

Министерство образования и науки 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 «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Расширение открытого распределительного устройства 220 кВ подстанции 220/35/10 Хорогочи.

Исполнитель
студент группы 242-об1

подпись, дата

А.П. Малько

Руководитель
доцент

подпись, дата

А.Г. Ротачева

Нормоконтроль
доцент

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 101 с., 15 рисунков, 26 таблиц, 10 источников.

АККУМУЛЯТОРНЫЕ БАТАРЕИ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ГРОЗОУПОРНОСТЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ИЗОЛЯТОР, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, МОЛНИЕЗАЩИТА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ПОДСТАНЦИЯ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ, СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ, ШИНА.

Цель данной работы – расширение действующей подстанции. Необходимо выбрать новую схему для подключения двух новых линий. Нужно проверить и выбрать оборудование по изменившимся токам короткого замыкания. В связи с увеличением размеров ОРУ 220 кВ требуется расставить новые молниеотводы, а также рассчитать зону их защиты. В разделе релейной защиты подстанции должны быть пересчитаны уставки действующих защит.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	7
Введение	8
1 Характеристика района расположения подстанции 220/35/10 «Хорогочи»	10
2 Расчёт токов короткого замыкания для выбора и проверки оборудования	13
2.1 Общие положения	13
2.2 Составление расчётной схемы замещения и определение её параметров	15
2.3 Расчёт токов КЗ	18
3 Выбор схемы подстанции	20
4 Выбор электрических аппаратов	21
4.1 Общие положения	21
4.2 Выбор комплектных распределительных устройств	21
4.3 Выбор выключателей	27
4.4 Выбор разъединителей	34
4.5 Выбор трансформаторов тока	35
4.6 Выбор трансформаторов напряжения	44
4.7 Выбор шинных конструкций	48
4.7.1 Общие положения	48
4.7.2 Выбор гибких шин	49
4.7.3 Выбор жёстких шин	50
4.7.4 Выбор изоляторов	54
4.8 Выбор ОПН	55
4.9 Выбор трансформаторов собственных нужд	59
4.10 Выбор аккумуляторных батарей	60
5 Изоляция и перенапряжения	64
4.1 Общие положения	64
4.2 Расчёт заземлителя подстанции	65
4.3 Расчёт молниезащиты	70
4.4 Анализ грозоупорности ОРУ 220 кВ	74

6 Релейная защита и автоматика	77
6.1 Защита трансформаторов	77
6.2 Газовая защита	78
6.3 Дифференциальная защита трансформатора	79
6.4 Описание работы релейной защиты понижающего трансформатора	82
6.5 Автоматика ввода резерва (АВР)	84
7 Экологичность и безопасность	96
Заключение	91
Библиографический список	92
ПРИЛОЖЕНИЕ А	93
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	96
ПРИЛОЖЕНИЕ В	99

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВЛ – Воздушная линия

ГЭС – Гидроэлектро станция

КЗ – Короткое замыкание

КРУ – Комплектное распределительное устройство

ОРУ – Открытое распределительное устройство

ОПН – Ограничитель перенапряжений нелинейный

ПС – Подстанция

РЗ – Релейная защита

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность данной работы заключается в том, что в ближайшее время планируется усиление транзита Тында – Чара путем ввода второй линии 220 кВ и для этого требуется изменить действующую схему ОРУ 220 кВ.

Целью моей работы является создание проекта расширения подстанции в связи с увеличением линейных присоединений, выбор новой схемы для ОРУ 220 кВ, а также замена устаревшего оборудования подстанции и проверка нового по планируемому режиму работы.

Для достижения поставленных целей необходимо:

- пересчитать токи КЗ с учетом ввода новых линий;
- выбрать и проверить оборудование подстанции;
- рассчитать заземление и молниезащиту, учитывая расширение ОРУ 220 кВ;
- пересчитать уставки релейной защиты.

ВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи и Хорогочи - Бамское предназначены для усиления сети 220 кВ на участке Тында – Чара, надежного электроснабжения потребителей прилегающего района.

Ввод второй ВЛ 220 кВ на транзите Тында – Чара необходим для обеспечения надежности электроснабжения потребителей, так как одноцепной транзит не обеспечивает требуемой надежности.

В связи с запланированным введением в эксплуатацию Амурского преобразовательного комплекса на ПС Хани в 2020 году в западной части ОЭС Востока увеличится переток мощности от ПС Тында в сторону ПС Хани. При этом величина перетока мощности по единственной ВЛ 220 кВ транзита Тында – Чара превысит допустимую величину.

С вводом ВЛ 220 кВ Хорогочи - Бамское появится возможность вывода в ремонт ВЛ 220 кВ Хорогочи - Лопча.

Для присоединения ВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи и Хорогочи - Бамское к энергосистеме необходимо расширение ОРУ 220 кВ ПС Хорогочи на 2 линейных присоединения.

Согласно схемам развития ОЭС Востока и Амурской ЭС на ПС 220 кВ Хорогочи, кроме расширения ОРУ 220 кВ для подключения ВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи и Хорогочи – Бамское, необходимо изменить действующую схему мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов на схему - одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная система шин.

1. ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ 220/110/10 КВ «ХОРОГОЧИ»

ПС 220 кВ Хорогочи расположена рядом с п. Хорогочи Тындинского района Амурской области. Поселок расположен в 75 км к западу от районного центра города Тынды. Через посёлок проходит Байкало-Амурская магистраль.

Тындинский район представляет собой горную страну. Однако горы здесь не достигают большой высоты; преобладают среднегорья и низкогорья. В целом для гор характерны мягкие очертания плоских и куполовидных вершин, сглаженные переходы к таким же седловинам. Всюду нагромождения каменных осыпей — курумов, возникших в результате морозного выветривания. На более высоких участках горных склонов сохранились древнеледниковые формы рельефа — кары, цирки, корытообразные долины (троги), моренные скопления обломочного материала.

Многолетняя мерзлота приводит здесь к образованию своеобразных форм рельефа — термокарстовых провалов, бугров пучения и т. п.

Климат Тындинского района резко континентальный с чертами муссонного. Это проявляется в больших амплитудах температур между сезонами года и преобладании ясной безоблачной погоды зимой. Осадки преимущественно в теплый период.

Посёлок Хорогочи, как и Тындинский район, приравнен к районам Крайнего Севера.

Участок территории расширяемой подстанции не затрагивает водоохраные зоны водотоков и водоемов.

Грунтовые воды на участке работ не обнаружены.

Риск возникновения чрезвычайных ситуаций вследствие опасных геологических процессов на территории района включает вероятность возникновения землетрясений, оползней, селей. Территория района входит в сейсмически активную зону с возможной силой землетрясения 6-9 баллов. В пределах площадки подстанции сейсмичность составляет 7 баллов.

Основные климатические характеристики района размещения площадки ПС «Хорогочи» следующие:

Подстанция размещается в районе, не попадающем в зону влияния промышленных и природных источников загрязнения. В соответствии с ГОСТ 9920-89, табл.1.9.1 ПУЭ 7-го издания и с учетом опыта эксплуатации оборудования изоляция вновь устанавливаемого оборудования и ошиновки принято для II степени загрязненности атмосферы с удельной длиной пути утечки не менее 2 см/кВ для оборудования на напряжении 220 кВ и не менее 2.35 см/кВ для оборудования на напряжении до 35 кВ включительно.

В пределах площадки подстанции сейсмичность составляет 7 баллов.

Зимние периоды продолжительные, морозные. Средние температуры в январе составляют -30 °С. Наибольшее отклонение средней температуры воздуха наиболее холодных суток от средней месячной температуры составляет 10 °С. Средняя температура из ежегодных абсолютных минимальных составляет -48 °С. Величина снежного покрова доходит до 25-35 см. Минимальные температурные показатели в районе составляют -54 °С. Весенний период непродолжительный и сопровождается значительными ночными заморозками.

Лето умеренно теплое, средние температуры доходят до +20 °С. Средняя температура воздуха из ежегодных абсолютных максимальных составляет 32 °С. Абсолютный максимум температуры 36 °С. Прогноз погоды предупреждает о частых кратковременных дождях и грозах, большая часть которых приходится на июль месяц. Осень с первыми значительными заморозками наступает в конце августа и до середины сентября может устанавливаться прохладная, но сухая и ясная погода, в дальнейшем происходит постепенное понижение температур. Первые существенные морозы приходят во второй половине октября. Среднем за год выпадает до 550 мм осадков.

Согласно ПУЗ 7 изд. (карта районирования территории РФ по толщине стенки гололеда) толщина стенки гололеда составляет 15 мм.

В соответствии с письмом ОАО «ФСК ЕЭС» № ЧА/29/11 от 12.02.2009 г. «О рекомендациях по применению высоковольтного оборудования в холод-

ной климатической зоне РФ» значение средней из ежегодных абсолютно минимальных температур воздуха округляется до $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$. Электротехническое оборудование с нижним рабочим значением температуры минус $55\text{ }^{\circ}\text{C}$ может быть рекомендовано для применения в умеренном макроклиматическом районе (У). В связи с этим открыто устанавливаемое оборудование принимается исполнения У1 по ГОСТ 15543.1-89. ГОСТ 15150-69.

В районе размещения подстанции средняя годовая продолжительность гроз составляет от 40 до 60 часов

2. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ДЛЯ ВЫБОРА И ПРОВЕРКИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

2.1 Общие положения

Для выбора и проверки электрооборудования по условиям КЗ необходимо предварительно определить:

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

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

- ударный ток КЗ;

Расчет тока КЗ аналитическим способом включает:

- составление эквивалентной схемы замещения и определение значений параметров ее элементов;

- преобразование схемы с целью приведения ее к простейшему виду;

- определение искомого тока КЗ.

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

Расчет токов КЗ с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электростанций и ПС, весьма сложен. Вместе с тем можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей. Поэтому, при расчетах токов КЗ допускается:

- не учитывать емкостную проводимость линий;

- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток КЗ учитывают приближенно;

- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;

- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания;

- не учитывают влияние нагрузки;

- при вычислении тока КЗ обычно пренебрегаю активным сопротивлением цепи, если отношение X/R более трех. Однако активное сопротивление необходимо учитывать при определении постоянной затухания апериодической составляющей тока КЗ - T_a . В нашем случае T_a будем определять приближенно.

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

При выборе электрических аппаратов РУ с напряжением 35 кВ и выше можно ввести ряд упрощений:

- 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 апериодической составляющей тока КЗ 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 КЗ, то есть $I_{пт} = I_{п0}$.

2.2 Составление расчетной схемы замещения и определение ее параметров

Расчетная схема составляется для одной точки КЗ. Она представляет собой однолинейную схему, на которой указываются все элементы (трансформатор, линии и т.п.), через которые проходят токи от источников в точку КЗ.

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.

Для расчета начального действующего значения периодической составляющей тока КЗ по исходной расчетной схеме, необходимо составить эквивалентную схему замещения, в которой все элементы должны быть представлены приведенными к базисным ступеням напряжения сопротивлениями и ЭДС.

Схему, полученную в результате замещения элементов сети сопротивлениями и ЭДС, необходимо путем преобразований привести к простейшему виду и определить результирующую эквивалентную ЭДС $E_{\text{экв}}$ и результирующее эквивалентное сопротивление $X_{\text{экв}}$ относительно расчетной точки КЗ.

