

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
Амурский государственный университет
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
И.о. зав. кафедрой

« _____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Расширение открытого распределительного устройства 110 кВ
подстанции Коболдо напряжением 110/35/6 Амурской области

Исполнитель

студент группы 242об1

подпись, дата

Т.О. Валова

Руководитель

доцент

подпись, дата

А.Г. Ротачева

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ
И.о. зав. кафедрой

« ____ » _____ 2016 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента _____

1. Тема выпускной квалификационной работы: _____

(утверждена приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

4. Содержание выпускной квалификационной работе (перечень подлежащих разработке вопросов): _____

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

7 Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 87 с., 7 рисунков, 28 таблиц, 2 приложения, 9 источников.

РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, БЕЗОПАСНОСТЬ

В данной бакалаврской работе произведен расчет варианта расширения ОРУ напряжением 110 кВ подстанции Коболдо, предложен вариант реконструкции подстанции. Дано описание района электрических сетей и подстанции; обоснованы изменения в главной схеме электрических соединений подстанции; произведён расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования. Рассмотрены меры безопасности при эксплуатации и работе с элегазом, меры пожарной безопасности на подстанции.

Цель работы – расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка электрооборудования, расчёт молниезащиты и заземления подстанции, расчёт микропроцессорной релейной защиты трансформатора, расчёт затрат на расширение ОРУ напряжением 110 кВ и реконструкцию подстанции.

На основании вышеописанного в данной бакалаврской работе был произведен расчет сопротивлений заданных участков схем и токов короткого замыкания на шинах распределительных устройств, произведен выбор основного электрооборудования подстанции и устройств микропроцессорной релейной защиты трансформатора, выполнен расчёт молниезащиты и заземления оборудования подстанции, произведён расчёт основных показателей надёжности выбранной схемы открытого распределительного устройства 110 кВ, приведены затраты на реконструкцию и расширение, рассчитан срок окупаемости предложенного проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	7
1 Характеристика района электроснабжения подстанции 110/35/6 кВ Коболдо	8
2 Расчёт токов короткого замыкания для выбора и проверки оборудования	10
2.1 Общие положения	10
2.2 Расчёт параметров схемы замещения	11
2.3 Расчёт токов короткого замыкания	14
3 Выбор электрических аппаратов	15
3.1 Общие положения	15
3.2 Выбор выключателей	15
3.3 Выбор трансформаторов тока	18
3.4 Выбор трансформаторов напряжения	22
3.5 Выбор шинных конструкций	23
3.5.1 Общие положения	23
3.5.2 Выбор гибких шин 110 кВ	24
3.5.3 Выбор и проверка жёстких шин на 6 и 35 кВ	25
3.5.4 Выбор изоляторов	28
3.6 Выбор ОПН	30
3.7 Выбор КРУ 6, 35 кВ	33
3.7.1 Выбор КРУ на напряжение 35 кВ	33
3.7.2 Выбор КРУ на напряжение 6 кВ	38
3.8 Выбор трансформаторов собственных нужд	43
3.9 Выбор аккумуляторных батарей	44
4 Заземление и молниезащита	47
4.1 Расчёт заземлителя	47
4.2 Расчёт молниезащиты	52

5	Защита трансформатора	55
5.1	Дифференциальная токовая защита	55
5.2	Устройство резервирования при отказе выключателя	63
5.3	Токовая защита нулевой последовательности трансформатора	65
5.4	Максимальная токовая защита	67
5.5	Защита от перегрузки	72
5.6	Газовая защита трансформатора	73
6	Надёжность подстанции	75
6.1	Общие положения	75
6.2	Определение показателей надёжности элементов схемы	75
7	Экологичность и безопасность	78
7.1	Меры безопасности при работе с чистым элегазом	78
7.2	Меры безопасности при работе элегазом, загрязнённым продуктами разложения	80
7.3	Меры пожарной безопасности	82
8	Экономика	84
	Заключение	86
	Библиографический список	87
	Приложение А Расчёт токов короткого замыкания	
	Приложение Б Расчёт показателей надёжности	

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ПС – подстанция;

РУ – распределительное устройство;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ВЛ – воздушная линия;

КЗ – короткое замыкание;

Н.Н – низшее напряжение;

С.Н. – среднее напряжение;

В.Н. – высшее напряжение;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

ТЗНП – токовые защиты нулевой последовательности.

ВВЕДЕНИЕ

ПС 110/35/6 Коболдо предназначена для питания промышленных предприятий по угле- и золотодобыче и других потребителей на севере Амурской области, расположенных в зоне действия сетей 110 и 35 кВ.

ОРУ 110 кВ и 35 кВ ПС Коболдо выполнены по схеме 9 – одна рабочая, секционированная выключателем система шин, РУ 6 кВ представлено комплектным распределительным устройством серии К – 49.

В связи с вводом в энергосистему ПС Рудная рассмотрен вариант подключения ПС Рудная к ПС Коболдо. Для этого требуется расширение ОРУ 110 кВ ПС Коболдо на два линейных присоединения. В этом случае принято решение изменить схему ОРУ 110 кВ на схему 12 – одна рабочая, секционированная выключателем и обходная системы шин.

Также на ПС Коболдо требуется частичная реконструкция, которая состоит в:

- замене масляных выключателей РУ 110 и 35 кВ на элегазовые и вакуумные;
- замене ОРУ 35 кВ на КРУ серии К – 130;
- замене КРУ 6 кВ на КРУ серии К – 105.

Целью данного проекта является расширение ОРУ 110 кВ и реконструкция ПС Коболдо.

В ходе расчёта рассмотрены следующие задачи: расчёт токов короткого замыкания для выбора оборудования; замена и проверка оборудования подстанции; расчёт заземления и молниезащиты; расчёт микропроцессорной релейной защиты трансформатора, расчёт показателей надёжности выбранной схемы ОРУ 110 кВ; приведена стоимость оборудования, рассчитаны суммарные затраты на реконструкцию и срок окупаемости проекта.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ 110/35/6 КВ КОБОЛДО

В административном отношении ПС 110 кВ Коболдо расположена на территории пгт. Коболдо Селемджинского района Амурской области.

Северная и восточная часть Селемджинского района ограничена хребтами Турана и Селемджико-Буреинским. Эта часть представляет собой горный район, который в свою очередь подразделяется на ряд областей:

- Область высоких гор - высокогорная часть (северная часть хребта Турана) характеризуется конусообразными остроконечными вершинами с абсолютными высотами и крутыми склонами, а над уровнем моря наличием гольцов.
- Область средних высот - район плоских и относительно невысоких возвышенностей от 400-600 до 1200 м над уровнем моря.
- Область предгорья - территория с высотами не более 200 м, с пологими склонами переходящими в равнину. В горной области района основными подстилающими породами являются граниты и кристаллические сланцы. В этой части выражена вертикальная поясность растительности.

Почвы маломощны, содержат большое количество щебня и относятся по механическому составу к хрящевато-каменистым суглинкам с очень небольшим содержанием илистой фракции. Состав почвообразующих пород: кристаллические сланцы, граниты, кварциты. На территории подстанции распространены бурые лесные почвы.

Район, где размещается подстанция, попадает в зону влияния промышленных источников загрязнения. В соответствии с ГОСТ 9920-89, табл.1.9.1 ПУЭ 7-го издания изоляция вновь устанавливаемого оборудования и ошиновки принята для I степени загрязненности атмосферы с удельной длиной пути утечки не менее 1.6 см/кВ.

Сейсмичность района площадки подстанции составляет 7 баллов.

Климат района расположения подстанции по типу относится к резкоконтинентальному, характеризующимся суровой длинной зимой и коротким жарким летом.

1 Температура воздуха:

- абсолютная максимальная 37.1 °С
- абсолютная минимальная минус 49.8 °С
- среднегодовая 3.6 °С

2 Скорость ветра

- а) возможная 1 раз в 25 лет с 10 минутным интервалом осреднения на высоте 10 метров

(согласно ПУЭ 7 изд.) 32 м/с

- б) возможная 1 раз в 5 лет с 10 минутным интервалом осреднения на высоте 10 метров

(согласно СНиП 2.0107-85') 22 м/с.

3 Толщина стенки гололеда

- а) повторяемостью 1 раз в 25 лет плотностью 0.9 г/см³ на высоте 10 метров (согласно ПУЭ 7 изд.) 20 мм (III р-н)

- б) повторяемостью 1 раз в 5 лет плотностью 0,9 г/см³ на высоте 10 метров (согласно СНиП 2.01.07-85* 10 мм (III р-н)

По ГОСТ 15543.1-89, ГОСТ 15150-69 устанавливаемое открытое оборудование принимается исполнения УХЛ1.

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 к.з. предварительно определяют:

- начальное действующее значение апериодической составляющей тока к.з. и значение этой составляющей в расчетный момент времени;
- начальное значение апериодической составляющей тока короткого замыкания и значение этой составляющей в расчетный момент времени;
- ударный ток к.з.

Аналитический метод расчёта тока короткого замыкания включает:

- составление эквивалентной схемы замещения и определение параметров элементов схемы;
- преобразование схемы замещения;
- определение тока к.з.

Проверка на электродинамическую стойкость производится по току трехфазного к.з.; на термическую стойкость – по току трехфазного или двухфазного к.з.; на отключающую способность выключателей - по току трехфазного к.з., а для сетей 110 кВ и выше - дополнительно по току однофазного к.з.

К допущениям, упрощающим расчёты и не вносящие существенных погрешностей относятся следующие:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают емкостную проводимость линий;

- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток к.з. учитывают приближенно;
- насыщение магнитных систем не учитывается, что позволяет считать не зависящими от тока и постоянными индуктивные сопротивления элементов короткозамкнутой цепи;
- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов в течение процесса короткого замыкания не изменяются;
- не учитывают влияние нагрузки;
- при вычислении тока к.з. обычно пренебрегают активным сопротивлением цепи, если отношение более трех.

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

- проверка оборудования в условиях короткого замыкания должна проводиться по значениям суммарного тока короткого замыкания при повреждении на шинах РУ;
- расчет ударного тока и апериодической составляющей тока к.з. выполняются по эквивалентным постоянным времени T_a .

