{МТЗ} = \frac{K_{над} \cdot K_{сам.зап.}}{K_B} \cdot I_{p.макс} \cdot 2$	$\frac{1,2 \cdot 2}{0,85} \cdot 100,5 = 283,5$	$\frac{1,2 \cdot 2}{0,85} \cdot 600 = 1694$	$\frac{1,2 \cdot 2}{0,85} \cdot 2099 = 5928$
Коэффициент чувствительности	$K_{\chi} = \frac{I_k \left( \frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{I_{МТЗ}}$	$\frac{8,1 \cdot \left( \frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{283,5} = 24,74$	$\frac{8,1 \cdot \left( \frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{1694} = 4,142$	$\frac{14,1 \cdot \left( \frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{5928} = 2,06$
Защита от перегрузки				
Ток срабатывания защиты, А	$I_{СЗ.П} = \frac{K_{отс.}}{K_B} \cdot I_{ном}$	$\frac{1,05}{0,85} \cdot 100,5 = 124$	$\frac{1,05}{0,85} \cdot 600 = 741$	$\frac{1,05}{0,85} \cdot 2099 = 2593$
Вторичный ток защиты, А	$I_{втор.П} = K_{сх} \cdot \frac{I_{СЗ.П}}{n_T}$	$\frac{120}{40} \cdot 1,732 = 5,37$	$\frac{741}{240} \cdot 1,732 = 5,348$	$\frac{2,593}{600} \cdot 1 = 4,322$

## 6. НАДЕЖНОСТЬ ПОДСТАНЦИИ

## 6.1 Общие положения

Надежность электроэнергетических систем – комплексное понятие, которое зависит от многих факторов, в том числе от размещения генерирующих блоков, установленной мощности, межсистемных перетоков, числа блоков в системе и вероятности их выхода. Задача определения показателей надежности ЭЭС при конкретных исходных данных включает в себя в общем случае: расчетную схему ЭЭС, состав работающего, ремонтируемого и резервного оборудования; показатели надежности элементов расчетной схемы; значения нагрузки потребителей в расчетной схеме.

Важным элементом энергосистемы является - подстанция, от надежности работы, которой зависит функционирование самой системы и объектов, являющихся потребителями электроэнергии. Вопросы надежности – это технико-экономическая проблема, решение которой позволит с помощью рационального использования затрат целенаправленно изменить большинство факторов, влияющих на надежность.

Проблема надежности подстанции и ее элементов связана с вопросами определения и оптимизации показателей надежности подстанций на стадиях проектирования, сооружения и эксплуатации. С увеличением электропотребления усложняется структура подстанции, увеличивается ее мощность, повышается уровень автоматизации.

Процессы функционирования электроустановок на современных подстанциях характеризуются стационарными и переменными режимами, особенно при ступенчатом градиенте нагрузки.

Большинство задач по организации процессов функционирования системы сводится к качественной оценке вероятностных показателей в стационарном режиме с использованием различных методов расчета.

В дипломном проекте произвожу расчет вероятности безотказной работы подстанции «Береговая-2» относительно мощности, передаваемой автотрансформаторами, в нормальном и ремонтном режиме. В ремонтном режиме производится ремонт одного автотрансформатора. Для оценки

надежности подстанции необходимо:

- составить схему замещения для подстанции;
- показатели надежности каждого элемента схемы;
- выбрать модель представления выключателя;
- определить показатели надежности схемы с учетом возможного дефицита электроэнергии;
- учесть вероятность отказа и безотказной работы средств РЗ и А;

## 6.2 Определение показателей надежности элементов схемы

Вероятность отказа работы элемента определяется по формуле:

$$g = \frac{\omega \cdot t_B}{T_G}, \quad (98)$$

где  $\omega$  – средний параметр потока отказа элемента, 1/год;

$t_B$  – среднее время восстановления элемента, ч.;

$T_G$  – время года, ч.;

Параметры показателей надежности взяты из справочника и сведены в таблицу 17.

Таблица 19 – Показатели надежности элементов.