Расчет выполняем в относительных единицах приближенным способом при принятой базисной мощности $S_6 = 100$ МВА. За базисное напряжение принимаем напряжение КЗ, т.е.:

$$U_{61} = 230 \text{ кВ}; U_{62} = 37 \text{ кВ}; U_{63} = 10,5 \text{ кВ}.$$

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

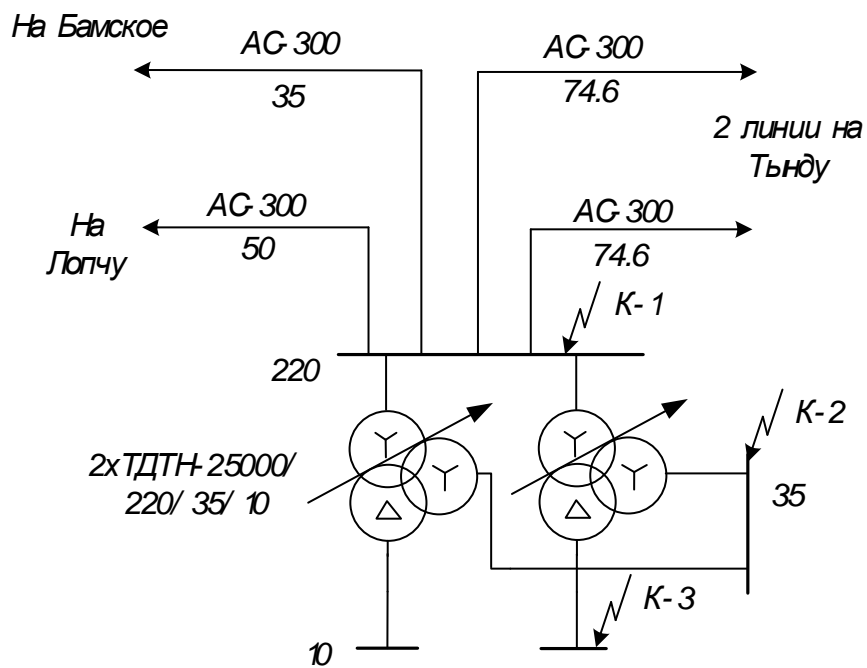


Рисунок 1 – Исходная схема сети

По этой схеме составляем схему замещения (см. рисунок 2).

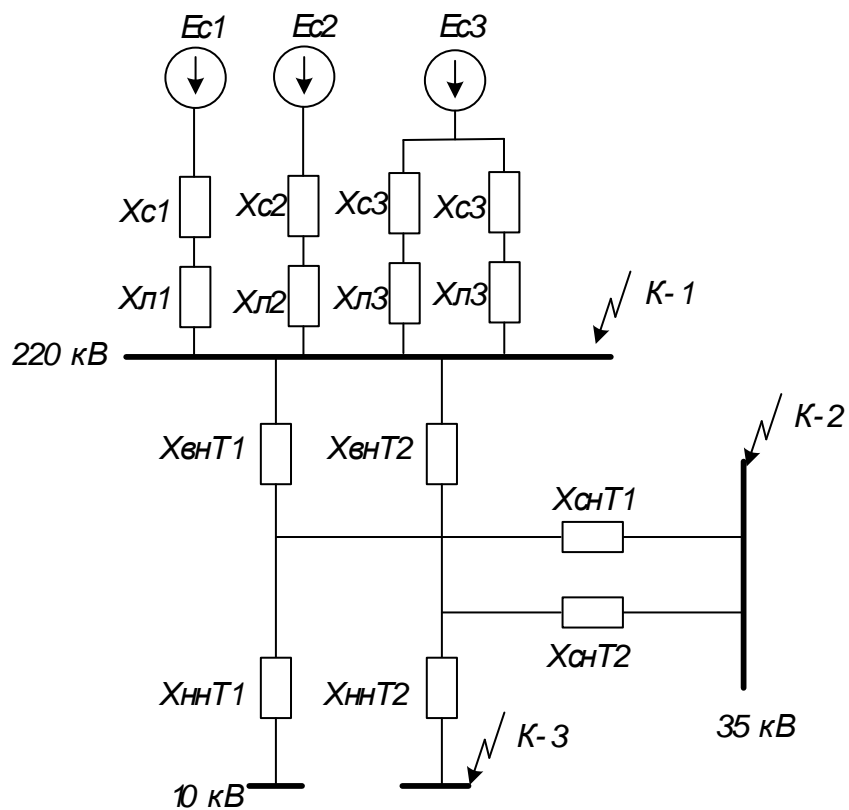


Рисунок 2 – Схема замещения

Произведем расчет параметров схемы замещения.

При расчете токов КЗ не будем учитывать сопротивления $X_{л1}$ и $X_{л2}$, а также ЭДС E_{C1} и E_{C2} , т.к. подпитка подстанции Хорогочи со стороны Читинской ЭС (транзит Тында – Чара) по этим линиям не осуществляется.

Напряжения короткого замыкания для каждой пары обмоток трансформаторов для среднего положения РПН, отнесенной к номинальной мощности $S_{НОМ}$ трансформатора номинальной мощностью $S_{Т.НОМ} = 25$ МВА :

$$U_{КВ-С} = 12,7 \% ; U_{КВ-Н} = 19,1 \% ; U_{КС-Н} = 6,28 \% ;$$

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

$$U_{КВ} = 0,5 \cdot (U_{КВ-Н} + U_{КВ-С} - U_{КС-Н}) ; \quad (1)$$

$$U_{КС} = 0,5 \cdot (U_{КВ-С} + U_{КС-Н} - U_{КВ-Н}) ; \quad (2)$$

$$U_{КН} = 0,5 \cdot (U_{КВ-Н} + U_{КС-Н} - U_{КВ-С}) . \quad (3)$$

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

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

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

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

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

Сопротивление системы можно определить по формуле:

$$X_c = \frac{S_\delta}{S_k} = \frac{S_\delta}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{кз}}, \quad (7)$$

где S_δ – базисная мощность, МВА;

$I_{кз}$ – ток КЗ на шинах (на 2020 г.), кА.

Определим сопротивления линий:

$$X_{л} = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_\delta}{U_{cp}^2}, \quad (8)$$

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

l – длина линии, км;

U_{cp} – напряжение из среднего ряда, кВ.

2.3 Расчёт токов КЗ

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

$$I_{по} = \frac{E_{экв}}{X_{экв}} \cdot I_B, \quad (9)$$

где $E_{экв}$ – эквивалентная ЭДС;

$X_{экв}$ – эквивалентное сопротивление;

I_B – базисный ток.

Базисные токи для каждой ступени напряжения будут определяться как:

$$I_{он} = \frac{S_\delta}{\sqrt{3} \cdot U_{он}} \quad (10)$$

Ударный ток короткого замыкания определим формуле [4]:

$$i_y = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{н0}, \quad (11)$$

где K_y - ударный коэффициент;

Расчет токов КЗ приведён в приложение А, результаты расчётов токов КЗ представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Токи короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{н0}^{(3)}=I_{nb}$, кА	T_a , с	K_y	i_y , кА
<i>K1 (220 кВ)</i>	<i>4,712</i>	<i>0,03</i>	<i>1,72</i>	<i>11,462</i>
<i>K2 (35 кВ)</i>	<i>5,059</i>	<i>0,02</i>	<i>1,608</i>	<i>11,503</i>
<i>K3 (10 кВ)</i>	<i>6,728</i>	<i>0,05</i>	<i>1,85</i>	<i>17,602</i>

3. ВЫБОР СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ

Выбор главной схемы электрических соединений станции следует производить с учетом следующих факторов: типа проектируемой станции; числа и мощности установленных силовых трансформаторов; уровней напряжения; количества питающих линий и отходящих присоединений; экономичности принимаемых вариантов; гибкости и удобства в эксплуатации; безопасности в обслуживании и др.

Действующая схема подстанции мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов должна быть изменена по причине ввода двух новых ВЛ 220 кВ.

Согласно стандарту организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007 – 29.240.30.010 – 2008, при расширении действующих РУ 220 кВ, выполненных по схеме «мостика» с подключением дополнительно двух линий рекомендуется выполнение схемы с одной секционированной системой шин.

Для КРУ 10-35 используем схему одна рабочая система шин, секционированная выключателем. Для РУ 10 кВ секционный выключатель в нормальном режиме работы отключен, и включается системой АВР при исчезновении напряжения на одной из шин.

4. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

4.1 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 выбирается по номинальному напряжению и номинальному току, а затем проверяется на термическую и динамическую стойкость.

4.2 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.

Блок шкафов КРУ представляет собой корпус, разделенный вертикальными поперечными перегородками на несколько параллельных шкафов сборной конструкции. Основанием блока шкафов служит горизонтальная рама, на которой приварены направляющие для перемещения выдвигного элемента, узлы фиксации и заземления его. К этому основанию также прикреплены вертикальные поперечные перегородки - боковые стенки шкафов КРУ. В каждом шкафу смонтирована средняя вертикальная рама, на которой закреплены проходные изоляторы с неподвижными разъемными контактами главной цепи, трансформаторы тока, заземляющий разъединитель, а со стороны выдвигного элемента - шторочный механизм.

С наружной стороны отсек сборных шин и линейный закрыты стенками. В верхней части имеется люк для возможности безопасного осмотра оборудования без снятия напряжения. Линейный отсек больше отсека сборных шин на величину, необходимую для прохода силовых кабелей, установки трансформаторов тока защиты от замыканий на землю. На вертикальной стенке отсека размещен заземляющий разъединитель. При выполнении каких-либо работ в

линейном отсеке с целью обеспечения безопасности заземляющий разъединитель включается ручным приводом, который имеет все необходимые блокировки, а доступ к нему (к приводу) возможен только при выведении подвижного элемента в ремонтное положение. Блокирование заземляющего разъединителя с элементами внешних присоединений и других шкафов выполняется с помощью электромагнитных замков и механических блокировок.

Выкатной элемент шкафа (тележка) имеет три положения:

рабочее - тележка находится в корпусе шкафа, первичные и вторичные цепи замкнуты;

контрольное - тележка в корпусе шкафа, первичные цепи разомкнуты;

ремонтное - тележка находится вне корпуса шкафа, первичные и вторичные цепи разомкнуты.

В рабочем и контрольном положении выкатной элемент имеет механизм фиксации. Для облегчения перемещения тележки в рабочее положение имеется рычажной механизм, управляемый съемной рукояткой. При выкатывании тележки из шкафа автоматически изоляционными шторками закрываются отсеки шинного и линейного разъединяющих контактов, что исключает возможность случайного прикосновения к токоведущим частям, оставшимся под напряжением.

Выкатной элемент шкафа имеет блокировку, не допускающую перемещение тележки из рабочего положения в контрольное и обратно при включенном высоковольтном выключателе.

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 быстро смонтировать объект и ввести его в эксплуатацию. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

КРУ на напряжение 35 кВ.

На напряжение 35 кВ выбираем КРУ серии СЭЩ-65

Закрытое распределительное устройство серии КРУ СЭЩ-65 предназначено для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока промышленной частоты 50 Гц на напряжение 35 кВ.

КРУ серии СЭЩ - 65 имеет:

- фарфоровая изоляция устойчивая к росе;
- все виды высоковольтных коммутационных аппаратов расположены на выкатных частях;
- ячейки шкафной конструкции одностороннего обслуживания, в которых располагаются выключатель, сборные шины и высоковольтное оборудование;
- ячейки полностью изолированы друг от друга боковыми стенками, что исключает возможность распространения аварийной ситуации в соседние ячейки;
- высокочувствительная дуговая защита;
- автоматическое регулирование температуры и влажности;
- сохранение работоспособности при землетрясении силой до 9 баллов включительно.



Рисунок 3 – Общий вид шкафов КРУ серии СЭЩ-59.