2.2 Расчёт параметров схемы замещения

Расчет выполню в относительных единицах приближенным способом для принятой базисной мощности $S_б = 100$ МВА [4].

Исходная схема электрической сети (рисунок 1).

По составленной схеме, учитывая сопротивления всех элементов сети (трансформатор, линия, система) составляется схема замещения (рисунок 2).

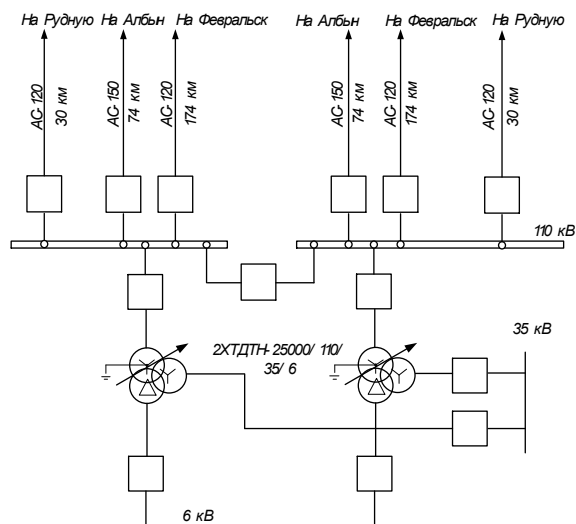


Рисунок 1 – Исходная схема сети

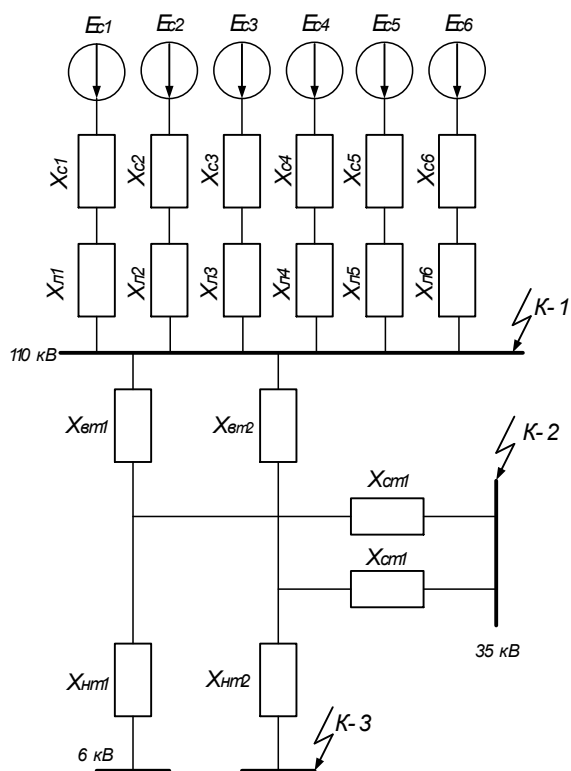


Рисунок 2 – Схема замещения

Произведем расчет параметров схемы замещения.

Напряжения короткого замыкания каждой пары обмоток трансформаторов:

- трансформатор номинальной мощностью $S_{т. ном} = 25 \text{ МВА}$:

$U_{КВ-С} = 10,5 \%$; $U_{КВ-Н} = 17,5 \%$; $U_{КС-Н} = 6,5 \%$;

Напряжения короткого замыкания для каждой стороны трансформатора находим по формулам, %:

$$U_{KB} = 0.5 \cdot (U_{KB-C} + U_{KB-H} - U_{KC-H}), \quad (1)$$

$$U_{KC} = 0.5 \cdot (U_{KB-C} + U_{KC-H} - U_{KB-H}), \quad (2)$$

$$U_{KH} = 0.5 \cdot (U_{KB-H} + U_{KC-H} - U_{KB-C}). \quad (3)$$

Сопротивления трансформаторов определим по формулам:

$$X_{TB} = \frac{U_{KB}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{т.ном}}, \quad (4)$$

$$X_{TC} = \frac{U_{KC}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{т.ном}}, \quad (5)$$

$$X_{TH} = \frac{U_{KH}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{т.ном}}. \quad (6)$$

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

Сопротивление системы можно определить по формуле:

$$X_C = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_K} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{кз}}, \quad (7)$$

где $S_{\bar{\sigma}}$ – базисная мощность, МВА;

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

Определим сопротивления линий:

$$X_L = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2}. \quad (8)$$

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

l – длина линии, км;

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

2.3 Расчёт токов КЗ

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

$$I_{\text{ПО}} = \frac{E_{\text{экв}}}{X_{\text{экв}}} . \quad (9)$$

где $E_{\text{экв}}$ – эквивалентная ЭДС ;

$X_{\text{экв}}$ – эквивалентное сопротивление.

Ударный ток короткого замыкания определим по формуле [4]:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{ПО}} . \quad (10)$$

где $K_{\text{у}}$ - ударный коэффициент;

Ток двухфазного КЗ определим по формуле [4]:

$$I_{\text{ПО}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{ПО}} . \quad (11)$$

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

Таблица 1 – Токи короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{\text{НО}(3)}=I_{\text{нт}}, \text{кА}$	$T_{\text{а}}, \text{с}$	$K_{\text{у}}$	$i_{\text{у}}, \text{кА}$
<i>K1 (110 кВ)</i>	<i>3,4</i>	<i>0,03</i>	<i>1,716</i>	<i>8,3</i>
<i>K2 (35 кВ)</i>	<i>4,3</i>	<i>0,02</i>	<i>1,62</i>	<i>9,8</i>
<i>K3 (6 кВ)</i>	<i>18,4</i>	<i>0,05</i>	<i>1,82</i>	<i>47,4</i>

3 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

3.1 Общие положения

К основному электрическому оборудованию на РУ относятся: высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы напряжения и тока, ограничители перенапряжений, жесткие и гибкие шины. Оборудование выбирается по номинальному напряжению и максимальному рабочему току, и проверяется на термическую и динамическую стойкость.

3.2 Выбор выключателей

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.

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

$$I_{p.max} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131 \text{ A}.$$

Проверяется:

- по отключающей способности;
- по термической устойчивости.

На ОРУ 110 кВ в ячейках линий ВЛ-110 Албын 1,2; Февральск 1,2 и в ячейке секционного выключателя установлены элегазовые выключатели ЗАР1DT-110 со встроенным пружинным приводом и встроенными трансформаторами тока. Принимаем эту же марку выключателя в ячейках ВЛ-

110 Рудная 1,2 и в ячейке обходного выключателя. Выключатель в ячейке трансформатора также заменяем на ЗАР1DT-110 со встроенным пружинным приводом.

Расчётное значение термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) \quad (15)$$

где $t_{\text{отк}}$ – время отключения;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока к. з.; $T_a=0,03$ с [1].

Время отключения определяем по выражению:

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

$$t_{\text{отк}} = 2,5 + 0,055 = 2,6$$

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

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

$$B_K = 3,4^2 \cdot (2,6 + 0,03) = 30,4 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$$

Допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{\text{а.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{\text{отк.ном}}}{100} \quad (17)$$

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

$$i_{\text{а.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 63}{100} = 35,64 \text{ кА}.$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени t :

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot e^{\frac{\tau}{T_a}} \cdot I_{p.\text{max}}, \quad (18)$$

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 3,4 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,03}} \cdot 131 = 451,34 \text{ A}$$

Проверка выключателя по тепловому импульсу тока к. з. на термическую стойкость :

$$B_K \leq I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}}, \quad (19)$$

$$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$$

Таблица 2 – Сравнение расчётных и каталожных данных выключателя ЗАР1DT-110

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 2500 \text{ А}$	$I_{p.\text{max}} = 131 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{\text{вкл}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 3,4 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$i_{\text{вкл}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 8,3 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}}$
$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 3,4 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл.ном}}$
$i_{a.\text{ном}} = 40 \text{ кА}$	$i_{a.t} = 0,45 \text{ кА}$	$I_{a.t} \leq i_{a.\text{ном}}$
$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 1600 \text{ кАс}^2$	$B_K = 30,4 \text{ кАс}^2$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл.ном}} \quad B_K \leq I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}}$

Таблица 3 – Сравнение расчётных и каталожных данных

Каталожные данные	Расчётные данные	ВЛ-110 кВ Рудная 1,2	Ячейка обходно-го в-ля	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p, \text{ кВ}$	110	110	$U_p \leq U_n$
$I_n = 2500 \text{ А}$	$I_{p.\text{max}}, \text{ А}$	250	131	$I_p \leq I_n$
$I_{\text{вкл}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}, \text{ кА}$	1,1	3,4	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$i_{\text{вкл}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}, \text{ кА}$	2,5	8,3	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}}$
$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}, \text{ кА}$	1,1	3,4	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл.ном}}$

Продолжение таблицы 3

<i>Каталожные данные</i>	<i>Расчётные данные</i>	<i>ВЛ-110 кВ Рудная 1,2</i>	<i>Ячейка обходно-го в-ля</i>	<i>Условия выбора</i>
$i_{a.норм} = 40 \text{ кА}$	$I_{a.t}, \text{ кА}$	0,45	0,45	$I_{a.t} \leq i_{a.норм}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1600 \text{ кАс}^2$	$B_{к}, \text{ кАс}^2$	3,1	8,3	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

По данным сравнения выключатель ЗАР1DT-110-40/2500 У1 со встроенным пружинным приводом удовлетворяет всем условиям.

При выборе разъединителей проверка на отключающую способность не производится.

Таблица 4 – Сравнение расчётных и каталожных данных разъединителя РГП-110

<i>Каталожные данные</i>	<i>Расчётные данные</i>	<i>Условия выбора</i>
$U_{н} = 110 \text{ кВ}$	$U_{р} = 110 \text{ кВ}$	$U_{р} \leq U_{н}$
$I_{н} = 2000 \text{ А}$	$I_{р.мах} = 131 \text{ А}$	$I_{р} \leq I_{н}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 8,3 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1600 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$	$B_{к} = 2,66 \text{ кА}^2 \text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

На ОРУ 110 кВ принимаю разъединители марки РГП-110/2000 УХЛ1.