Элемент	$\omega$ , 1/год	$T_B$ , ч	$\mu$ , 1/год	$T_P$ , ч	$a_{оп} / a_k$
Трансформатор 125МВА	0,035	7	0,035	2	–
Выключатели 220	0,001	21,9	0,04	15	0,025/0,0024
Разъединители 220	0,01	7	0,166	13	–
Шины 220 кВ	0,013	5	0,166	3	–
ВЛ 220 кВ (на 100 км)	0,34	14,3	2,8	17	–

Вероятность отказа и параметра потокоотказа основных защит:

- газовой -  $q_T=0,00525$ ;  $W=0,0000087$ ;
- дифференциальной -  $q_{ДЗТ}=0,0044$ ;  $W=0,0002$ ;

- ДЗШ -  $q_{\text{ДЗШ}}=0,0096$ ;  $W=0,00136$ ;
- ДФЗ линии -  $q_{\text{ДФЗвл}} = 0,0012$ ;  $W=0,00194$ ;

## 7 ЭКОЛОГИЧНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ

Согласно ПУЭ для предотвращения распространения масла и возникновения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов с массой масла более 1 т должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники. Габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на 1,5 м. Объем маслоприемника должен быть рассчитан на одновременный прием 100 % масла, который содержится в корпусе трансформатора. Дно маслоприемника должно быть засыпано крупным чистым гравием или промытым гранитным щебнем, либо непористым щебнем другой породы с частицами от 30 мм до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений, 50 % масла и полное количество воды должно удаляться не более чем за 0,25 часа. Маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленного типа (дно ниже уровня окружающей планировки земли), так и незаглубленного типа (дно на уровне окружающей планировки земли).

При образовании на гравийной засыпке твердых отложений от нефтепродуктов толщиной не менее 3 мм или появлении растительности и в случае невозможности ее промывки, должна осуществляться полная или частичная замена гравия. Одновременно с промывкой гравийной засыпки на трансформаторах должна проверяться работа маслоотводов и заполнение аварийной емкости. Отчистка гравийной засыпки маслоприемника приводит к избежанию налипания на поверхности щебня осадков, атмосферных загрязнений, песка.

Отчистка производится горячим раствором каустической соды с помощью специально оборудованной моечной машины. Промывку гравия следует проводить при плюсовой температуре окружающей среды, только при снятом напряжении.

Бортовые ограждения маслоприемников трансформаторов выполняются по всему периметру гравийной засыпки без разрывов высотой не менее 150 мм над землей.

Аварийная емкость для приема масла от трансформаторов проверяется не реже 2 раза в год, а также после обильных дождей, таяния снега или тушения пожара.

При загрязнении трансформаторного масла требуется его замена на свежее, для этого производится слив масла из трансформаторов. Работы по регенерации трансформаторного масла, его осушке, чистке, дегазации должны выполняться с использованием защитной одежды и обуви.

Перед началом сливных операций проверяется правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб. Нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства. Запрещается слив масла в открытые сливные люки, а также во время грозы. Во время слива указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания.

При открытии сливных устройств должны применяться инструмент, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, не дающие искрообразования. При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании. Слив масла из трансформаторов 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.

Для предохранения почвы от загрязнения маслом, которое может вытечь из трансформатора при аварии, согласно «Норм технического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ», предусмотрено сооружение

под трансформатором маслосборных ям.

#### Пожаробезопасность

При возникновении пожара на трансформаторе он должен быть отключен от сети всех напряжений, если он не отключился от действия релейной защиты, и заземлен. Персонал должен вызвать пожарную охрану и далее действовать по оперативному плану пожаротушения. Запрещается при пожаре на трансформаторе сливать масло из корпуса, так как это может привести к распространению огня на его обмотку и затруднить тушение пожара. Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями.

С точки зрения пожарной безопасности маслоприемные устройства под трансформаторами должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения. В пределах бортовых ограждений маслоприемника гравийная засыпка должна содержаться в чистом состоянии и не реже одного раза в год промываться. При сильном загрязнении (заносами пыли, песка и т.п.) или замасливания гравия его промывка должна производиться, как правило, весной и осенью.

Для защиты ОРУ 220 кВ, используется следующая пожарная техника: пожарные машины, средства пожарной и охранной сигнализации, огнетушители, пожарное оборудование, ручной инструмент, инвентарь и пожарные спасательные устройства.

К автомобилям, используемым при пожаротушении, относятся пожарные автоцистерны, насосно-рукавные автомобили, автомобили пенного и порошкового тушения и т.п. Число и виды автомобильных средств, необходимых для тушения пожара на предприятии, определяют в зависимости от категории производства по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности; пожароопасных свойств материалов, используемых в производстве;



особенностей развития возможного пожара и времени возможного прибытия автомобилей на объект.

На предприятии широко применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ. При испарении воды образуется большое количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения. Кроме того, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара. Пены, применяемые для тушения пожара, представляют собой массу пузырьков газа, заключенных в тонкие оболочки жидкости. Растекаясь по горячей поверхности, пена изолирует ее от пламени, вследствие чего прекращается поступление паров в зону горения и охлаждение верхнего слоя. По составу пена может быть химической и воздушно-механической.