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

Безопасность при работе в данном КРУ обеспечивается:

- надежной блокировкой 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;
- блокировкой, не допускающей вкатывание и выкатывание выдвижного элемента при включенных разъединяющих контактах под нагрузкой (для шкафов без выключателей);
- блокировкой включения выключателя с двух мест (местного и дистанционного);
- блокировкой против повторного включения при отказе механизма, удерживающего выключатель во включенном положении;
- блокировкой, не допускающей включения коммутационного аппарата, установленного на выдвижном элементе, при положении выдвижного элемента в промежутке между рабочим и контрольным положениями;
- блокировкой, не допускающей перемещения выдвижного элемента из контрольного(разобщенного) в рабочее положение при включенных ножах заземляющего разъединителя;
- блокировкой, не допускающей включение заземляющего разъединителя в шкафу секционирования с разъединителем или разъединяющими контактами при рабочем положении выдвижного элемента секционного выключателя.

В таблице 2 приведены параметры шкафа КРУ серии СЭЩ – 65.

Таблица 2 – Основные параметры шкафа КРУ серии СЭЩ – 65

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	35
Номинальный ток главных цепей шкафа КРУ, А	1000
Номинальный сборных шин, А	1000
Номинальный ток отключения выключателя, кА	20
Электродинамическая стойкость главных цепей ячеек КРУ, кА	64
Уровень изоляции по ГОСТ 1516.1-76	Нормальная изоляция, уровень «б»
Наличие выкатных элементов	С выкатными элементами
Габаритные размеры шкафа, мм	
- ширина	1500
- глубина	1860
- высота	3094
Тип выключателя	ВВУ-СЭЩ-П-35-20/1000 УЗ
Тип привода к выключателю	Пружинно-моторный
Трансформатор тока	ТОЛ - СЭЩ- 35 УЗ
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ – СЭЩ -35 УЗ
Ограничители перенапряжения	ОПН-10/10,5/10 УЗ

КРУ на напряжение 10 кВ.

На напряжение 10 кВ выбираем КРУ серии СЭЩ-63

Закрытое распределительное устройство серии КРУ СЭЩ-63 предназначено для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока промышленной частоты 50 и 60 Гц напряжением 10 кВ.

КРУ СЭЩ-63 имеет такие же особенности конструкции, а также высокую безопасность в работе, что и КРУ СЭЩ-65.

Основные параметры шкафов КРУ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные параметры шкафа КРУ серии СЭЩ-63

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток главных цепей шкафа КРУ, А	1600
Номинальный ток сборных шин, А	2000
Номинальный ток отключения, кА	20
Электродинамическая стойкость, кА	51
Ток термической стойкости, кА	20
Уровень изоляции по ГОСТ 1516.1-76	Нормальная изоляция, уровень «б»
Габаритные размеры шкафа, мм	
-ширина	750
-глубина	1165
-высота	2268
Тип выключателя	ВВУ–СЭЩ–10–20/1600 У3
Тип привода	Пружинно-моторный
Трансформатор тока	ТОЛ - СЭЩ– 10 У3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ – СЭЩ -10 У3
Ограничители перенапряжения	ОПН-10/10,5/10 У3

4.3 Выбор выключателей

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

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

Выбор выключателей производится:

- 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 в цепи трансформатора.

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

$$I_{p.max} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 220} = 65,6 \text{ A}$$

Так как неизвестны данные о мощности, передаваемой по вводным и отходящим линиям, максимальный рабочий ток принимаем исходя из допустимого тока для проводов марки АС 300/48:

$$I_{p.max} = 690 \text{ A.}$$

Для секционного выключателя самым неблагоприятным режимом будет тот, когда питание переведено на одну секцию. В этом случае максимальным рабочим током для него будет:

$$I_{p.max} = 690 \cdot 2 = 1380 \text{ A.}$$

Выключатель проверяется:

- по отключающей способности;
- по термической устойчивости.

Расчетные значения термической устойчивости выключателя:

$$B_k = I_{n.o}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (15)$$

где $t_{отк}$ – время отключения;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания; $T_a=0,03 \text{ с}$.

Время отключения определяем по выражению:

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{ов} \quad (16)$$

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

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

Для вводных и отходящих выключателей:

$$B_k = 4,712^2 \cdot 2,5 = 55,515 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Для секционного выключателя и выключателя в цепях трансформатора:

$$B_k = 4,712^2 \cdot 3 = 66,618 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{отк.ном.}}{100} \quad (17)$$

где β_H – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_H = 47$.

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 47 \cdot 55}{100} = 33,2 \text{ кА}$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\frac{\tau}{Ta}} \quad (18)$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 4,712 \cdot e^{\frac{-0.01}{0.03}} = 4,775 \text{ кА}.$$

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

$$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \quad (19)$$

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

Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя и разъединителя должны быть больше значений, полученных при расчете.

Таблица 4 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Выключатель в цепях трансформатора	Секционный выключатель	Выключатели на входных и отходящих линиях	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 2500 \text{ А}$	$I_{p.max} = 65,6 \text{ А}$	$I_{p.max} = 1380 \text{ А}$	$I_{p.max} = 690 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{пр.скв} = 135 \text{ кА}$	$I_{уд} = 11,462 \text{ кА}$	$I_{уд} = 11,462 \text{ кА}$	$I_{уд} = 11,462 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7500$	$B_k = 66,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 66,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 55,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{но} = 4,712 \text{ кА}$	$I_{но} = 4,712 \text{ кА}$	$I_{но} = 4,712 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 50 \text{ кА}$	$I_{но} = 4,712 \text{ кА}$	$I_{но} = 4,712 \text{ кА}$	$I_{но} = 4,712 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$
$I_{а.ном} = 33,2 \text{ кА}$	$I_{ат} = 4,775 \text{ кА}$	$I_{ат} = 4,775 \text{ кА}$	$I_{ат} = 4,775 \text{ кА}$	$I_{а.т} \leq i_{а.ном}$

По данным сравнения на ОРУ 220 принимаю выключатели марки ВЭБ-220. Выключатель данной марки имеет пружинный привод.



Рисунок 4 – Общий вид выключателя ВЭБ-220

Основные преимущества данных выключателей:

- наличие встроенных трансформаторов тока с высокими классами точности и характеристиками;
- комплектация пружинным приводом ППВ;
- высокая коррозионная стойкость покрытий;
- высокий коммутационный ресурс;

- автоматическое управление системами электроподогрева и сигнализация об их исправной работе;

- низкий уровень шума при срабатывании;

- высокие пожаро- и взрывобезопасность.

В качестве секционного выключателя на ОРУ 220 кВ установлен выключатель ЗАР1DT-245, который проходит проверку по условиям работы с новыми токами КЗ.

Выбор и проверка выключателя на КРУ 35 кВ

$$I_{p.max} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 35} = 412 \text{ A}$$

Расчетные значения термической устойчивости выключателя:

$$B_k = 5,059^2 \cdot 4 = 102,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Термическая стойкость выключателя:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Таблица 5 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные дан- ные	Вводные вы- ключатели	Секционный выключатель	Выключатели на отходящих линиях	Условия выбо- ра
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 1000 \text{ A}$	$I_{p.max} = 412 \text{ A}$	$I_{p.max} = 412 \text{ A}$	$I_{p.max} = 330 \text{ A}$	$I_p \leq I_n$
$i_{нр.скв} = 50 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 11,503 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 11,503$	$I_{y\delta} = 11,503$	$I_{y\delta} \leq i_{скв}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200$	$B_k = 102,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 102,4$	$B_k = 102,4$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{но} = 5,059 \text{ кА}$	$I_{но} = 5,059 \text{ кА}$	$I_{но} = 5,059 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{но} = 5,059 \text{ кА}$	$I_{но} = 5,059 \text{ кА}$	$I_{но} = 5,059 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$

По данным сравнения выбираем выключатель ВВУ-СЭЩ-П-35-20/1000.



Рисунок 5 – Выключатель марки ВВУ-СЭЩ-П-35-20/1000

Вакуумные выключатели ВВУ имеют следующие преимущества:

- возможность установки электромагнитного или пружинно-моторного привода;
- возможность ручного включения выключателя;
- наличие встроенных в привод выключателя расцепителей;
- простота конструкции;
- высокая надежность;
- высокий коммутационный ресурс;
- легкая встраиваемость в различные типы КРУ.

Выбор и проверка выключателя на КРУ 10 кВ

$$I_{p.max} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1443 \text{ A}$$

Расчетные значения термической устойчивости выключателя:

$$B_k = 6,728^2 \cdot 4 = 181,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Термическая стойкость выключателя:

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Сравнение Каталожных и расчетных данных приведено в таблице 6.

Таблица 6 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные дан- ные	Расчетные дан- ные	Секционный вы- ключатель	Выключатели на отходящих ли- ниях	Условия вы- бора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1600 \text{ А}$	$I_{p,max} = 1443 \text{ А}$	$I_{p,max} = 1443 \text{ А}$	$I_{p,max} = 600 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{пр.скв} = 52 \text{ кА}$	$I_{уд} = 17,602 \text{ кА}$	$I_{уд} = 17,602 \text{ кА}$	$I_{уд} = 17,602 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1200$	$B_k = 181,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 181,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 181,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{но} = 6,728 \text{ кА}$	$I_{но} = 6,728 \text{ кА}$	$I_{но} = 6,728 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{но} = 6,728 \text{ кА}$	$I_{но} = 6,728 \text{ кА}$	$I_{но} = 6,728 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$

По данным сравнения выключатель марки ВВУ–СЭЩ–ПЗ–10–20/1600 удовлетворяет всем условиям.



Рисунок 6 – Выключатель ВВУ–СЭЩ–ПЗ–10–20/1600

На КРУ 35 и 10 кВ были выбраны выключатели с пружинно-моторным типом привода. У пружинно-моторных, по сравнению с электромагнитными приводами, меньший коммутационный ресурс, но они обеспечивают ручное

включение выключателя под нагрузку даже при полном отсутствии питания на шинках управления. Помимо этого, пружинно-моторные привода для заводки пружины включения потребляют очень маленький ток, что позволяет упростить цепи вторичной коммутации ячейки и обойтись без установки дорогостоящих аккумуляторов или блоков аварийного питания.

4.4 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей производится так же, как и выключателей, но без проверки на отключающую способность, это связано с тем, что разъединители не предназначены для отключения цепей, находящихся под током.

Выбор разъединителя на 220 кВ.

Так как максимальным номинальным током будет ток в цепи секционированного выключателя, выбираем разъединитель исходя из расчетных данных этой цепи.

Термическая стойкость разъединителя:

$$B_k = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблица 7 – Каталожные и расчетные данные разъединителя 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 2000 \text{ А}$	$I_{p,max} = 1380 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 11,462 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 66,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

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

Разъединитель представляет собой аппарат горизонтально-поворотного типа с 2мя поворотными колонками, на которых установлены токоведущие но-

жи. Управление разъединителями может осуществляться двигательными приводами ПД-14, а также ручными ПРГ-6.

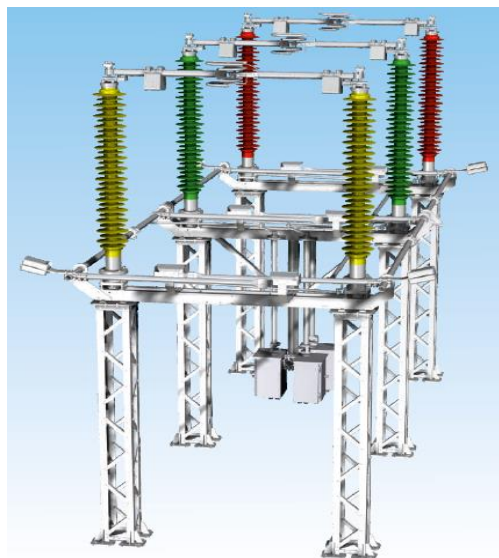


Рисунок 7 – Общий вид разъединителя марки РГП

4.5 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения [6].