3.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений, используемых 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

Проверка производится:

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{эд}} \cdot I_{1\text{ном}} \quad (20)$$

где $K_{\text{эд}}$ – кратность электродинамической стойкости;

$I_{1\text{ном}}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока;

- по термической стойкости

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

где K_T – кратность термической стойкости, величина справочная,

t_T – время термической стойкости;

- по вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока,

$Z_{2\text{ном}}$ – номинальная нагрузка трансформатора тока.

Так как индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2=r_2$. Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пр}}$ и сопротивления контактов $r_{\text{к}}$:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (22)$$

Для выбора трансформатора тока необходимо определить число и тип измерительных приборов и иметь данные о длине соединительных 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.

На ОРУ 110 кВ устанавливаю цифровой мультиметр щитового исполнения марки DMTME-96.

DMTME-96: Измерительный прибор DMTME объединяет (в одном приборе) функции вольтметра, амперметра, измерителя коэффициента мощности, ваттметра, варметра, частотомера, счётчика активной и реактивной мощности. Трёхфазный мультиметр с четырьмя дисплеями используется для

измерения основных электрических величин с отображением максимальных, минимальных и средних значений. Мультиметр имеет два выхода, с которых можно или снимать импульсы, пропорциональные потреблению активной и реактивной энергии, или использовать для активации сигнала тревоги при измерении сетевых параметров. Прибор может быть использован для хранения данных по уровню потребления электрической энергии.

Потребляемая мощность прибора:

$$S_{\text{приб}} \leq 6 \text{ ВА}$$

Выбираю марку трансформатора тока ТРГ– 110.

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (23)$$

где $S_{\text{ПРИБ}}$ – мощность, потребляемая прибором DMTME - I - 485 – 96;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, $I_2 = 5 \text{ А}$.

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

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (24)$$

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

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2 \cdot \sqrt{3}} , \quad (25)$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{30}{25 \cdot \sqrt{3}} = 0,7 \text{ Ом} ,$$

$$r_{\text{пр}} = 0,7 - 0,24 - 0,1 = 0,36 \text{ Ом} .$$

Определим сечение проводов по формуле:

$$S = \rho \cdot \frac{L}{r_{np}}, \quad (26)$$

где L – длина соединительных проводов ($L = 100$ м); зависимость длины провода от напряжения приведена в таблице 6.

ρ - удельное сопротивление (для меди $\rho = 0,0175$ Ом*мм²/м).

$$S = 0,0175 \cdot \frac{100}{0,36} = 4,86 \text{ мм}^2.$$

Выбираю кабель марки КРВГ сечением 6 мм².

Таблица 5 - Зависимость длины соединительных проводов от номинального напряжения

$U_H, \text{кВ}$	$L, \text{м}$
6 – 10	5 – 6
35	60 - 80
110	75 - 100

Сопротивление проводов:

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

$$r_{np} = \frac{100 \cdot 0,0175}{6} = 0,29 \text{ Ом}.$$

Тогда сопротивление нагрузки будет следующим:

$$r_{нагр} = 0,29 + 0,24 + 0,1 = 0,63 \text{ Ом}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 7.

Таблица 6 – Сравнение расчётных и каталожных данных трансформатора тока ТРГ-110

<i>Каталожные данные</i>	<i>Расчётные данные</i>	<i>Условия выбора</i>
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 300 \text{ А}$ Класс точности 0,2S	$I_{p.\text{max}} = 131 \text{ А}$ Коэффициент трансформации 300/5	$I_p \leq I_n$
$Z_{ном} = 0,7 \text{ Ом}$	$Z_{нагр} = 0,63 \text{ Ом}$	$Z_{np} \leq Z_n$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1600 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$	$B_k = 2,66 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{уд} = 8,3 \text{ кА}$	$I_{дин} \leq I_{уд}$

Трансформатор тока ТРГ – 110-40/300 удовлетворяет всем условиям.

3.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

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

$$S_{2\text{сум}} \leq S_{\text{ном}},$$

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

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

Трансформаторы напряжения предназначены для питания вольтметровых обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Должно соблюдаться условие:

$$S_{2\text{сум}} \leq S_{\text{доп}}$$

Мощность измерительных приборов и системы учета равна мощности установленных измерительных приборов:

Таблица 7 – Нагрузка вторичной цепи трансформатора напряжения 110 кВ

	Фаза А	Фаза В	Фаза С	Итого
Вольтметр СВ3020	1	1	1	3
Частотометр СС3020	1	1	1	3
DMTME-96	6	6	6	6

$$S_{2\text{сум}}=78 \text{ ВА.}$$

На ОРУ 110 кВ установлен трансформатор напряжения НАМИ – 110 УХЛ 1.

Таблица 8 – Сравнение расчётных и каталожных данных трансформатора тока НАМИ-110

<i>Каталожные данные</i>	<i>Расчётные данные</i>	<i>Условия выбора</i>
$U_n=110 \text{ кВ}$	$U_p=110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 150 \text{ ВА}$	$S_p = 78 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

3.5 Выбор шинных конструкций

3.5.1 Общие положения

Выбор жестких шин:

Выбор сечения сборных шин производится по нагреву (допустимому току).

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}} \quad (28)$$

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

$I_{\text{доп}}$ - допустимый ток для шины выбранного сечения /6,10/, А.

Далее жесткие шины проверяют на термическую стойкость при коротких замыканиях:

$$q \geq \frac{\sqrt{B_K}}{C} \quad (29)$$

где q - выбранное сечение, мм²;

B_K - тепловой импульс тока короткого замыкания;

$C=91 \text{ A} \cdot \text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$ - расчетный коэффициент для алюминиевых шин.

3.5.2 Выбор гибких шин 110 кВ:

- проверка сечения на нагрев производится по допустимому току;

- проверка по условию короны: необходима для гибких проводников ОРУ

при напряжении 110 кВ и выше.

Выбор гибких шин на ОРУ 110 кВ.

Максимальный рабочий ток:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (30)$$

$$I_{\max} = \frac{113}{\sqrt{3} \cdot 110} = 593 \text{ A}$$

Принимаем провод АС-240/39 со следующими характеристиками:
 $q=240\text{мм}^2$, $I_{\text{доп}}=610\text{А}$, $d=21.6\text{мм}$.

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

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) \quad (31)$$

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

r_0 – радиус провода, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}}\right) = 32 \text{ кВ / см}$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (32)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

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

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{1,08 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 300}{1,08}} = 14,8 \text{ кВ / см} \quad (33)$$

Провода не будут коронировать если выполняется условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (34)$$

$$1,07 \cdot 14,8 = 15,84 \leq 0,9 \cdot 32 = 28,8$$

Минимальное сечение:

$$q \geq \frac{\sqrt{B_K}}{C}$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{30,4}}{70} = 79 \text{ мм}^2$$

$$q_{\min} \leq q_{\text{табл}}$$

3.5.3 Выбор и проверка жестких шин на 6 и 35 кВ

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

Сборные шины и ошиновка 6 –10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных фарфоровых изоляторах.

Ток продолжительного режима:

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

$$I_{\text{норм}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 6} = 2406 \text{ A}$$

$$I_{\text{р.маx}} = 1,35 \cdot I_{\text{норм}} \quad (36)$$

$$I_{\text{р.маx}} = 1,35 \cdot 2406 = 3,25 \text{ кА}$$

Принимаю шины прямоугольного сечения алюминиевые 2х(100х8) мм;
 $S=800\text{мм}^2$, $I_{\text{ном}}=1625 \text{ A}$

С учётом поправочного коэффициента на температуру 0,94 определим

$$I_{\text{дон}} = 0,94 \cdot 3250 = 3055 \text{ A}$$

Проверка по термической стойкости:

$$I_{\text{по}}=18,4 \text{ кА}, T_a=0,05, i_{\text{уд}}=47,4 \text{ кА}$$

Тепловой импульс тока к.з.:

$$B_K = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) \quad (37)$$

$$B_K = 18,4^2 \cdot (1,055 + 0,05) = 374,1 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \quad (38)$$

$$q = \frac{\sqrt{374,1}}{91} = 213 \text{ мм}^2$$

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

Шины термически стойкие.

Проверка на механическую прочность.

Принимаем, что шины соединены жёстко, тогда момент сопротивления

$$W_{yo-yo} = 167 \text{ см}^3$$

Напряжение в материале шин:

$$\sigma_{\phi.\max} = 2,2 \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W_{yo-yo}} \cdot 10^{-8} \quad (39)$$

где $l = 2 \text{ м}$;

$a = 0,8$ – расстояние между фазами.

$$\sigma_{\phi.\max} = 2,2 \cdot \frac{47,4^2 \cdot 2^2}{0,8 \cdot 167} \cdot 10^{-8} = 1,48 \text{ МПа}$$

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

Таким образом, шины механически прочны.

Выбор жёстких шин 35 кВ.

Ток продолжительного режима:

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (40)$$

$$I_{\text{норм}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 35} = 412 \text{ А}$$

$$I_{\text{р.макс}} = 1,35 \cdot I_{\text{норм}} \quad (41)$$

$$I_{\text{р.макс}} = 1,35 \cdot 412 = 556,2 \text{ кА}$$

Принимаю шины алюминиевые круглого сечения диаметром 20 мм,
 $I_{\text{ном}} = 650 \text{ А}$.

С учётом поправочного коэффициента на температуру 0,94 определим

$$I_{don} = 0,94 \cdot 650 = 611 \text{ A}$$

Проверка по термической стойкости:

$$I_{по} = 4,3 \text{ кА}, T_a = 0,02, i_{уд} = 9,8 \text{ кА}$$

Тепловой импульс тока к.з.:

$$B_K = I_{по}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (42)$$

$$B_K = 4,3^2 \cdot (2,055 + 0,02) = 38,92 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \quad (43)$$

$$q = \frac{\sqrt{38,92}}{91} = 69 \text{ мм}^2$$

$$S = \pi \cdot r^2 \quad (44)$$

$$S = 3,14 \cdot 10^2 = 314 \text{ мм}^2$$

$$q_{\min} < S$$

Шины термически стойкие.