Химическую пену применяют для тушения легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и других веществ, которые можно, тушить водой. Используют ее главным образом в огнетушителях. Химическая пена образуется при смешивании растворенной в воде щелочи (с пенообразующими добавками) с кислотой. Разрушаясь при нагревании, она выделяет углекислый газ, который снижает концентрацию кислорода в зоне горения. Химическая пена значительно легче огнеопасных жидкостей, и поэтому, плавая на поверхности, она преграждает выход паров горячей жидкости в зону горения и тушит пожар.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования. На ОРУ ящики с песком вместимостью 0,5 м<sup>3</sup> ставят у трансформаторов. Песок должен быть всегда сухим и рыхлым. Огнетушители бывают: химические пенные ОХП-10, газовые углекислотные ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8, порошковые ОПС-10 и специальные углекислотно-бромэтиловые огнетушители типа ОУБ.

Газовые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов горения веществ и электроустановок, за исключением веществ, горение

которых происходит без доступа кислорода воздуха. В качестве огнетушащего средства в основном используют углекислоту. При быстром испарении углекислоты образуется снегообразная масса, которая, попадая в зону горения, снижает концентрацию кислорода, охлаждает горящее вещество. Ручные огнетушители типа ОУ конструктивно различаются вместимостью баллонов (соответственно 2,5 и 8 л). Они приводятся в действие вручную открыванием запорного вентиля путем вращения его против часовой стрелки. Через раструб газ подается на очаг пожара. Промышленностью выпускаются передвижные углекислотные огнетушители одно- и двухбаллонные вместимостью 40 и 80 л.

Порошковые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов загорания щелочных металлов и других соединений. Работа порошковых огнетушителей основана на принципе выбрасывания огнетушащего порошка под действием сжатого воздуха, заключенного в баллончике, который присоединен к корпусу огнетушителя. Углекислотно-бромэтиловые огнетушители типа ОУБ предназначены для тушения небольших очагов горения волокнистых и других твердых металлов, а также электроустановок. Для обеспечения надежности огнетушителей при пожаре их необходимо подвергать периодической проверке и перезарядке.

## 8 ЭКОНОМИКА

В данной работе проведем сравнение реконструкции подстанции по укрупненным показателям. Произведем капиталовложения в пс при расширении ОРУ, таблица 20. И капиталовложения при строительстве КРУЭ 220 кВ, таблица 21.

Таблица 20 – Укрупненные стоимостные показатели ОРУ 220 кВ

Тип оборудования	Затраты	Величина затрат, тыс. руб.
АТДЦТН 125000/220/110/6	2*30000	60000
ОРУ - 110 кВ	4*200	8000
КРУ-6 кВ	16*160	2560
Элегазовый выключатель	3*12500	37500
Постоянная часть затрат	47500	47500
Противоаварийная автоматика	1200	1200
Итого:		156760
Стоимость реконструкции ПС (с учетом сопутствующих затрат 21%)*3,73		707504,9

Таблица 21 – Укрупненные стоимостные показатели КРУЭ 220 кВ

Тип оборудования	Затраты	Величина затрат, тыс. руб.
АТДЦТН 125000/220/110/6	2*30000	60000
ОРУ - 110 кВ	4*200	8000
КРУ-10 кВ	16*160	2560
КРУЭ 220 кВ	6*24000	48000
Постоянная часть затрат	47500	47500
Противоаварийная автоматика	1200	1200
Итого:		220510
Стоимость реконструкции ПС (с учетом сопутствующих затрат 21%)*3,73		1021909,5

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной целью ВКР была замена силовых трансформаторов мощностью 63 МВА на трансформаторы 125 МВА. Рассчитаны все необходимые данные для выбора и проверки оборудования на ПС, т. е. токи КЗ. В части безопасности и экологичности были описаны методы защиты окружающей среды от загрязнения трансформаторным маслом; рассмотрен вопрос пожаробезопасности на подстанции описаны первичные средства пожаротушения.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляков Ю.П., Козлов А.Н., Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004.
- 2 Костенко М. В. и др. Заземления в сетях высокого напряжения и средства защиты от перенапряжений. Учебное пособие. – Л.: ЛПИ, 2003.
- 3 Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М: Энергоатомиздат, 2012.
- 4 РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева.– М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.
- 5 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических станций от грозовых и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2009.
- 6 Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 2007.
- 7 СТО. Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35–750 кВ и линий электропередачи напряжением 6, 10–750 кВ. Издание официальное, ОАО РАО «ЕЭС России», 2007.
- 8 Судаков Г.В., Галушко Т.А. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов. Учебное пособие. – Благовещенск: изд. АмГУ, 2006.
- 9 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М.: издательство МЭИ, 2002.