Трансформаторы тока выбираются:

- по напряжению установки;
- по номинальному току

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Проверка производится:

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости

$$i_{y0} \leq i_{дин} \quad (20)$$

- по термической стойкости

$$B_k \leq (K_m \cdot I_{1ном})^2 t_m, \quad (21)$$

где K_m – кратность термической стойкости, величина справочная,
 t_m – время термической стойкости, величина справочная;
 по вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (22)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока,

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов r_k :

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k \quad (23)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных проводов. По ПУЭ их минимальные сечения должны быть 2.5 мм² по меди и 4 мм² по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что $Z_{ПРОВ} = r_{ПРОВ}$.

Контроль за режимом работы основного и вспомогательного оборудования на подстанции осуществляется с помощью контрольно-измерительных

приборов. В таблице 8 приведен перечень используемых контрольно-измерительных приборов на подстанции Хорогочи.

Таблица 8 – Контрольно-измерительные приборы на подстанции

Цепь	Место установки приборов	Перечень приборов
Линии 10 кВ к потребителям	-	Амперметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии
Линии 35 кВ	-	Амперметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии
Линии 220 кВ	-	Амперметр, ватметр, варметр, фиксирующий прибор для определения места КЗ, расчетные счетчики активной и реактивной энергии
Секционный выключатель	-	Амперметр
Шунтирующий реактор	-	Амперметр, варметр
Трехобмоточный трансформатор	ВН СН НН	Амперметр Амперметр, ватметр варметр, счетчики активной и реактивной энергии Тоже что и для СН
Сборные шины 10, 35 кВ	На каждой секции шин	Вольтметр
Сборные шины 220 кВ	На каждой секции шин	Вольтметр и регистрирующий вольтметр
Трансформатор собственных нужд	НН	Амперметр, расчетный счетчик активной энергии

В качестве амперметров и вольтметров выбираем цифровые приборы ЩПО2П.

Приборы предназначены для измерения силы тока и напряжения в цепях переменного тока.

Особенности данных приборов:

- удобное перепрограммирование с помощью встроенных кнопок
- наличие аналоговых и дискретных выводов
- соответствует требованиям ОАО "Россети" и ОАО "ФСК ЕЭС" и рекомендуются для применения на объектах ОАО "Россети" и ОАО "ФСК ЕЭС" .

Таблица 9 - Технические характеристики ЩПО2П

Габаритные размеры/ вырез в щите, мм	96x48x122 / 92x45
Класс точности	0,2 или 0,5
Мощность потребления, не более, ВА	2
Срок службы, лет	30

Для измерения активной и реактивной мощности принимаем к установке прибор ЩВ96

Прибор ЩВ96 предназначен для измерения активной, реактивной мощности в трехфазных электрических сетях переменного тока.

Таблица 10 - Технические характеристики ЩВ96

Габаритные размеры/ вырез в щите, мм	96x48x122 / 92x45
Класс точности	0,5
Мощность потребления, не более, ВА	1,5
Срок службы, лет	15

В качестве приборов учета принимаем электросчетчик Меркурий 230 AR-00 C(R).

Счетчики электроэнергии Меркурий предназначены для учета активной и реактивной электрической энергии и мощности в трехфазных сетях переменного тока.

Таблица 11 - Технические характеристики электросчетчиков Меркурий

Габаритные размеры/ вырез в щите, мм	258/170/74
Класс точности	0,5
Мощность потребления, не более, ВА	2,5
Срок службы, лет	15

Общее сопротивление приборов (амперметр, ваттметр, варметр, счетчики активной и реактивной энергии):

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

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, $I_2 = 1$ А.

Проверим трансформатор тока по числу максимально подключенных приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов:

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

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

$Z_{2\text{ном}}$ - номинальное сопротивление трансформатора тока.

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2} \quad (26)$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{40}{5^2} = 1,6 \text{ Ом}$$

$$r_{np} = 1,6 - 0,4 - 0,1 = 1,1 \text{ Ом}$$

Определим сечение проводов по формуле:

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

где L – длина соединительных проводов;

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

$$S = \frac{120 \cdot 0.0175}{1,1} = 1,9 \text{ мм}^2$$

Выбираю кабель марки КРВГ сечением 4 мм².

Длину соединительных проводов от трансформаторов тока до приборов (в один конец) можно принять для присоединения на различные классы напряжения можно принять приблизительно по таблице 12.

Таблица 12 - Зависимость длины соединительных проводов от номинального напряжения

$U_H, \text{кВ}$	$L, \text{м}$
6 - 10	4-6
35	60-75
220	100-150

Сопротивление проводов в таком случае будет иметь следующее значение:

$$r_{np} = \frac{L \cdot \rho}{S} \quad (28)$$

$$r_{np} = \frac{120 \cdot 0.0175}{4} = 0.525 \text{ Ом};$$

Тогда сопротивление нагрузки с учетом выбранных кабелей будет равно:

$$r_{нагр} = Z_{нагр} = 0,525 + 0,4 + 0,1 = 1,025 \text{ Ом}$$

Проверку по термической стойкости проверим по току КЗ трехсекундного действия:

$$B_k = 4.712^2 \cdot 3 = 66.618 \text{ кА}^2\text{с}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 13.

Таблица 13 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Трансформаторы тока в цепях силового трансформатора	Трансформаторы тока в цепях вводных и отходящих линий	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 200 \text{ А}$ $I_n = 1000 \text{ А}$	$I_{р.мах} = 66 \text{ А}$ $K_{ТТ} = 200/5$	$I_{р.мах} = 690 \text{ А}$ $K_{ТТ} = 1000/5$	$I_p \leq I_n$
Класс точности для: -измерения -защиты	0,5 10P	0,2 5P	-
Нагрузка ТТ, ВА	15	40	-
$Z_{ном} = 1,2 \text{ Ом}$ $Z_{ном} = 1,6 \text{ Ом}$	$Z_{нагр} = 0,655 \text{ Ом}$	$Z_{нагр} = 1,025 \text{ Ом}$	$Z_{нр} \leq Z_n$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 66,618 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 66,618 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 11,462 \text{ кА}$	$I_{уд} = 11,462 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

Баковые выключатели ЗАР1 ДТ-245 оснащаются проходными трансформаторами тока для защиты и измерений. Они монтируются по обе стороны каждого полюса выключателя у оснований вводов в корпусах. Конструкция корпуса трансформатора тока позволяет разместить на каждом вводе 3 трансформатора тока. Вторичные обмотки имеют могут иметь класс точности 0,2S и 0,5S, для подключения цепей защиты – 5P.

Для секционного выключателя выбираем встроенный трансформатор тока 2000/5.

Выбор трансформаторов тока на напряжение 35 кВ

Выбор аналогичен выбору трансформаторов тока на напряжение 220 кВ. Выберем марку трансформатора тока ТОЛ - СЭЦ– 35, номинальным вторичным током 5 А с тремя вторичными обмотками: первая для коммерческого учета, вторая для цепей измерения, третья для подключения цепей защиты.

Трансформатор тока проверим по наибольшему количеству присоединенных приборов, а именно, вводная ячейка КРУ 35 кВ.



Рисунок 8 – Трансформатор тока ТОЛ - СЭЦ– 35

Для присоединения приборов принимаю контрольный кабель КРВГ сечением 4 мм².

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 14.

Таблица 14 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Трансформаторы тока в цепях силового трансформатора	Трансформаторы тока в цепях отходящих линий	Цепь секционного выключателя	Условия выбора
1	2	3	4	5
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$

1	2	3	4	5
$I_n = 300-500 A$	$I_{p,max} = 412 A$ $K_{TT} = 500/5$	$I_{p,max} = 250 A$ $K_{TT} = 300/5$	$I_{p,max} = 412 A$ $K_{TT} = 500/5$	$I_p \leq I_n$
Класс точности для: -измерения -защиты	0,5 5P	0,5 10P	0,5 10P	-
Нагрузка ТТ, ВА	30	20	15	-
$Z_n = 1 \text{ Ом}$ $Z_n = 0,8 \text{ Ом}$ $Z_n = 1 \text{ Ом}$	$Z_{нр} = 0,828 \text{ Ом}$	$Z_{нр} = 0,708 \text{ Ом}$	$Z_{нр} = 0,5 \text{ Ом}$	$Z_{нр} \leq Z_n$
$B_k = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 76,767 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 76,767 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 76,767$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{y\partial} = 11,503 \text{ кА}$	$I_{y\partial} = 11,503 \text{ кА}$	$I_{y\partial} = 11,503$	$I_{y\partial} \leq I_{дин}$

Выбор трансформаторов тока 10 кВ.

Выбор трансформатора аналогичен выбору на 220 и 35 кВ.

Выберем марку трансформатора тока ТОЛ - СЭЦ– 10, номинальным вторичным током 5 А с тремя вторичными обмотками.

Трансформатор будем проверять исходя из условия максимального количества подключенных приборов (вводная ячейка КРУ 10 кВ).

В качестве контрольного кабеля выбираю кабель марки КРВГ сечением 2,5 мм².

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 15.

Таблица 15 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Трансформаторы тока в цепях силового трансформатора	Трансформаторы тока в цепях отходящих линий	Цепь ТСН	Условия выбора
1	2	3	4	5
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 1500 A; I_n = 200A;$ $I_n = 40 A$	$I_p = 1443 A$ $K_{TT} = 1500/5$	$I_p = 170 A$ $K_{TT} = 200/5$	$I_p = 24 A$ $K_{TT} = 40/5$	$I_p \leq I_n$

1	2	3	4	5
Класс точности для: -измерения -защиты	0,5 5P	0,5 10P	0,5 10P	-
Нагрузка ТТ, ВА	15	10	10	-
$Z_n = 0,6 \text{ Ом}$ $Z_n = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{нр} = 0,542 \text{ Ом}$	$Z_{нр} = 0,422 \text{ Ом}$	$Z_{нр} = 0,322 \text{ Ом}$	$Z_{нр} \leq Z_n$
$B_k = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 135,797 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 135,797$	$B_k = 135,797$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 17,602 \text{ кА}$	$I_{уд} = 17,602$	$I_{уд} = 17,602$	$I_{уд} \leq I_{дин}$

4.6 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

- 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, необходимо определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_2 \text{ расч.}$.

Должно при этом соблюдаться условие

$$S_{2\Sigma} \leq S_{доп} \quad (29)$$

Мощность измерительных приборов и системы учета для одной секции шин 220 кВ приведена в таблице 16.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 220 кВ

Прибор	Мощность прибора S, ВА	Количество приборов	Общая потребляемая мощность S, ВА
<i>Вольтметр</i>	<i>2</i>	<i>1</i>	<i>2</i>
<i>Вольтметр регистрирующий</i>	<i>10</i>	<i>1</i>	<i>10</i>
<i>Счетчик активный</i>	<i>2,5</i>	<i>2</i>	<i>5</i>
<i>Счетчик реактивный</i>	<i>2,5</i>	<i>2</i>	<i>5</i>
<i>Ваттметр</i>	<i>1,5</i>	<i>2</i>	<i>3</i>
<i>Варметр</i>	<i>1,5</i>	<i>2</i>	<i>3</i>
<i>Итого</i>			<i>27</i>

Выбираю трансформатор напряжения типа НАМИ – 220 - УХЛ1.



Рисунок 9 – Трансформатор напряжения НАМИ–220

$$27 \leq 200$$

Таблица 17 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 200 \text{ ВА}$	$S_p = 27 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

Выбор трансформатора напряжения на второй секции шин производится аналогично.

Выбор трансформаторов напряжения на 35 кВ

Выбираю трансформатор напряжения типа ЗНОЛ –СЭЩ 35 - УХЛ1.