3.5.4 Выбор изоляторов

Изолятор 110 кВ:

Выбираем опорный изолятор марки ИОС – 110 – 400 У1, Fразр = 4000Н.

Сила на изгиб:

$$F_{из} = 1,62 \cdot \frac{i_{уд} \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (45)$$

$$F_{uz} = 1,62 \cdot \frac{8300^2 \cdot 2}{0,2} \cdot 10^{-7} = 111,6 \text{ Н}$$

$$F_{расч} = 1,5 \cdot 111,6 = 167,4 \text{ Н}$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр} \tag{46}$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 4000 = 2400 \text{ Н}$$

$$F_{дон} \geq F_{расч}$$

Опорный изолятор марки ИОС – 110 – 400 У1 механически прочен.

Изолятор 35 кВ:

Выбираем опорный изолятор марки ИОС – 35 – 1000 У1, Гразр
=10000Н.

Сила на изгиб:

$$F_{uz} = 1,62 \cdot \frac{i_{уд} \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \tag{47}$$

$$F_{uz} = 1,62 \cdot \frac{9800^2 \cdot 2}{0,2} \cdot 10^{-7} = 155,6 \text{ Н}$$

$$F_{расч} = 1,5 \cdot 155,6 = 233,4 \text{ Н}$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр} \tag{48}$$

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

$$F_{дон} \geq F_{расч}$$

Опорный изолятор марки ИОС – 35 – 1000 У1 механически прочен.

Изолятор 6 кВ:

Выбираем опорный изолятор марки ОФ – 10 – 2000 У3, Гразр =20000Н,
Низ = 134 мм.

Сила на изгиб:

$$F_{из} = 1,62 \cdot \frac{i_{уд} \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (49)$$

$$F_{из} = 1,62 \cdot \frac{47430^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 911 \text{ Н}$$

$$F_{расч} = 1,5 \cdot 911 = 1366,5 \text{ Н}$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} \quad (50)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 20000 = 12000 \text{ Н}$$

$$F_{доп} \geq F_{расч}$$

Опорный изолятор марки ОФ – 10 – 2000 УЗ механически прочен.

3.6 Выбор ОПН

ОПН предназначен для защиты изоляции электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений. ОПН состоят из колонок металлооксидных варисторов. Эти колонки заключаются в полимерные или фарфоровые покрышки.

Основными характеристиками ОПН являются:

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

Для определения расчётной величины рабочего напряжения ограничителей нужно знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{нр}$, которое для сетей 110 кВ определяется по формуле:

$$U_{нр} = 1,05 \cdot U_{ном.сети} \quad (51)$$

$$U_{np} = 1,05 \cdot 110 = 115,5 \text{ кВ}$$

Время действия релейной защиты составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент КВ, учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1,52 /4, с.11.рис.2.1/.

Расчетная величина длительно допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{pnp} = \frac{U_{np}}{K_B} \tag{52}$$

$$U_{pnp} = \frac{115,5}{1,52} = 76 \text{ кВ}$$

По длительно допустимому напряжению выбираю ОПН-110/77.

При выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n \tag{53}$$

где U – величина неограниченных перенапряжения;

U_{ост}– остающееся напряжение на ограничителе, U_{ост}=187 кВ;

Z – волновое сопротивление линии, Z=470 Ом /5, с. 201/;

T – время распространения волны;

N – количество последовательных токовых импульсов.

Значение U можно рассчитать по формуле:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0} \tag{54}$$

где U₀– напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения;

k – коэффициент полярности, k = 0,2 * 10⁻³ ;

l – длина защищенного подхода.

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 900} = 661,675 \text{ кВ}$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c} \quad (55)$$

где β – коэффициент затухания волны;

c – скорость распространения волны.

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

Тогда поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{661,765 - 187}{470} \right) \cdot 187 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 2 = 680 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}} \quad (56)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{680}{110} = 6,18 \text{ кДж}$$

Окончательно выбираю ОПН – 110/77/10 удельной энергоемкостью 10 кДж/кВ.

Выбор ОПН для РУ 35 и 6 кВ выполняется аналогично.

ОПН-35 кВ:

Поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{661,765 - 37}{411} \right) \cdot 37 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 2 = 202,5 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{202,5}{35} = 5,8 \text{ кДж}$$

Принимаем к установке ОПН-35-40,5/10 удельной энергоёмкостью 10 кДж/кВ.

ОПН-6 кВ:

Поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{661,765 - 7,2}{390} \right) \cdot 7,2 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 2 = 43,5 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоёмкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{43,5}{6} = 7,25 \text{ кДж}$$

Принимаю к установке ОПН-6/7,6 удельной энергоёмкостью 7,6 кДж/кВ.

Таблица 9 – Выбранные ОПН для РУ 110, 35, 6 кВ

<i>Для РУ 110 кВ</i>	<i>ОПН – 110/77/10 УХЛ1</i>
<i>Для РУ 35 кВ</i>	<i>ОПН-35-40,5/10 УХЛ1</i>
<i>Для РУ 6 кВ</i>	<i>ОПН-6/7,6 У2</i>

3.7 Выбор комплектных распределительных устройств 6, 35 кВ

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

КРУ безопасно в обслуживании, так как все находящиеся под напряжением части закрыты металлическим кожухом.

3.7.1 Выбор КРУ на напряжение 35 кВ

На напряжение 35 кВ принимаю к установке КРУ серии К-130.

КРУ серии К-130 предназначено для приема и распределения электрической энергии в электрических сетях трехфазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц номинальным напряжением 35 кВ. КРУ серии К-130

состоит из отдельных шкафов, которые собираются на объекте в секции распределительного устройства.

В таблице 10 приведены параметры шкафа КРУ серии К – 130.

Таблица 10 – основные параметры шкафа КРУ серии К – 130 У1

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	35
Номинальный ток, А: Сборных шин шкафов	1600
Номинальный ток отключения, кА	31,5
Электродинамическая стойкость, кА	81
Тип выключателя	ВБ4-П-35-31,5/1600 У3
Тип привода к выключателю	Пружинно-моторный
Трансформатор тока	ТОЛ-35
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-35; НАМИ-35
Ограничители перенапряжения	ОПН-35 У3
Габаритные размеры шкафа КРУ, мм	
Ширина	1200
Глубина	2165
Высота	2590

Проверка выключателя на КРУ 35 кВ.

Максимальный рабочий ток:

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

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

Время отключения:

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{ов}$$

$$t_{отк} = 2 + 0,055 = 2,055 \text{ с}$$

Расчетные значения термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{ПО}^2 \cdot (t_{отк} + T_a)$$

$$B_K = 4,3^2 \cdot (2,055 + 0,02) = 38,92 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$$

Термическая стойкость выключателя:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$$

Таблица 11 – Сравнение расчётных и каталожных данных выключателя ВБ4-П-35

Каталожные данные	Расчётные данные	ВЛ-35 кВ Огоджа 1,2	ВЛ-35 кВ Златоустовск, Токур	Ячейка секцион-ного в-ля	Условия выбора
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_p, \text{ кВ}$	35	35	35	$U_p \leq U_n$
$I_n = 3150 \text{ А}$	$I_p, \text{ макс, А}$	128	135	412	$I_p \leq I_n$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{по}, \text{ кА}$	4,7	3,03	38,92	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$i_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{уд}, \text{ кА}$	3,4	2,7	9,7	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{по}, \text{ кА}$	1,5	1,2	4,3	$I_{по} \leq I_{откл.ном}$
$i_{а.норм} = 40 \text{ кА}$	$I_{а.т}, \text{ кА}$				$I_{а.т} \leq i_{а.норм}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1600 \text{ кАс}^2$	$B_k, \text{ кАс}^2$	3,4	9,7	9,7	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

По данным сравнения выключатель марки ВБ4-П-35-31,5/1600У3 удовлетворяет всем условиям.

Таблица 12 – Сравнение расчётных и каталожных данных разъединителя РГП-35

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$

Продолжение таблицы 12

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$I_n = 1000 \text{ A}$	$I_{p.max} = 412 \text{ A}$	$I_p \leq I_n$
$I_{дин} = 50 \text{ кА}$	$I_{уд} = 9,8 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1200 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$	$B_k = 38,92 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

На ОРУ 35 кВ принимаю разъединители марки РГП-35/1000 УХЛ1

Проверка трансформатора тока 35 кВ.

Выбор аналогичен выбору трансформаторов тока на напряжение 110 кВ.

Для измерений и учета электрической энергии на стороне 35 кВ принимаю амперметр, счётчики активной и реактивной энергии.

Таблица 13 – Нагрузка вторичной цепи трансформатора тока 35 кВ

Прибор	Фаза А, ВА	Фаза В, ВА	Фаза С, ВА
амперметр СА3020	2	2	2
ваттметр СР3020	1	1	1
варметр СР3020	1	1	1
Счетчик АЭ и РЭ 230AR-03R	2	2	2
Итого	6	6	6

Общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} \quad (57)$$

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

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k \quad (58)$$

$$Z_{2ном} = \frac{S_{2ном}}{I_2^2 \cdot \sqrt{3}}, \quad (59)$$

$$Z_{2ном} = \frac{40}{25 \cdot \sqrt{3}} = 0,92 \text{ Ом} ,$$

$$r_{np} = 0,92 - 0,24 - 0,1 = 0,58 \text{ Ом} .$$

Определим сечение проводов:

$$S = \rho \cdot \frac{L}{r_{np}}$$

$$S = 0,0175 \cdot \frac{80}{0,58} = 2,4 \text{ мм}^2 .$$

Выбираю кабель марки КРВГ сечением 4 мм². Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$r_{np} = \frac{L \cdot \rho}{S}$$

$$r_{np} = \frac{80 \cdot 0,0175}{4} = 0,35 \text{ Ом} .$$

Тогда сопротивление нагрузки будет следующим:

$$r_{нагр} = 0,35 + 0,24 + 0,1 = 0,7 \text{ Ом}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 12.