Рисунок 10 – Трансформатор напряжения ЗНОЛ

Вторичная нагрузка приведена в таблице 10.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ

Прибор	Мощность прибора S, ВА	Количество приборов	Общая потребляемая мощность S, ВА
<i>Вольтметр</i>	2	1	2
<i>Вольтметр для измерения фазных напряжений</i>	2	1	2
<i>Счетчик активный</i>	2,5	3	7,5
<i>Счетчик реактивный</i>	2,5	3	7,5
<i>Ваттметр</i>	1,5	1	1,5
<i>Варметр</i>	1,5	1	1,5
<i>Итого</i>			22

Для второй секции шин нагрузка будет аналогичной, поэтому к установке принимаем трансформатор напряжения этой же марки

$$22 \leq 90$$

Таблица 19 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 90 \text{ ВА}$	$S_p = 22 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

Выбор трансформаторов напряжения на 10 кВ

Выбираю трансформатор напряжения ЗНОЛ –СЭЦ 10 - УХЛ1.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 10 кВ

Прибор	Мощность прибора S, ВА	Количество приборов	Общая потребляемая мощность S, ВА
<i>Вольтметр</i>	2	1	2
<i>Вольтметр для измерения фазных напряжений</i>	2	1	2
<i>Счетчик активный</i>	2,5	7	17,5
<i>Счетчик реактивный</i>	2,5	6	15
<i>Ваттметр</i>	1,5	1	1,5
<i>Варметр</i>	1,5	1	1,5
<i>Итого</i>			39,5

$$39,5 \leq 90$$

Таблица 21 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 90 \text{ ВА}$	$S_p = 39,5 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

4.7 Выбор шинных конструкций

4.7.1 Общие положения

Выбор шин сводится к определению сечения и их проверке на электродинамическую и термическую устойчивость к токам КЗ. Сечение выбирается по длительному току нагрузки:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{доп}}$$

К расчету принимается большее сечение.

Согласно п. 1.3.28 ПЭУ сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений по экономической плотности тока не проверяются.

Выбор сечения шин производится по нагреву (по допустимому току). При этом учитываются не только нормальные, но и послеаварийные режимы, а также режимы в период ремонтов и возможность неравномерного распределения токов между секциями шин.

Условием выбора будет сравнение

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (30)$$

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

$I_{\text{доп}}$ - допустимый ток для шины выбранного сечения с учетом поправки при расположении шин плашмя или температуре воздуха, отличной от принятой в таблицах.

4.7.2 Выбор гибких шин

Гибкие шины выполняются проводами АС и применяются в РУ 35 кВ и выше.

Т.к. сборные шины по экономической плотности тока не выбираются, принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах:

$$I_{норм} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (31)$$

$$I_{норм} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 66 \text{ A}$$

Принимаем провод АС-300/48 со следующими характеристиками:

$$q = 300 \text{ мм}^2, d = 24,4 \text{ мм}, I_{дон} = 690 \text{ A}.$$

Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами 300 см.

Проверка шин на схлестывание может не производиться, т.к. $I_{п0}^{(3)} < 20 \text{ кА}$.

Проверку на термическое действие тока КЗ не производится, т.к. шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверим шины по условию коронирования.

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

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (32)$$

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

r_0 – радиус провода, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,22}} \right) = 31,6 \text{ кВ/см}.$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (33)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

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

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D, \quad (34)$$

где D – расстояние между соседними фазами, см.

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

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,22 \cdot \lg \frac{378}{1,22}} = 25,625 \text{ кВ / см}$$

Провода не будут коронировать если выполняется условие

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0. \quad (35)$$

$$27,419 \leq 28,44$$

Таким образом, выбранный провод по условию короны подходит.

4.7.3 Выбор и проверка жестких шин

В закрытых РУ 6 –10 кВ, а также в шкафах КРУ вся ошиновка выполняется жесткими прямоугольными алюминиевыми шинами.

При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. 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.

Для подключения линий 35 кВ выберем и проверим жесткую ошиновку для КРУ 35 кВ расположенную на крыше ЗРУ.

Ток продолжительного режима

$$I_{норм} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 412 \text{ A.}$$

По таблице 1.3.31 ПУЭ принимаем круглую шину диаметром $d=15$ мм алюминиевого сплава АД13Т с величиной номинального тока $I_{дон} = 565 \text{ A}$.

Проверим шину на термическое действие трехсекундного тока КЗ:

$$B_k = 5.059^2 \cdot 3 = 76.767 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (36)$$

где B_k - тепловой импульс тока КЗ, $\text{А}^2\text{с}$;

$C = 88$ для алюминиевых шин и кабелей.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{76.767 \cdot 10^6}}{88} = 100 \text{ мм}^2$$

$$q_{\min} < S \quad (37)$$

$$100 < 200$$

Шины термически стойкие.

При проверке однополосных прямоугольных шин, расположенных в одной плоскости, наибольшая сила F , действующая на шины и вызывающая их изгиб, определяется по формуле:

$$F = \sqrt{3} \cdot K_{\phi} \cdot \frac{l}{a} \cdot i_y^2 \cdot 10^{-1}, \quad (38)$$

где $l = 1$ – расстояние между опорными изоляторами (длина пролета шин), м;

$a = 0,4$ – расстояние между осями шин, м;

K_{ϕ} - коэффициент формы, учитывающий форму поперечного сечения и взаимное расположение проводников. Для прямоугольных шин $K_{\phi} = 1$, так как расстояние между шинами значительно больше периметра сечения шины;

i_y – ударный ток трехфазного КЗ, кА.

$$F = \sqrt{3} \cdot 1 \cdot \frac{2}{0.4} \cdot 11.503^2 \cdot 10^{-1} = 114,6 \text{ Н}$$

Проверка шин на механическую прочность проводится по условию:

$$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}, \quad (39)$$

где $\sigma_{\text{доп}}$ – допустимое механическое напряжение в материале шин, МПа, для алюминиевых шин $\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$;

$\sigma_{\text{расч}}$ - расчетное наибольшее механическое напряжение в материале шин от изгиба, МПа; определяется по формуле:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{F \cdot l}{10 \cdot W}, \quad (40)$$

где W – момент сопротивления шины, см^3 , относительно оси, перпендикулярной к направлению изгибающей силы F .

Форма и расположение шин влияет на момент сопротивления. При размещении однополосных прямоугольных шин в одной плоскости на опорных изоляторах большей стороной h (плашмя) момент сопротивления равен:

$$W = \frac{\pi \cdot d^3}{32}, \quad (41)$$

где d – диаметр шины, см.

$$W = \frac{3,14 \cdot 1,5^3}{32} = 0,331 \text{ см}^3$$

Механическое напряжение в шинах тогда:

$$\sigma_{расч} = \frac{114,6 \cdot 2}{10 \cdot 0,331} = 69,2 \text{ МПа}.$$

Так как $\sigma_{дон} = 75 \text{ МПа}$ больше $\sigma_{расч} = 69,2 \text{ МПа}$, то шины механически прочны.

Для соединения трансформатора с КРУ 35 кВ используем провод АС 150 с длительно допустимым током 450 А.

Выбор шин 10 кВ.

По таблице 1.3.31 ПУЭ принимаем шину прямоугольного сечения 100x8 мм; $S=800 \text{ мм}^2$ алюминиевого сплава АД13Т с величиной номинального тока $I_{дон} = 1625 \text{ А}$.

Проверим шину на термическую стойкость:

$$W_k = 6,728^2 \cdot 3 = 135,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{135,8 \cdot 10^6}}{88} = 133 \text{ мм}^2,$$

$$133 < 800.$$

Шины термически стойкие.

Проверим на механическую прочность:

$$F = \sqrt{3} \cdot 1 \cdot \frac{2}{0.2} \cdot 17,602^2 \cdot 10^{-1} = 536,7 \text{ Н}$$

$$W = \frac{0.8 \cdot 10^2}{6} = 13,3 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{расч} = \frac{536,6 \cdot 2}{10 \cdot 13,3} = 8,05 \text{ МПа}.$$

Так как $\sigma_{доп} = 75 \text{ МПа}$ больше $\sigma_{расч} = 8,05 \text{ МПа}$, то шины механически прочны.

Для соединения трансформатора с КРУ 10 кВ также используем жесткие шины АД13Т сечением 8x100 мм.

4.7.4 Выбор изоляторов

Гибкие шины 220 кВ подвешиваем на гирлянде из подвесных изоляторов ПС-160, в количестве 10 штук в каждой.

Для крепления жестких шин 35 кВ выбираем опорный изолятор марки ИО-35/3,75, $F_{разр} = 3750 \text{ Н}$, $H_{из} = 200 \text{ мм}$

Условием выбора опорного изолятора будет проверка на механическую нагрузку при КЗ.

$$F_{доп} = 0.6 \cdot F_{разр} \geq F_{расч} \quad (42)$$

где $F_{доп}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора, кН;

$F_{разр}$ – минимальная разрушающая сила на изгиб данного типа изолятора, кН;

$F_{расч}$ – расчётная сила, действующая на изолятор, кН.

При горизонтальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила, кН:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{l}{a} \cdot i_y^2 \cdot 10^{-4} \quad (43)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{2}{0.4} \cdot 11.503^2 \cdot 10^{-4} = 115 \text{ Н}$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н};$$

$$2250 \geq 115.$$

Опорный изолятор марки ИО-35/3,75 механически прочен.

Аналогичным образом выбираем опорный изолятор ИО-10/3,75 для крепления шин 10 кВ.

Для ввода и вывода из ЗРУ токоведущих частей выбираем проходные изоляторы марки ИП.

Для ЗРУ 35 кВ принимаем проходной изолятор ИП-35/630-7,5 с номинальным током 630 А.

Для ЗРУ 10 кВ принимаем проходной изолятор ИП-10/1600-7,5 с номинальным током 1600 А.

В качестве опорных изоляторов для ОРУ 220 кВ используем изоляторы марки ОСК-5-220.

4.8 Выбор ОПН

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный. ОПН предназначен 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.

В нормальном режиме через ОПН, находящимся под рабочим напряжением, течет очень маленький ток (доли миллиампер), при этом его внутреннее сопротивление велико (до сотен мегаом). При появлении перенапряжений, со-

противление падает до очень маленьких значений, а ток резко возрастает и в окружающую среду отводится избыточная электромагнитная энергия.

Выбор ограничителей перенапряжения

Для ограничителя перенапряжения (ОПН) основными характеристиками являются:

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

Чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{нр}$. В нормальном режиме для подстанций в сетях 220 кВ оно должно быть не более, чем $1.15 \cdot U_{ном}$.

$$U_{н.р.} = 1.15 \cdot U_{ном.сети}, \quad (44)$$

$$U_{н.р.} = 1,15 \cdot 220 = 253 \text{ кВ}$$

Поскольку на подстанции опасность возникновения феррорезонансных перенапряжений нет, а максимальное рабочее напряжение на ней может воздействовать на изоляцию электрооборудования, и также ОПН, длительно допустимое напряжение будет определяться как:

$$U_{р.н.р.} = \frac{U_{н.р.}}{\sqrt{3}}, \quad (45)$$

$$U_{р.н.р.} = \frac{253}{\sqrt{3}} = 146 \text{ кВ}.$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН-П1-220/154/10

При выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, которая предварительно определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n, \quad (46)$$

где U – величина неограниченных перенапряжения;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе, кВ;

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

T – время распространения волны;

N – количество последовательных токовых импульсов.



Рисунок 11 – Общий вид ОПН-220

Значение U можно рассчитать по формуле:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (47)$$

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 рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (48)$$

где β – коэффициент затухания волны;

c – скорость распространения волны.

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

Поглощаемая ограничителем энергия, для окончательного выбора ОПН, определяется в отдельности для коммутационных и грозовых импульсов.

Для коммутационных импульсов:

$$\mathcal{E} = \frac{(661,765 - 374)}{470} \cdot 374 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 2 = 824,355 \text{ кДж.}$$

Для грозовых импульсов:

$$\mathcal{E} = \frac{(661,765 - 533)}{470} \cdot 533 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 2 = 525,69 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}; \quad (49)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{824,4}{220} = 3,75 \text{ кДж/кВ}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{525,7}{220} = 2,39 \text{ кДж/кВ}$$

Окончательно выбираем ОПН - П1 – 220/154/10/3 УХЛ1 удельной емкостью 4,8 кДж/кВ.

Выбор ОПН для других РУ выполняется аналогично, результаты выбранных ОПН сведем в таблицу 22.

Таблица 22 – Выбранные ОПН

Для РУ 220кВ	ОПН -220/154/10 УХЛ1
Для РУ 35 кВ	ОПН-35/40.5/10 У3
Для РУ 10 кВ	ОПН-10/10,5/10 У3

4.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

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

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

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому для их электроснабжения предусматривают трансформаторы с вторичным напряжением 380/220 В. Эти трансформаторы присоединяются к сборным шинам РУ 10 кВ.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд.

Для двигательной нагрузки можно принять $\cos\varphi=0,85$.

Таблица 23 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность	
	$P_{уст}$, кВт	$Q_{уст}$, кВт
1	2	3
Охлаждение ТДТН-25000/220/35/10	2x8,8	10,9
Подогрев ВЭБ-220	7x12,58	-

Продолжение таблицы 23

1	2	3
Подогрев привода ВЭБ-220	7x0,65	
Двигатели привода ВЭБ-220	14x1	8,68
Двигатель привода РГП-220	16x0,25	2,45
Подогрев привода РГП-220	16x0,225	
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	3x15	-
Подогрев ячеек КРУ 35 кВ	3x9	-
Отопление и освещение ОПУ	100	-
Отопление и освещение ДП	40	-
Освещение ОРУ	10	-
Подзарядно-зарядный агрегат ВАЗП	46	-
Вентиляция аккумуляторной	8,4	5,2
Обогрев насосной пожаротушения	14,4	-
Аппаратура связи и телемеханики	26,2	-
Прочие	7,1	-
Итого	455,91	27,23

По ориентировочным данным нагрузки можно определить расчетную нагрузку собственных нужд подстанции:

$$S_{расч} = k_c \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}, \quad (50)$$

где k_c – коэффициент, учитывающий одновременность загрузки, приблизительно можно принять равным 0,8.

$$S_{расч} = 0,8 \sqrt{455,91^2 + 27,23^2} = 365,4 \text{ кВА}$$

Принимаем два трансформатора ТСЗ-400/10/0,4.

4.10 Выбор аккумуляторных батарей

Источником постоянного оперативного тока на подстанции служат аккумуляторные батареи. Оперативный ток необходим для питания сетей управления, автоматики и сигнализации, для освещения подстанции, а также для электроснабжения наиболее ответственных механизмов собственных нужд, которые обеспечивают сохранение оборудования в работоспособном состоянии.

Всех потребителей энергии, получающих питание от аккумуляторной батареи, можно разделить на три следующие группы:

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

К установке принимаем аккумуляторные батареи типа БП600 с номинальной емкостью 600 Ач. Аккумуляторы свинцовые стационарные серии БП обладают очень низким внутренним сопротивлением, что обеспечивает стабильное напряжение при больших токах в режиме короткого разряда.

Корпус и крышка аккумулятора выполнены из пластмассы и герметично соединены между собой. Корпус выполнен из прозрачного материала, что позволяет визуально контролировать уровень электролита. На корпусе имеются отметки «max» и «min», позволяющие оценить допустимый уровень электролита. Электролитом для заливки аккумуляторов является раствор серной кислоты ГОСТ 667-73 сорт высший в дистиллированной воде ГОСТ 6709-72. Плотность электролита $1,22 \pm 0,005$ г/см³. Аккумуляторы имеют фильтр-пробки, которые задерживают аэрозоли серной кислоты при эксплуатации в режиме постоянного подзаряда. Применение фильтр-пробок обеспечивает работу аккумуляторов без доливки дистиллированной воды в течении 3-5 лет.

Произведем проверку установленных батарей.

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

$$n_0 = \frac{U_{Ш}}{U_{ПЗ}}, \quad (51)$$

где n_0 - число основных элементов в батарее;

$U_{Ш}$ - напряжение на шинах, В;

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

Напряжение на шинах установки постоянного тока, в соответствии с ПТЭ, принимается на 5% выше номинального, т.е. 230 В.

$$U_{ПЗ} = 2.15 \text{ В.}$$

$$n_0 = \frac{230}{2.15} = 107$$

Общее число элементов батареи в конце аварийного режима разряда при напряжении на элементе $U_{ПЗ} = 1,75 \text{ В}$:

$$n_0 = \frac{230}{1.75} = 130 .$$

Проверим аккумуляторы по наибольшему толчковому току по неравенству:

$$I_{аккумулятор} \geq I_{max}, \quad (52)$$

где $I_{аккумулятор}$ – ток аккумуляторной батареи в режиме получасового разряда;

I_{max} – наибольший толчковый ток.

Наибольшая токовая нагрузка аккумуляторной батареи приведена в таблице 24.

Таблица 24 – Нагрузка аккумуляторной батареи подстанции

Приемник	Нагрузка в аварийном получасовом режиме, А
1	2
Постоянная нагрузка	20

Продолжение таблицы 24

1	2
Устройства связи	30
Аварийное освещение и сигнализация	160
Привод выключателя ВЭБ-220 при отключении коммутирующих контактов	25
Итого	235

Ток в режиме получасового разряда для батареи типа 6БП 600 составляет $I_{\text{аккумулятор}} = 541 \text{ А}$.

Равенство $541 \geq 235$ выполняется, следовательно принимаем аккумуляторы 6БП 600 к установке.

В качестве подзарядных устройств для аккумуляторных батарей принимаем выпрямительный агрегат с твердым выпрямителем типа ВАЗП – 380/260 – 40/80.

5. ИЗОЛЯЦИЯ И ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

5.1 Общие положения

В процессе эксплуатации возможны повышения напряжения сверх наибольшего рабочего – внутренние 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 грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее в землю (индуктированные перенапряжения). 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 могут применяться тросовые молниеотводы.

ОРУ обычно защищаются 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.

Заземляющие устройства на подстанции служат для:

- обеспечения безопасной работы обслуживающего персонала (защитное

заземление);

- присоединения нейтралей трансформаторов (рабочее заземление);
- присоединения средств грозозащиты.

На подстанции все функции выполняет одно общее заземляющее устройство – защитное, оно, как правило, удовлетворяет требованиям рабочего, а также служит для заземления средств грозозащиты и обеспечивает безопасность персонала.

При снижении сопротивления заземлителя снижаются напряжения прикосновения и шага, уменьшается опасность поражения током. Поэтому основной характеристикой заземлителей является сопротивление, которое оказывает прилегающая к заземлителю земля стекающему току.

Для обеспечения безопасной работы персонала в электроустановках значение стационарного сопротивления заземления нормируется. В электроустановках выше 1000 В, работающих с заземленной нейтралью, где ток однофазного КХ превышает 0,5 кА, сопротивление защитного заземления должно быть не более 0,5 Ом. [10]

5.2 Расчёт заземлителя

Сложный заземлитель заменяется расчётной квадратной моделью при условии равенства их площадей S , общей длины горизонтальных проводников, глубины их заложения, числа и длины вертикальных заземлителей и глубины их заложения.

Контур заземлителя сетки расположена 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:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5) \quad (53)$$

$$S = (113,8 + 2 \cdot 1,5) \cdot (97,5 + 2 \cdot 1,5) = 11738 \text{ м}^2$$

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

$$d = 20 \text{ мм};$$

Производим проверку выбранного проводника по условиям:

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2 \quad (54)$$

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

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{\text{молн}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (55)$$

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

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

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

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}), \quad (56)$$

где $S_{CP} = 0,1$.

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,1 \cdot (20 + 0,1) = 6,3 \text{ мм}^2$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} \geq F_{КОР} + F_{T.C.} \text{ мм}^2; \quad (57)$$

Общая длина горизонтального заземлителя:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{a} \quad (58)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot 11738}{5} = 4695 \text{ м};$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (59)$$

$$m = \frac{4695}{2 \cdot \sqrt{11738}} - 1 = 20,7$$

Принимаем: $m = 21$.

Длина стороны ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (60)$$

$$b = \frac{\sqrt{11738}}{21} = 5,2 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \quad (61)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{11738} \cdot (21 + 1) = 4767 \text{ м}$$

Определяем количество вертикальных электродов.

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

Расстояние между вертикальными электродами принимаем $a=10$ м.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} \quad (62)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{11738}}{10} = 43,3$$

Принимаю: $n_B = 45$.

Стационарное сопротивление заземлителя определяется как:

$$R = \rho_{\text{э}} \cdot \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B}, \quad (63)$$

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

Зная геометрические размеры заземлителя можно определить расчетное эквивалентное удельное сопротивление по кривым. [10, рис. 48]

где A - коэффициент подобия; зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = \frac{5}{\sqrt{11738}} = 0,046;$$

Принимаем: $A = 0,4$.

Эквивалентное сопротивление определяется по кривым [10, рис.48]:

$$\frac{\rho_{\text{э}}}{\rho_2} = f\left(\frac{H-h}{l_B}, \frac{\rho_1}{\rho_2}\right), \quad (64)$$

где ρ_1, ρ_2 - удельное электрическое сопротивление верхнего и нижнего слоёв грунта, Ом/м;

H - глубина верхнего слоя;

h - глубина, на которую закладываются горизонтальные заземлители.

$$\frac{H-h}{l_B} = \frac{1-0,5}{5} = 0,1,$$

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{1400}{310} = 4,5.$$

Исходя из этого, по кривым находим:

$$\frac{\rho_3}{\rho_2} = 1,2,$$

откуда ρ_3 находим как:

$$\rho_3 = 1,2 \cdot 310 = 360 \text{ Ом.}$$

Вычисляем расчётное сопротивление R рассматриваемого искусственного заземлителя:

$$R = 360 \cdot \frac{0,4}{\sqrt{11738}} + \frac{1}{4767 + 45 \cdot 5} = 1,329 \text{ Ом}$$

Стационарное сопротивление заземления подстанции:

$$R = \frac{R \cdot R_{ест}}{R + R_{ест}}, \quad (65)$$

где $R_{ест}$ – сопротивление естественного заземлителя.

$$R_{ест} = \frac{R_{мп-оп}}{n_{ВЛ}}, \quad (66)$$

Сопротивление петли «трос-опора»:

$$R_{мп-оп} = \sqrt{\frac{1}{n_{мп}} \cdot R_{он} \cdot l_{нр} \cdot R_{мпуд}}, \quad (67)$$

где R_{on} - сопротивление опоры, $R_{on} = 12 \text{ Ом}$;

l_{np} - длина пролета линии, $l_{np} = 200 \text{ м}$;

$R_{mp\gamma d}$ - удельное сопротивление троса, $R_{mp\gamma d} = 1,9 \text{ Ом / км}$;

n_{mp} - число грозозащитных тросов, $n_{mp} = 2$.

$$R_{mp-on} = \sqrt{\frac{l}{2} \cdot 12 \cdot 0,2 \cdot 1,9} = 1,516 \text{ Ом.}$$

$$R_{ест} = \frac{1,516}{4} = 0,379 \text{ Ом.}$$

$$R = \frac{1,329 \cdot 0,379}{1,329 + 0,379} = 0,295 \text{ Ом.}$$

Условие $R < 0,5$ выполняется.