Таблица 14 – Сравнение расчётных и каталожных данных трансформатора тока ТОЛ-35

<i>Каталожные данные</i>	<i>Расчётные данные</i>	<i>Условия выбора</i>
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 1000 \text{ А}$ Класс точности 0,2S	$I_{p.max} = 412 \text{ А}$ Коэффициент трансформации 1000/5	$I_p \leq I_n$

Продолжение таблицы 14

<i>Каталожные данные</i>	<i>Расчётные данные</i>	<i>Условия выбора</i>
$Z_{ном} = 0,9 \text{ Ом}$	$Z_{нагр} = 0,89 \text{ Ом}$	$Z_{нр} \leq Z_n$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1600 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$	$B_k = 4,62 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{уд} = 9,8 \text{ кА}$	$I_{дин} \leq I_{уд}$

Трансформатор тока ТОЛ – 35-40/1000 удовлетворяет всем условиям.

Проверка трансформаторов напряжения на 35 кВ

Выбираю трансформатор напряжения типа НАМИ 35 – УХЛ1.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

Таблица 15 – Нагрузка вторичной цепи трансформатора напряжения 35 кВ

Прибор	Фаза А	Фаза В	Фаза С	Итого	Суммарная мощность
Вольтметр СВ3020	1	1	1	3	4х3
Частотомер СС3020	1	1	1	3	2х3
Ваттметр СР3020	1	1	1	3	2х3
Варметр СР3020	1	1	1	3	2х3
Счетчик АЭ и РЭ 230АР-03R	2	2	2	6	7х6

$$S_{2\text{сум}}=72 \text{ ВА.}$$

Таблица 16 – Сопоставление расчётных и каталожных данных трансформатора напряжения НАМИ-35

<i>Каталожные данные</i>	<i>Расчётные данные</i>	<i>Условия выбора</i>
$U_n=35 \text{ кВ}$	$U_p=35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 30 \text{ ВА}$	$S_p = 72 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

3.7.2 Выбор КРУ на напряжение 6 кВ

На напряжение 6 кВ принимаю к установке КРУ серии К – 105 с выключателями ВВЭ – М – 10 – 31,5/3150У3 на большие отключаемые токи КЗ.

КРУ серии К – 105 имеет:

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

КРУ серии К-105 рассчитаны на применение вакуумных и элегазовых высоковольтных выключателей данного напряжения.

КРУ безопасны в работе:

- имеется надёжная блокировка от неправильных действий обслуживающего персонала;
- с помощью смотровых окон обеспечено наблюдение за оборудованием;
- предусмотрено заземление любого участка главных цепей КРУ с помощью стационарных заземляющих разъединителей.

В таблице 17 приведены параметры шкафа КРУ серии К – 105.

Таблица 17 – основные параметры шкафа КРУ серии К – 105 У1

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток, А: Сборных шин шкафов	3150
Номинальный ток отключения, кА	31,5
Электродинамическая стойкость, кА	51
Тип выключателя	ВВЭ-М-10-31,5/3150 У3
Параметры	Значения
Тип привода к выключателю	Электромагнитный
Габариты шкафа, мм:	750/3100/2725
Трансформатор тока	ТОЛ-6,10
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-6,10; НТМИ-6,10
Ограничители перенапряжения	ОПН-6,10 У3

Параметры	Значения
Габаритные размеры шкафа КРУ, мм	
Ширина	1125
Глубина	1500
Высота	2340

Проверка выключателя на КРУ 6 кВ.

$$I_{p.\max} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 6} = 2406 \text{ A}$$

Расчетные значения термической устойчивости выключателя:

$$B_k = 18,4^2 \cdot (0,2 + 0,05) = 84,64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Термическая стойкость выключателя:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 1 = 992,25 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$$

Таблица 18 – Сравнение расчётных и каталожных данных выключателя ВВЭ-М-10

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 2500 \text{ A}$	$I_{p.\max} = 2406 \text{ A}$	$I_p \leq I_n$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{но} = 18,4 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$i_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{уд} = 8,3 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{но} = 18,4 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$
$I_{a.ном} = 60 \text{ кА}$	$I_{ат} = 51,25 \text{ кА}$	$I_{a.t} \leq i_{a.ном}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 992,25 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$	$B_k = 84,64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

По данным сравнения выключатель марки ВВЭ-М-10-31,5/2500 УЗ удовлетворяет всем условиям.

Проверка трансформатора тока 6 кВ.

Для измерений и учета электрической энергии на стороне 6 кВ принимаем амперметр, счётчики активной и реактивной мощности.

Таблица 19 – Нагрузка вторичной цепи трансформатора тока 10 кВ

Прибор	Фаза А, ВА	Фаза В, ВА	Фаза С, ВА
амперметр СА3020	2	2	2
ваттметр СР3020	1	1	1
варметр СР3020	1	1	1
Счетчик Меркурий 230AR-03R	2	2	2
Итого	6	6	6

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (60)$$

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

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (61)$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2 \cdot \sqrt{3}}, \quad (62)$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{30}{25 \cdot \sqrt{3}} = 0,7 \text{ Ом},$$

$$r_{\text{пр}} = 0,7 - 0,24 - 0,1 = 0,36 \text{ Ом}$$

Определим сечение проводов:

$$S = 0,0175 \cdot \frac{6}{0,36} = 0,29 \text{ мм}^2.$$

Выбираю кабель марки КРВГ сечением 4мм². Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$r_{np} = \frac{6 \cdot 0,0175}{2,5} = 0,042 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет следующим:

$$r_{нагр} = 0,042 + 0,24 + 0,1 = 0,382 \text{ Ом}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 9.

Таблица 20 – Сравнение расчётных и каталожных данных трансформатора тока ТОЛ-10

<i>Каталожные данные</i>	<i>Расчётные данные</i>	<i>Условия выбора</i>
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 3000 \text{ А}$ Класс точности 0,2S	$I_{p.max} = 2406 \text{ А}$ Коэффициент трансформации 3000/5	$I_p \leq I_n$
$Z_{ном} = 0,462 \text{ Ом}$	$Z_{нагр} = 0,38 \text{ Ом}$	$Z_{np} \leq Z_n$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1400 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$	$B_k = 84,64 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$I_{уд} = 47,3 \text{ кА}$	$I_{дин} \leq I_{уд}$

Трансформатора тока ТОЛ - СЭЦ– 10 удовлетворяет всем условиям.

Проверка трансформаторов напряжения на 6 кВ

Мощность измерительных приборов и системы учета равна мощности установленных измерительных приборов:

Таблица 21 – Нагрузка вторичной цепи трансформатора напряжения 35 кВ

Прибор	Фаза А	Фаза В	Фаза С	Итого	Суммарная мощность
Вольтметр СВ3020	1	1	1	3	4х3

Продолжение таблицы 21

Прибор	Фаза А	Фаза В	Фаза С	Итого	Суммарная мощность
Частотомер СС3020	1	1	1	3	2х3
Ваттметр СР3020	1	1	1	3	2х3
Варметр СР3020	1	1	1	3	2х3
Счетчик АЭ и РЭ 230AR-03R	2	2	2	6	8х6

$$S_{2\text{сум}}=78 \text{ ВА.}$$

Таблица 22 – Сравнение расчётных и каталожных данных трансформатора напряжения НТМИ-10

<i>Каталожные данные</i>	<i>Расчётные данные</i>	<i>Условия выбора</i>
$U_n=10 \text{ кВ}$	$U_p=10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 150 \text{ ВА}$	$S_p = 78 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

Трансформатор напряжения НТМИ – 10 УХЛ1 удовлетворяет всем условиям.

3.8 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, охлаждение трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения.

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

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается исходя из нагрузок собственных нужд.

Таблица 23 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		Cos φ	Нагрузка	
	кВт х п	Всего		P _{уст} , кВт	Q _{уст} , кВт
Охлаждение ТДТН-25000/110/35/10	10,3х2	20,6	0,85	20,6	12,8
Подогрев ЗАРІДТ-110	20,4х10	204	1	204	-
Отопление и освещение ОПУ	-	100	1	100	-
Освещение ОРУ	-	10	1	10	-
Прочие	-	46	1	46	-
Итого				380,6	12,8

Расчетная нагрузка при K_c = 0,8 :

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

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{380,6^2 + 12,8^2} = 380,8 \text{ кВА}$$

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

$$S_{расч.тр} = \frac{380,8}{1,4} = 272 \text{ кВА}$$

Принимаю к установке два трансформатора ТСЗ-400/6/0,4.

3.9 Выбор аккумуляторных батарей

Аккумуляторные батареи в установках постоянного тока используются для питания сетей управления, автоматики и сигнализации, и для освещения. На подстанции устанавливаю аккумуляторные батареи типа 2 VE540 номинальной ёмкостью 540 А/ч. Основа пластин - сплав с добавлением сурьмы. В качестве электролита используется разбавленная серная кислота, плотностью, от 1,24 до 1,28 кг/л.

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме постоянного подзаряда, :

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

где n_0 - число основных элементов в батарее;

$U_{ш}$ - напряжение на шинах, В;

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

$U_{пз} = 2,15$ В.

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 108$$

В режиме аварийного разряда при напряжении на элементе 1,75В, а на шинах не ниже номинального (220В):

$$n_0 = \frac{230}{1,75} = 130$$

Типовой номер батареи N выбирается по формуле:

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{I_{уст}}{j}$$

$$N = 1,05 \cdot \frac{155}{24} = 6,78$$

Принимаю типовой номер батареи 8.

Проверка по максимальному толчковому току:

$$46 \cdot N \geq I_{T \max} \quad (66)$$

где 46 – коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку;

$I_{T \max}$ – наибольший толчковый ток.

$$46 \cdot 8 = 368 > 360$$

Проверка на отклонение напряжение при наибольшем толчковом токе:

$$I_{p(N=1)} = \frac{I_{T\max}}{N} \quad (67)$$

$$I_{p(N=1)} = \frac{360}{8} = 45 \text{ кА}$$

Принятые аккумуляторы обеспечивают все условия.

Ток подзаряда:

$$I_{ПЗ} = 0,15 \cdot N + I_n$$

$$I_{ПЗ} = 0,15 \cdot 8 + 20 = 21,2 \text{ А}$$

Напряжение подзаряда:

$$U_{ПЗ} = 2,2 \cdot n$$

$$U_{ПЗ} = 2,2 \cdot 108 = 237,6 \text{ В}$$

Расчётная мощность:

$$P_{ПЗ} = U_{ПЗ} \cdot (I_{ПЗ} + I_n)$$

$$P_{ПЗ} = 237,6 \cdot (21,2 + 20) = 9,8 \text{ кВт}$$

Принимаю зарядно-подзарядный агрегат типа ВАЗП-380/260-40/80, технические данные которого удовлетворяют условиям выбора:

$$I_{ЗПУ} = 80 \text{ А} > (I_{ПЗ} + I_{П}) = 41,2 \text{ А}$$

$$P_{ЗПУ} = 20,8 \text{ кВт} > P_{\text{расч.ЗП}} = 9,8 \text{ кВт}$$

4 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

4.1 Расчёт заземлителя

Контур заземлителя сетки должен быть расположен с учётом выхода за пределы оборудования по 1,5 м (чтобы человек при прикосновении к оборудованию находился в пределах заземлителя) [2].

Площадь заземлителя:

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

$$S = (92 + 2 \cdot 1,5) \cdot (92 + 2 \cdot 1,5) = 9025 \text{ м}^2$$

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

$$d = 20 \text{ мм}$$

Проверку выбранного сечения проводника производится по условиям:

Механической прочности:

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

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

Термической стойкости:

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

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

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

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

Коррозийной стойкости:

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

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

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

$$F_{КОР} = 3,04 \cdot 0,102 \cdot (20 + 0,102) = 6,4 \text{ мм}^2$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять следующему условию:

$$F_{М.П.} \geq F_{\min} \geq F_{КОР} + F_{Т.С.} \text{ мм}^2;$$

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

Если выполняется условие:

$$F_{М.П.} \geq F_{\min} \geq F_{КОР} + F_{Т.С.} \text{ мм}^2;$$

$$F_{М.П.} = 314,16 > F_{\min} = 259,94 \text{ мм}^2, \text{ то принимаем } d = 20 \text{ мм}.$$

Принимаю расстояние между полосами сетки: $l_{П-П} = 6$ м.

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot S}{l_{П-П}} \quad (72)$$

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot 9025}{6} = 3008 \text{ м};$$

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

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{Г}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (73)$$

$$m = \frac{3008}{2 \cdot \sqrt{9025}} - 1 = 14,8$$

Принимаем: $m = 15$.

Длина стороны ячейки:

$$a = \frac{\sqrt{S}}{m} \text{ м}; \quad (74)$$

$$a = \frac{\sqrt{9025}}{15} = 6,3 \text{ м}$$

При этом должно соблюдаться условие:

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

$$1,25 < 6,3 < 40$$

Величина a удовлетворяет данному условию.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1) \text{ м} \quad (75)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{9025} \cdot (15+1) = 3040 \text{ м}$$

Определение количества вертикальных электродов.

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

Расстояние между вертикальными электродами:

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

$$a = 1,5 \cdot 5 = 7,5 \text{ м}$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} \quad (76)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{9025}}{7,5} = 50,7$$

Принимаю: $n_B = 51$.

Стационарное сопротивление заземлителя [2]:

$$R = \rho_{\text{эР}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (77)$$

Где $\rho_{\text{эР}}$ - эквивалентное сопротивление грунта.

Глубина заложения заземлителей от поверхности земли:

$$h_3 = 0 \div 10 \text{ м};$$

Принимаю: $h_3 = 0,7 \text{ м}$.

Расчётное удельное эквивалентное сопротивление грунта [2]:

$$\rho_{\text{э}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^{\kappa} \quad (78)$$

Где, ρ_1, ρ_2 - удельное электрическое сопротивление верхнего и нижнего слоев грунта, Ом/м;

κ - коэффициент:

$$\kappa = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{l_6} \right) \quad \text{при} \quad 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10 \quad (79)$$

$$\kappa = 0,43 \cdot \left(h_3 + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_6} \right) \quad \text{при} \quad 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1 \quad (80)$$

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

формуле:

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

Тогда сопротивление:

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

Расчётное сопротивление R рассматриваемого искусственного заземлителя:

$$R = 31,57 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{9025}} + \frac{1}{3040 + 51 \cdot 5} \right) = 0,14 \text{ Ом}$$

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

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = \frac{5}{\sqrt{9025}} = 0,05$$

Принимаю $A_{\min} = 0,4$.

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\varepsilon} + 320) \cdot (I_M + 45)}}; \quad (81)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{7208}}{(31,57 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,86;$$

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R \cdot \alpha_u \quad (82)$$

$$R_u = 0,14 \cdot 1,86 = 0,26$$

Условие $R_u \leq 0,5$ выполняется.

4.2 Расчёт молниезащиты

Зона защиты двух равновеликих стержневых молниеотводов.

Расчет произведён для зоны защиты типа А – с надёжностью не менее 0,995.

Выбор высоты молниеотводов.

$l_1=33$ м – расстояние между ближними молниеотводами;

$l_2=36,3$ м – расстояние между удалёнными молниеотводами;

$l_3=54$ м – расстояние между молниеотводами и прожекторной мачтой.

$$L = \sqrt{l_1^2 + l_2^2 + l_3^2} \quad (83)$$

$$L = \sqrt{33^2 + 36,3^2 + 54^2} = 73 \text{ м}$$

Для молниеотвода высотой $h < 30$ м условие защиты:

$$L \leq 8 \cdot (h - h_x) \leq 8 \cdot h_a \quad (84)$$

Превышение высоты молниеотвода над высотой защищаемого объекта:

$$h_a \geq \frac{L}{8} \quad (85)$$

$$h_a \geq \frac{73}{8} = 9 \text{ м}$$

Принимаю высоту молниеотвода:

$$H = 25 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты:

$$h_{зф} = 0,85 \cdot H \quad (86)$$

$$h_{зф} = 0,85 \cdot 25 = 21,25 \text{ м}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot H) \cdot H \quad (87)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 25) \cdot 25 = 26,25 \text{ м}$$

Высота защищаемого объекта:

$h_x = 11$ м – на уровне линейного портала,

$h_x = 7,85$ м – на уровне шинного портала.

Радиус защиты на высоте защищаемого оборудования:

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot H) \cdot (H - 1,2 \cdot h_x) \quad (88)$$

На уровне линейного портала:

$$r_{x1} = (1,1 - 0,002 \cdot 25) \cdot (25 - 1,2 \cdot 11) = 12,39 \text{ м}$$

На уровне шинного портала:

$$r_{x2} = (1,1 - 0,002 \cdot 25) \cdot (25 - 1,2 \cdot 7,85) = 16,36 \text{ м}$$

Радиус защиты внутренней зоны на уровне земли при $H < L < 2H$:

$$r_c = r_0 = 26,25 \text{ м}$$

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{c1} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (l_1 - h) \quad (89)$$

$$h_{c1} = 21,25 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25) \cdot (33 - 25) = 19,8 \text{ м}$$

$$h_{c2} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (l_2 - h) \quad (90)$$

$$h_{c2} = 21,25 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25) \cdot (36 - 25) = 19,3 \text{ м}$$

$$h_{c3} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (l_3 - h) \quad (91)$$

$$h_{c3} = 21,25 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25) \cdot (54 - 25) = 16,1 \text{ м}$$

Ширина средней части зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

На уровне линейного портала:

$$r_{cx1} = r_0 \cdot \frac{h_{c1} - h_x}{h_{c1}} \quad (92)$$

$$r_{cx1} = 26,25 \cdot \frac{19,8-11}{19,8} = 11,7 \text{ м}$$

$$r_{cx2} = r_0 \cdot \frac{h_{c2} - h_x}{h_{c2}} \quad (93)$$

$$r_{cx2} = 26,25 \cdot \frac{19,3-11}{19,3} = 11,29 \text{ м}$$

$$r_{cx3} = r_0 \cdot \frac{h_{c3} - h_x}{h_{c3}} \quad (94)$$

$$r_{cx2} = 26,25 \cdot \frac{16,1-11}{16,1} = 8,3 \text{ м}$$

На уровне шинного портала:

$$r_{cx1} = r_0 \cdot \frac{h_{c1} - h_x}{h_{c1}} \quad (95)$$

$$r_{cx1} = 26,25 \cdot \frac{19,8-7,85}{19,8} = 15,8 \text{ м}$$

$$r_{cx2} = r_0 \cdot \frac{h_{c2} - h_x}{h_{c2}} \quad (96)$$

$$r_{cx2} = 26,25 \cdot \frac{19,3-7,85}{19,3} = 15,6 \text{ м}$$

$$r_{cx3} = r_0 \cdot \frac{h_{c3} - h_x}{h_{c3}} \quad (97)$$

$$r_{cx2} = 26,25 \cdot \frac{16,1-7,85}{16,1} = 13,5 \text{ м}$$

5 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА

В процессе эксплуатации в обмотках трансформаторов могут возникнуть КЗ между фазами, замыкание одной или двух фаз на землю, замыкание между витками фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов, ошиновке и в кабелях также могут возникать КЗ между фазами и КЗ на землю. В эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, такие как: прохождение через трансформатор сверхтоков при повреждении других элементов, связанных с ними; перегрузка, выделение из масла горючих газов, повышение температуры, понижение его уровня. В зависимости от опасности повреждения трансформатора, защита действует на сигнал, разгрузку или отключение трансформатора.

5.1 Дифференциальная токовая защита

Дифференциальная защита выполнена на принципе сравнения токов на входе и выходах, применяется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов и автотрансформаторов. Защита селективна, реагирует на повреждения в обмотках, на выводах и в соединениях с выключателями, и действует на отключение трансформатора без выдержки времени. Зона действия дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ) ограничивается местом установки трансформаторов тока, и включает в себя ошиновку СН, НН и присоединение ТСН, включенного на шинный мост НН. Дифференциальная защита устанавливается на одиночно работающих трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВА и выше.