5.3 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.

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

Принимаю высоту молниеотвода:

$$h = 40 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_{x1} = 16,5 \text{ м. – на уровне линейного портала;}$$

$$h_{x2} = 11 \text{ м. – на уровне шинного портала.}$$

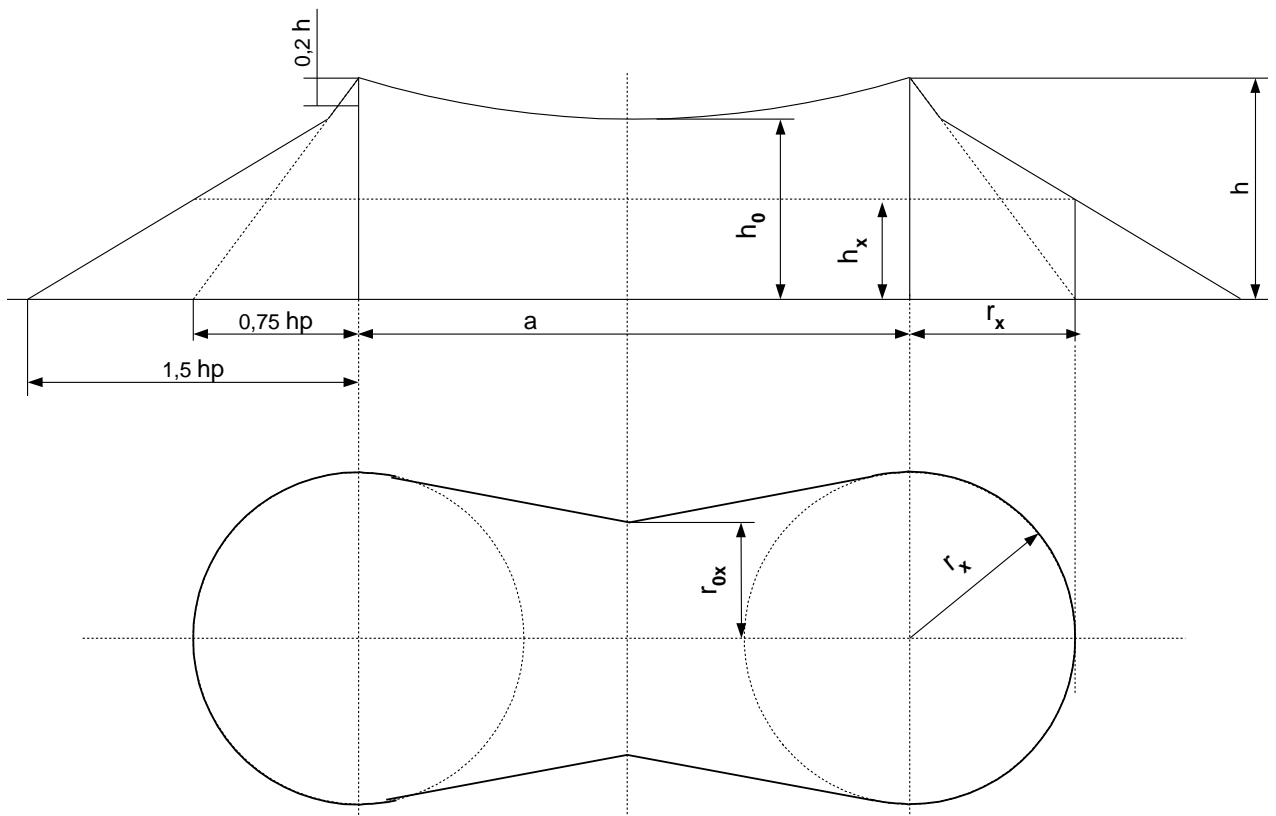


Рисунок 12 - Построение зоны защиты двух стержневых молниеотводов.

Зона защиты для одиночного молниеотвода на уровне защищаемого объекта определяется как:

$$r_x = 1,6 \cdot p \cdot \frac{h - h_x}{1 + \frac{h_x}{h}}, \quad (68)$$

где p – поправочный коэффициент для молниеотводов высотой более 30 м.

$$p = \frac{5,5}{\sqrt{h}} \quad (69)$$

$$p = \frac{5,5}{\sqrt{40}} = 0,87$$

На уровне линейного портала:

$$r_x = 1,6 \cdot 0,87 \cdot \frac{40 - 16,5}{1 + \frac{16,5}{40}} = 23,1 \text{ м};$$

на уровне шинного портала:

$$r_x = 1,6 \cdot 0,87 \cdot \frac{40 - 11}{1 + \frac{11}{40}} = 32 \text{ м}.$$

Минимальная высота защиты между двумя молниеотводами:

$$h_0 = h - \frac{a}{7 \cdot p}, \quad (70)$$

где a – расстояние между молниеотводами, м.

Радиус защиты в середине между молниеотводами:

$$r_{0x} = 1,6 \cdot p \cdot \frac{h_0 - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_0}} \quad (71)$$

Расчет молниезащиты приведен в приложение Б, результаты расчета приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Результат расчета молниезащиты.

Молниеотводы	a , м	h_0 , м	r_{0x} на уровне линейного портала, м	r_{0x} на уровне шинного портала, м
1	2	3	4	5
1-2, 2-3, 4-5, 6-7, 8-9	30,8	34,9	17,4	25,3
3-4	15,4	37,5	20,3	28,5
1-6, 2-7, 4-8, 5-9	37,5	33,8	16,2	24

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4	5
6-10	33	34,6	17	25
7-11, 8-12	48	32,1	14,4	21,9
10-11	37	34	16,3	24
7-8, 11-12	46,2	32,4	14,7	22,2
9-12	58	30,5	12,6	20

5.4 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).

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

Определение грозоупорности подстанции произведем по ожидаемому числу лет безаварийной работы M . Это значение принимается в качестве критерия эффективности защиты подстанции от грозовых перенапряжений и на порядок превосходит расчетный срок эксплуатации.

$$M = \frac{I}{\beta_1 + \beta_2 + \beta_3}, \quad (72)$$

где β_1 – коэффициент, учитывающий вероятность прорыва молнии в зону защиты молниеотводов $P_{\text{прор}} = 0,005$ (зона защиты молниеотводов рассчитывается с надежностью 0,995).

β_3 – коэффициент, учитывающий вероятность отключения подстанции из-за набегающих с ЛЭП волн грозовых перенапряжений, $\beta_3 = 0$ т.к. считается, что установленные на подстанции защитные аппараты (ОПН) обеспечивают 100% защиту от набегающих с ЛЭП волн грозовых перенапряжений.

β_2 – коэффициент, учитывающий вероятность отключения подстанции из-за перекрытия с молниеотвода на ошиновку при протекании тока молнии через молниеотвод при прямом ударе молнии в молниеотвод.

$$\beta_2 = N_{\text{уд}} \cdot P_{\text{откл}}, \quad (73)$$

где $P_{\text{откл}}$ – вероятность отключения подстанции.

В свою очередь вероятность отключения подстанции определяется как:

$$P_{\text{откл}} = P_{\text{пер}} \cdot P_{\text{к.з.}} \quad (74)$$

где $P_{\text{к.з.}}$ – вероятность того, что возникшее перекрытие перейдет в устойчивое короткое замыкание $P_{\text{к.з.}} = 0,7$.

$$P_{\text{пер}} = e^{\frac{-I_M}{h}} \quad (75)$$

$P_{\text{пер}}$ – вероятность перекрытия, определяется как вероятность появления критического тока молнии со значением:

$$I_M = \frac{U_{50\%}}{Z_{\text{и}} \cdot \delta \cdot h_{\text{п}}}, \quad (76)$$

где $\delta = 0,15$ – для линии с двумя тросами;

$h_{\text{п}}$ – высота линейного портала;

$U_{50\%}$ – 50% импульсное разрядное напряжение для гирлянды изоляторов определяется, исходя из числа изоляторов в гирлянде;

$$I_m = \frac{1100}{1,8 \cdot 0,15 \cdot 16,5} = 247 \text{ кА}$$

$$P_{пер} = e^{\frac{-247}{40}} = 0,002081$$

$$P_{пер} = 0,002081 \cdot 0,7 = 0,001457$$

Число ударов молнии в молниеотводы ОРУ в год:

$$N_{уд} = [(A + 7 \cdot h) \cdot (B + 7 \cdot h)] \cdot 6,7 \cdot n_q \cdot 10^{-8}, \quad (77)$$

где n_q – средняя годовая грозовая деятельность, $n_q = 50$ ч/год;

A и B – длина и ширина подстанции.

$$N_{уд} = [(113,8 + 7 \cdot 40) \cdot (97,5 + 7 \cdot 40)] \cdot 6,7 \cdot 50 \cdot 10^{-8} = 0,498 \text{ уд/год.}$$

Тогда:

$$\beta_1 = 0,498 \cdot 0,005 = 0,0025,$$

$$\beta_1 = 0,498 \cdot 0,002081 = 0,00104.$$

Ожидаемое число лет безаварийной работы:

$$M = \frac{1}{0,0025 + 0,00104 + 0} = 282,5 \text{ года.}$$

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

6.1 Защита трансформаторов

В процессе эксплуатации возможны повреждения в трансформаторах и на их соединениях с коммутационными аппаратами. Могут быть также опасные ненормальные режимы работы, не связанные с повреждением трансформатора или его соединений. Возможность повреждений и ненормальных режимов предполагает необходимость установки на трансформаторах защитных устройств.

Основными видами повреждений являются многофазные и однофазные короткие замыкания в обмотках и на выводах трансформатора, а также «пожар стали» магнитопровода. Однофазные повреждения бывают двух видов: на землю и между витками обмотки (витковые замыкания). Наиболее вероятны многофазные и однофазные короткие замыкания на выводах трансформаторов и однофазные витковые замыкания в обмотках. Значительно реже возникают многофазные короткие замыкания в обмотках.

Ненормальные режимы работы трансформатора могут быть обусловлены внешними КЗ и перегрузками, из-за чего в обмотках трансформатора появляются сверхтоки. Эти токи особо опасны при внешних КЗ, т.к. они значительно повышают номинальный ток трансформатора. В связи с этим на трансформаторе должна предусматриваться защита, отключающая его при появлении сверхтоков.

Сверхтоки при перегрузке трансформатора, как правило небольшие, поэтому их прохождение допустимо в течение некоторого времени, достаточного для того, чтобы принять меры к разгрузке. Защита трансформатора от перегрузки при наличии дежурного персонала, как правило действует на сигнал.

К ненормальным режимам работы трансформаторов также относят понижение уровня масла.

6.2 Газовая защита

Газовая защита основана на использовании явления газообразования в баке поврежденного трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения, и в зависимости от этого действовать на сигнал или отключение. Основным элементом газовой защиты является газовое реле *KSG*, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем

В нашей стране широко используется газовое реле с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа *BF80/Q*. Реле имеет некоторые конструктивные особенности. Однако принцип действия его такой же, как и других газовых реле. Монтаж газовой защиты связан с выполнением некоторых специфических требований: для беспрепятственного прохода газов в расширитель должен быть небольшой подъем (1,0—1,5% у крышки трансформатора и 2 - 4% у маслопровода) от крышки к расширителю. Нижний конец маслопровода, входящий внутрь трансформатора, должен заделываться с внутренней поверхности крышки, а нижний конец выхлопной трубы — вдаваться внутрь трансформатора. Контрольный кабель, используемый для соединения газового реле с панелью защиты или промежуточной сборкой зажимов, должен иметь бумажную, а не резиновую изоляцию, так как резина разрушается под действием масла. Действие газовой защиты на отключение необходимо выполнить с самоудерживанием, чтобы обеспечить отключение трансформатора в случае кратковременного замыкания или вибрации нижнего контакта газового реле, обусловленных толчками потока масла при бурном газообразовании.