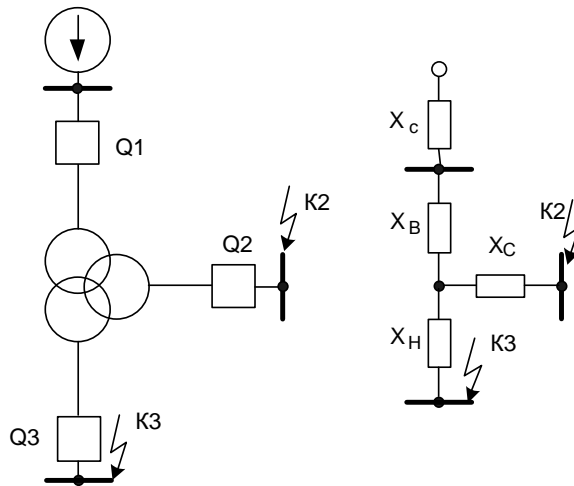


Рисунок 3 – Поясняющая схема трансформатора и схема замещения трансформатора

Таблица 24 – Справочные данные для трансформатора на ПС Коболдо

Марка трансформатора	S, МВА	U _{ВН} , кВ	U _{СН} , кВ	U _{НН} , кВ	U _{кBC} , %	U _{кBH} , %	U _{кCH} , %
ТДТН-25000/110	40	115	38,5	6,6	10,5	17,5	6,5

Для составления схемы замещения вычисляются сопротивления сторон трансформатора:

$$U_{к.В} = 0,5 \cdot (U_{кBC} + U_{кBH} - U_{кCH}), \% \quad (98)$$

$$U_{к.В} = 0,5 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75 \%;$$

$$U_{к.С} = -0,25 \%;$$

$$U_{к.Н} = 6,75 \%.$$

$$X_{т.В} = \frac{U_{кВ}}{100} \cdot \frac{U_{номВН}^2}{S_T} \text{ Ом}, \quad (99)$$

$$X_{т.в} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{115^2}{25} = 56,87 \text{ Ом};$$

$$X_{т.н} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{115^2}{25} = 35,71 \text{ Ом}.$$

Расчёт токов короткого замыкания представлен в приложении А.

Ток трехфазного и двухфазного КЗ на шинах среднего напряжения (К2):

$$I_{К2.2}^{(3)} = 4,3 \text{ кА}$$

$$I_{К2.2}^{(2)} = 3,7 \text{ кА}.$$

Ток трехфазного и двухфазного КЗ на шинах низкого напряжения (К3):

$$I_{К3.3}^{(3)} = 18,4 \text{ кА},$$

$$I_{К3.3}^{(2)} = 15,96 \text{ кА}.$$

Первичный ток трансформатора на ВН определяются по данным из первоначальной схемы:

$$I_{ном.ВН} = 131 \text{ А}.$$

Далее выберем коэффициент трансформации трансформатора тока. Ток во вторичной цепи трансформаторов тока:

$$I_{перв.i} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_i} \quad (100)$$

$$n_{ТА.расч.} = \frac{I_{перв.i} \cdot k_{сх.}}{5} \quad (101)$$

Коэффициент трансформации трансформатора тока выбираем таким, чтобы при протекании тока в первичной обмотке ток во вторичной обмотке не

превышал $I_{\text{втор.}} \leq 5A$. Поэтому, мы округляем выбранный коэффициент трансформации до больших значений, т.е. берем его “с запасом”.

$$I_{\text{втор.}i} = \frac{k_{\text{сх.}\Delta} \cdot I_{\text{перв.}i}}{n_{\text{т.уст.}}} \quad (102)$$

Расчёты проводятся для всех сторон трансформатора. Результаты расчетов приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Расчет параметров трансформаторов тока

Параметр трансформатора тока	Результаты расчёта		
	ВН	СН	НН
Первичный номинальный ток трансформатора, А	131	412	2406
Схема соединения трансформатора тока	Δ	Δ	Y
Коэффициент схемы	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	1
Коэффициент трансформации	$\frac{300}{5}$	$\frac{1000}{5}$	$\frac{3000}{5}$
Вторичные токи в плечах защиты, А	3,78	3,57	4,01

Расчет минимального тока срабатывания ДТЗ.

Минимальный ток срабатывания ДТЗ на горизонтальном участке характеристики $I_{\text{д.о}}$ при отсутствии торможения определяется по условию отстройки от тока небаланса в переходном режиме работы защищаемого трансформатора при малых сквозных токах (внешнее КЗ с низким уровнем токов КЗ) и рассчитывается по выражению:

$$I_{\text{д.о}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ}} \quad (103)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности измерительного органа, ошибки расчета и необходимый запас, и может быть принят из диапазона от 1,1 до 1,3;

$I_{НБ.РАСЧ}$ – относительный ток небаланса в переходном режиме работы трансформатора при малых сквозных токах (внешнее КЗ с низким уровнем токов КЗ), определяется по выражению:

$$I_{НБ.РАСЧ} = (K_{ОДН} \cdot K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫР} + \Delta f_{ПТТ}) \cdot I_{ТО.РАСЧ} \quad (104)$$

где $K_{ПЕР} = (1,5 \div 2,5)$ – коэффициент при использовании на разных сторонах защищаемого трансформатора односторонних трансформаторов тока; $K_{ПЕР} = (2 \div 3)$ – при использовании на разных сторонах защищаемого трансформатора разносторонних трансформаторов тока;

$K_{ОДН}$ – коэффициент односторонности трансформатора тока; для трансформаторов значение $K_{ОДН}$ следует всегда принимать равным 1;

ε – относительное значение полной погрешности ТТ в режиме, соответствующем установившемуся КЗ. Полная погрешность для ТТ 5Р и 10Р составляет 0,05 и 0,10 соответственно;

$\Delta U_{РПН}$ – относительная погрешность, обусловленная наличием РПН, принимается равной 0;

$\Delta f_{ВЫР}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч. Данная погрешность определяется погрешностями входных ТТ и аналого-цифровыми преобразователями терминала. Может быть принята равной $\Delta f_{ВЫР} = 0,02$;

$\Delta f_{ПТТ}$ – относительная погрешность выравнивания внешнего трансформатора или автотрансформатора, используемого для выравнивания значения базисного тока соответствующей стороны, если он выходит за пределы диапазона от 0,251 до 16,000 А. $\Delta f_{ПТТ} = 0,05$;

$I_{ТО.РАСЧ}$ – расчетное значение тока начала торможения, в качестве которого принимается принятое значение уставки (фирмой «ЭКРА» рекомендуется вне зависимости от принятого значения уставки принимать данное расчетное значение $I_{ТО.РАСЧ}$ равным 1).

$$I_{НБ.РАСЧ} = (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0 + 0,02 + 0,05) \cdot 18,4 = 4,97 \text{ кА},$$

$$I_{д.о} = 1,3 \cdot 4,97 = 6,46 \text{ кА.}$$

Расчет тока торможения блокировки ДТЗ.

Ток торможения блокировки $I_{Т.БЛ}$ определяется отстройкой от максимально возможного сквозного тока нагрузки Т (АТ). Ток торможения блокировки может быть принят следующим:

$$I_{Т.БЛ} = K_{ОТС} \cdot K_{ПРЕД.НАГР} \cdot I_{НОМ} \quad (105)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,1;

$K_{ПРЕД.НАГР}$ – коэффициент, определяющий предельную нагрузочную способность трансформатора в зависимости от его мощности, принимается из диапазона от 1,5 до 2,0;

$I_{НОМ}$ – относительный номинальный ток Т (АТ), определяемый по выражению:

$$I_{НОМ} = \frac{I_{НОМ.НАГР}}{I_{БАЗ.СТОП}} \cdot \frac{K_{СХ.ТТ.СТОП}}{K_{ТТ.СТОП}} \quad (106)$$

где $I_{НОМ.НАГР}$ – максимально возможный сквозной ток нагрузки Т (АТ);

$I_{БАЗ.СТОП}$ – базисный ток соответствующей стороны Т (АТ);

$K_{ТТ.СТОП}$ – коэффициент трансформации ТТ, соответствующей стороны;

$K_{СХ.ТТ.СТОП}$ – коэффициент, учитывающий схему соединения вторичных обмоток главных ТТ соответствующей стороны.

Найдем максимально возможный сквозной ток нагрузки:

$$I_{НОМ.НАГР} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} \quad (107)$$

$$I_{НОМ.НАГР} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131 \text{ А,} \quad (108)$$

Базисный ток соответствующей стороны:

$$I_{\text{БАЗ.СТОП}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 5,25 \text{ А}$$

Номинальный ток трансформатора:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{131}{5,25} \cdot \frac{\sqrt{3}}{300/5} = 0,720 \text{ А}$$

Ток торможения блокировки:

$$I_{\text{Т.БЛ}} = 1,1 \cdot 2 \cdot 0,720 = 1,58 \text{ А}$$

Коэффициент торможения ДТЗ.

Под коэффициентом торможения понимается отношение приращения дифференциального тока ($I_{\text{Д}}$) к приращению тормозного тока ($I_{\text{Т}}$). С помощью правильного выбора коэффициента торможения обеспечивается несрабатывание ДТЗ Т (АТ) в диапазоне значений тормозного тока от $I_{\text{Т.0}}$ до $I_{\text{Т.БЛ}}$.

Значение коэффициента торможения:

$$K_{\text{Т}} \geq \frac{K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ}} - I_{\text{Д.0}}}{I_{\text{Т}} - I_{\text{Т.0}}}$$

где $I_{\text{НБ}}$ – расчетный ток небаланса, вызванный протеканием по защищаемому Т (АТ), ошиновке НН Т (АТ) сквозного тока и рассчитываемый по выражению:

$$I_{\text{НБ}} = (K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ВЫБ}} + \Delta f_{\text{ПТТ}}) \cdot I_{\text{СКВ}} \quad (109)$$

где $I_{\text{СКВ}}$ – максимальное значение тока, равное току внешнего металлического КЗ, приведенное к базисному току стороны внешнего КЗ, определяемый по выражению:

$$I_{\text{СКВ}} = \frac{I_{\text{КЗ.МЕ}}}{I_{\text{БАЗ}}} \cdot \frac{K_{\text{СХ.ТТ}}}{K_{\text{ТТ}}} \quad (110)$$

$$I_{СКВ} = \frac{4300}{5,25} \cdot \frac{\sqrt{3}}{300/5} = 23,64 \text{ А}$$

$$I_{НБ} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0 + 0,02 + 0,05) \cdot 23,64 = 6,38 \text{ А},$$

Расчетный тормозной ток, определяемый по выражению:

$$I_T = \sqrt{I_{СКВ} \cdot (I_{СКВ} - I_{НБ}) \cdot \cos(15)} \quad (111)$$

$$I_T = \sqrt{23,64 \cdot (23,64 - 6,38) \cdot \cos(15)} = 19,85 \text{ А},$$

Значение коэффициента торможения получается:

$$K_T = 0,249.$$

Выбор параметра срабатывания блокировки по второй гармонике.