В схеме защиты на переменном оперативном токе самоудерживание достигается путем шунтирования нижнего контакта газового реле *KSG* верхним замыкающим контактом реле *KL*. Самоудерживание автоматически снимается после разрыва цепи отключения вспомогательным контактом *Q1.2* выключателя *Q1*.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам. Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых — не реагирование ее на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

6.3 Дифференциальная защита трансформатора

Дифференциальная защита применяется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов и автотрансформаторов. Ввиду ее сравнительной сложности дифференциальная защита устанавливается не на всех трансформаторах (автотрансформаторах), а лишь в следующих случаях:

- 1) на одиночно работающих трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВА и выше;
- 2) на параллельно работающих трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 4000 кВА и выше;
- 3) на трансформаторах мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности ($K_{\text{ч}} < 2$), а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 1 с.

Для дифференциальной защиты выпускаются реле с магнитным торможением типа ДЗТ. На рисунке 13 показана принципиальная схема защиты в однофазном исполнении с реле ДЗТ-11. Реле ДЗТ-11 имеет одну тормозную обмотку. При выполнении защиты важен выбор стороны, к трансформаторам тока

которой целесообразно присоединить тормозную обмотку, чтобы обеспечить минимальное торможение при КЗ в зоне защиты и максимальное торможение при внешних повреждениях. Рассматриваемый трансформатор имеет одностороннее питание, поэтому тормозную обмотку целесообразно присоединить к трансформаторам тока питаемой стороны. Такое включение обеспечивает торможение только при внешних коротких замыканиях. При двустороннем питании иногда целесообразно тормозную обмотку разделить на две секции и включить каждую из них соответственно в первую и вторую цепи циркуляции защиты. Этим уменьшается тормозное действие при коротком замыкании в защищаемой зоне.

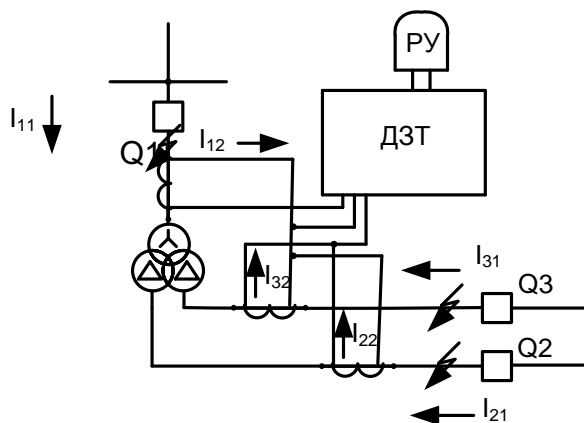


Рисунок 13 - Дифференциальная токовая защита трансформаторов с магнитным торможением

В графической части проекта представлена принципиальная схема релейной защиты трансформатора, в которую включены следующие защиты:

- Дифференциальная токовая;
- Газовая;
- Максимальная токовая.

Продольная дифференциальная защита выполнена на двух реле типа ДЗТ-11 с соединением вторичных обмоток трансформаторов тока на стороне 220 кВ в треугольник, а на стороне 10 кВ в неполную звезду. Зона действия ДЗТ огра-

ничивается встроенными трансформаторами тока в выключатель 220 кВ в цепи трансформатора трансформаторами тока 10 кВ в вводных ячейках ЗРУ 10 кВ

Максимальная токовая защита (МТЗ) 220 кВ предназначена для резервирования отключения токов к.з. на шинах потребителей, а также для резервирования основных защит трансформатора – ДЗТ и газовой. Она выполнена в виде двух токовых реле типа РТ-40.

Подробный расчет в приложении В, результат сведем в таблицу 26.

Таблица 26 – Расчёт релейной защиты трансформатора.

Наименование величины	Обозначение и метод определе-	Числовое значение для стороны		
		220 кВ	35 кВ	10 кВ
1	2	3	4	5
Дифференциальная защита				
Первичный ток на сторонах защищаемого тр-ра соответствующей его походной мощности, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном,прох}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	65,6	412,4	1443
Коэффициент трансформации ТТ	K_I	200/5	800/5	1500/5
Схема соединения ТТ	—	Δ	Δ	Y
Коэффициент схемы	$k_{сх}$	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	1
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий проходной мощности Т, А	$I_{ном,В} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{K_I}$	2,8	4,5	4,8
МТЗ				
Ток срабатывания защиты, А	$I_{МТЗ} = \frac{K_{над} \cdot K_3}{K_B} \cdot I_{р.мах}$	92,6	582,2	2038
Ток срабатывания реле, А	$I_{СР} = \frac{I_{СЗ} \cdot k_{сх}}{K_T}$	4	6,3	6,8

1	2	3	4	5
Коэффициент чувствительности	$k_{\text{ч}} = \frac{I_K^{(2)}}{I_{\text{сз}}}$	44	7,5	2,9
Защита от перегрузки				
Ток срабатывания защиты, А	$I_{\text{сз.п}} = \frac{K_{\text{отс}}}{K_B} \cdot I_{\text{ном}}$	81	509	1783
Вторичный ток защиты, А	$I_{\text{втор.п}} = K_{\text{сх}} \cdot \frac{I_{\text{сз.п}}}{n_T}$	3,5	5,5	5,9

Коэффициент чувствительности должен быть больше 2, условие выполняется.

6.4 Описание схемы релейной защиты понижающего трансформатора

Релейная защита подстанции выполнена электромеханическими реле в связи с тем, что действующая схема РЗ основана на данных приборах, и для правильной работы требуется лишь пересчитать токи уставки срабатывания этих защит.

Переход на микропроцессорную защиту не осуществляется в связи с такими недостатками как:

- высокая стоимость;
- низкая ремонтпригодность;
- необходимость обучения персонала;
- узкий диапазон рабочих температур;
- возможность программного сбоя.

Основными защитами трансформатора на данной подстанции являются:

- Общая продольная дифференциальная токовая защита, выполненная одним комплектом реле типа ДЗТ-11(*КАW1-КАW3*) - от всех видов к.з. в обмотках трансформатора и на выводах, на выводах присоединений к секциям шин НН.

- Газовая защита с одним газовым реле *KSG1* для бака и одним газовым реле *KSG2* для контакторного отсека РПН - от всех повреждений внутри бака трансформатора и в контакторном отсеке РПН, сопровождающихся выделением газа.

Резервные и другие защиты:

- Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению, установленная на стороне ВН - для резервирования отключения многофазных КЗ на шинах НН, а также для резервирования основных защит трансформатора. Защита содержит три реле тока типа РТ-40 (*КА3 - КА5*) и реле времени *KT1*. Комбинированный пуск выполнен тремя фильтрами-реле напряжения обратной последовательности типа РНФ-1М (*KVZ1- KVZ3*) и тремя минимальными реле напряжения типа РН-54/160 (*KV1- KV3*).

- Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению, установленная на стороне СН - для резервирования отключения многофазных КЗ на стороне СН. Защита выполнена с применением комплекта КЗ-12 (*AK1*) и дополнительного реле времени *KT2*. Комплект защиты КЗ-12 содержит два реле тока *KA1, KA2* реле времени *KT1*. Комбинированный пуск выполнен фильтром-реле напряжения обратной последовательности *KVZ1* и минимальным реле напряжения типа *KV1*.

- Максимальные токовые защиты с комбинированным пуском по напряжению, установленные на ответвлениях к секциям шин НН - от многофазных КЗ на шинах НН, а также для резервирования отключения КЗ на элементах, присоединенных к этим шинам. Защита выполнена с использованием реле тока типа РТ-40 (*КА6, КА7*) и реле времени *KT3, KT5*. Комбинированный пуск выполнен фильтром-реле напряжения обратной последовательности (*KVZ2, KVZ3*) и минимальным реле напряжения типа (*KV2, KV3*).

- Одноступенчатая токовая ненаправленная защита нулевой последовательности с реле тока типа РТ-40 (*КА13*) и реле времени *КТ8*, *КТ9* - для резервирования отключения внешних к.з. на землю, а также частичного резервирования основных защит трансформатора.

- Защиты при дуговых КЗ - от повреждений в шкафах КРУ – 10кВ, имеющих высоковольтные выключатели.

- МТЗ с тремя реле тока типа РТ-40 (*КА10*, *КА11*, *КА12*) установленные на сторонах ВН,СН,НН и реле времени *КТ7* - от симметричных перегрузок.

6.5 Автоматика ввода резерва (АВР)

Для обеспечения надежности и бесперебойности работы одной релейной защиты недостаточно. Шины распределительного пункта РП обычно выполняются в виде двух секций. Секционный выключатель при нормальной работе отключен. Каждая отходящая от шин линия электроснабжения потребителей связана только с определенной секцией. При повреждении одной из питающих РП линий и отключении ее релейной защитой электроснабжение потребителей соответствующей секции прекращается. Электроснабжение восстанавливается включением секционного выключателя *устройством автоматического включения резерва (УАВР)*.

Устройства АВР выполняются как на постоянном, так и на переменном оперативном токе, и их схемы имеют некоторые различия, обусловленные видом этого тока и конструкцией привода выключателя.

Принцип осуществления команды на включение резервного питания при постоянном оперативном токе показан на рисунке 14. Нормально при включенных выключателях рабочего питания *Q1*, *Q2* обмотка реле *KL* однократности действия АВР (РОД), имеющего задержку на возврат, обтекается током, и его контакт замкнут. После отключения выключателя *Q1* или *Q2* в схеме через контакт РОД подается команда на включение выключателя *Q3*. Одновременно цепь обмотки РОД размыкается и команда на включение существует лишь в течение времени замедления РОД на возврат, достаточного

для надежного включения выключателя $Q3$.

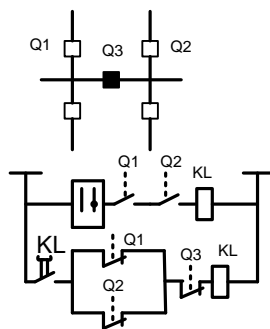


Рисунок 14- Принцип работы АВР при неявном резерве.

В данном проекте выполнена схема АВР 10 кВ с воздействием на включение секционного выключателя при отключении одного из вводных (трансформаторных) выключателей 10 кВ.

7 ЭКОЛОГИЧНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ

Согласно ПУЭ для предотвращения растекания масла и распространения 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, содержащегося 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 маслоприемных устройств 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 должны проверяться 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 замасливание 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; пожароопас-

ных 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 м³ 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 кото-

рых 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.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной целью ВКР было расширение подстанции «Хорогочи» в связи с двумя новыми линейными присоединениями. Была изменена схема ОРУ 220 кВ, а также пересчитаны токи короткого замыкания в новом режиме работы. Было выбрано новое оборудование для расширяемой части, а также произведена замена устаревшего оборудования. Новое оборудование, установленное на подстанции было проверено по изменившимся условиям работы и тока КЗ. Помимо этого, было заменено ОРУ 35 кВ на КРУ 35 кВ.

В части молниезащиты были расставлены молниеотводы, а также составлена зона защиты на уровне линейных и шинных порталов ОРУ 220 кВ. Была произведена оценка грозоупорности и ожидаемое количество безаварийной работы.

В разделе релейной защиты были рассчитаны новые уставки для электро-механических реле.

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.
- 10 Юриков П. А. Защита электростанций и подстанций 3-500 кВ от прямых ударов молнии. – М.: Энергоиздат, 1982. – 88с.