По опыту эксплуатации рекомендуется выбирать параметр срабатывания блокировки по второй гармонике $K_{БЛ.2}$ для защит трансформаторов на уровне 0,10.

Принимаем $K_{БЛ.2ГАР} = 0,1$.

Расчет тока срабатывания дифференциальной отсечки.

Для исключения замедления работы ДТЗ Т (АТ) при больших токах внутреннего повреждения, обусловленного работой органа блокировки по второй гармонике вследствие значительного содержания второй гармоники дифференциального тока при насыщении ТТ, должна быть предусмотрена вторая грубая ступень защиты без блокировки по второй гармонической составляющей тока. Ток срабатывания дифференциальной отсечки должен выбираться исходя из двух условий:

- отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора должна быть $I_{ОТС} \geq 6,5$;

- отстройка от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ по выражению:

$$I_{отс} = 1,5 \cdot I_{КЗ*} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{выб} + \Delta f_{птт}) \quad (112)$$

где $K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим, принимается равным 3,0;

$I_{КЗ*}$ – максимальное значение тока, равное току внешнего металлического КЗ и приведенное к базисному току стороны этого внешнего КЗ, определяется по выражению:

$$I_{КЗ*} = \frac{I_{КЗ.МЕ}}{I_{БАЗ}} \cdot \frac{K_{СХ.ТТ}}{K_{ТТ}} \quad (113)$$

$$I_{КЗ*} = \frac{4,3}{5,25} \cdot \frac{\sqrt{3}}{300/5} = 23,64 \text{ А,}$$

$$I_{отс} = 1,5 \cdot 23,64 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0 + 0,02 + 0,05) = 9,57 \text{ А.}$$

5.2 Устройство резервирования при отказе выключателя

Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) предусматривается на выключателях всех сторон защищаемого трансформатора.

УРОВ НН действует на отключение выключателей со всех сторон защищаемого трансформатора.

УРОВ ВН действует на отключение выключателей системы шин со стороны ВН.

УРОВ СН действует как УРОВ НН, если питание со стороны СН не предусмотрено, в противном случае действует как УРОВ ВН, то есть на отключение выключателей системы шин со стороны СН.

Для обеспечения быстрого возврата схемы УРОВ, если выключатель нормально отключился при действии защит, предусмотрен максимальный ИО тока. Выдержка времени УРОВ предназначена для фиксации отказа выключателя, т.е. если в течение данного времени условия пуска УРОВ сохраняются, то происходит действие на отключение всех выключателей, через

которые продолжается питание повреждения. Прием сигналов срабатывания УРОВ ВН фиксируется при длительности сигнала не менее 0,003с.

Выбор тока срабатывания УРОВ.

Значение тока срабатывания УРОВ рекомендуется выбирать по формуле:

$$I_{CP.УРОВ} = 0,05 \cdot I_{НОМ}$$

где $I_{НОМ}$ – номинальный ток присоединения.

$$I_{CP.УРОВ} = 0,05 \cdot 131 = 6,55 \text{ А.}$$

Выбор выдержки времени срабатывания УРОВ.

В соответствии с индивидуальным принципом исполнения, УРОВ каждого комплекта шкафа имеет выдержку времени, необходимую для фиксации при отказе выключателя. Это позволяет отказаться от запаса по выдержке времени. Также необходимо иметь в виду, что шкаф выполнен на современной микропроцессорной базе и обеспечивает высокую точность отсчета времени. Величина выдержки времени УРОВ должна выбираться по условию отстройки от времени отключения исправного выключателя с учетом времени возврата устройства, погрешности внутренних элементов выдержки времени и необходимого запаса определяются в соответствии с выражением:

$$T_{CP.УРОВ} = t_{ОТКЛ.В} + t_{ВОЗВ.УРОВ} + t_{ЗАП} \quad (114)$$

где $t_{ОТКЛ.В}$ – наибольшее время отключения выключателя всех сторон. Данная величина должна учитывать время срабатывания промежуточного реле или контактора, если действие на электромагнит отключения выключателя производится только через него. $t_{ОТКЛ.В} = 0,08$;

$t_{ВОЗВ.УРОВ}$ – максимальное время возврата ИО тока УРОВ. Время возврата реле тока УРОВ при сбросе входного тока от $20 I_{НОМ}$ до нуля не более 0,03 с;
 $t_{ВОЗВ.УРОВ} = 0,03$;

$t_{ЗАП}$ – время запаса, принимаемое равным 0,1 с.

$$T_{CP.УРОВ} = 0,21 \text{ с.}$$

Выбор действия УРОВ на себя.

Схема УРОВ каждого присоединения может быть выполнена с повторным действием на отключение «своего» выключателя при пуске УРОВ от защит присоединения. Это позволяет исключить излишнее срабатывание УРОВ при исправном состоянии выключателя и нарушении целостности цепи отключения от защит присоединения. Повторное действие на отключение выключателя производится через выдержку времени «Тсраб. УРОВ на себя» с контролем сигнала от реле тока УРОВ ВН. В шкафах защиты ШЭ2607 041 эта выдержка времени обозначается «Т УРОВ на себя» и задается в секундах из диапазона от 0,01 до 0,60 с шагом 0,01. По умолчанию принимается минимальное значение.

$$T_{УРОВ.на.себя} = 0,1с.$$

5.3 Токовая защита нулевой последовательности трансформатора

Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП) резервирует отключение замыканий на землю на шинах и линиях со стороны ВН защищаемого трансформатора, а также резервирует основные защиты трансформатора. Подключается к ТТ со стороны ВН.

Расчет параметра срабатывания ИО тока нулевой последовательности.

Первичный ток срабатывания ТЗНП выбирается исходя из условия:

Отстройка от тока небаланса нулевой последовательности при КЗ между тремя фазами на стороне ВН, СН или НН защищаемого трансформатора, а также за трансформаторами и автотрансформаторами данной подстанции по выражению.

$$I_{СЗ.ВН} \geq K_{ОТС} \cdot I_{0.НБ.ВН} \quad (115)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,25;

$I_{0.НБ}$ – ток небаланса нулевой последовательности в установившемся режиме при рассматриваемом внешнем КЗ между тремя фазами и рассчитываемый по выражению:

$$I_{0.НБ.ВН} = K_{НБ} \cdot I_{РАСЧ.УСТ.КЗ.ВН} \quad (116)$$

где $K_{НБ}$ – коэффициент небаланса, который в зависимости от кратности тока принимается равным 0,05;

$I_{РАСЧ.УСТ.КЗ}$ – первичный ток в месте установки защиты в установившемся режиме при рассматриваемом внешнем КЗ между тремя фазами;

$$I_{РАСЧ.УСТ.КЗ.ВН} = \frac{I_{КЗ.МЕ}}{K_{ТТ}} \quad (117)$$

$$I_{РАСЧ.УСТ.КЗ.ВН} = \frac{4300 \cdot 5}{300} = 71,7 \text{ А,}$$

Подставим это в ток небаланса нулевой последовательности:

$$I_{0.НБ.ВН} = 0,05 \cdot 71,7 = 3,585 \text{ А,}$$

Теперь подсчитаем ток срабатывания защиты:

$$I_{СЗ.ВН} \geq 1,25 \cdot 3,585 = 4,481 \text{ А,}$$

Таким же образом подсчитаем данные значения токов для СН и НН. Результаты занесем в таблицу.

Таблица 26 – Расчет токов срабатывания ТЗНП.

	Первичный ток в месте установки защиты	Ток небаланса нулевой последовательности	Ток срабатывания защиты
ВН	71,7	3,585	4,481
СН	21,5	1,075	1,343
НН	7,2	0,36	0,45

Выдержка времени ТЗНП выбирается по условиям согласования с последними ступенями защит от замыканий на землю смежных элементов. Расчет может быть выполнен по выражению:

$$t_{СЗ} = t_{СЗ.СМ} + \Delta t \quad (118)$$

где $t_{СЗ,СМ}$ – время срабатывания наиболее чувствительных ступеней смежных защит, с которыми производится согласование;

Δt – степень селективности, учитывающая время действия выключателя линии или автотрансформатора (время от подачи сигнала на отключение до разрыва тока КЗ), время возврата защиты; степень селективности принимается равной 0,4 с.

Время срабатывания ТЗНП на ВН, СН, НН принимается одинаковое:

$$t_{ТЗНП} = 0,4$$

$$t_{ТЗНП.без\ АПВ} = 0,8$$

$$t_{ТЗНП.Т2} = 1,2$$

5.4 Максимальная токовая защита

Расчет параметра срабатывания максимального ИО тока.

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки по выражению:

$$I_{С.З} \geq \frac{K_{ОТС} \cdot K_{ЗАП}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАКС} \quad (119)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, равный 1,2;

$K_{ЗАП}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят из диапазона от 1,5 до 2,5. $K_{ЗАП} = 2,5$ – для городских сетей общего назначения, $K_{ЗАП} = 2$ – для сельских сетей;

K_B – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9 (для реле максимального тока);

$I_{РАБ,МАКС}$ – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Найдем рабочий максимальный рабочий ток на ВН, СН, НН.

$$I_{РАБ.МАКС} = \frac{S_{ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (120)$$

$$I_{РАБ.МАКС.ВН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131 \text{ А},$$

$$I_{РАБ.МАКС.СН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 412 \text{ А},$$

$$I_{РАБ.МАКС.НН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 2406 \text{ А}.$$

Первичный ток срабатывания МТЗ на ВН, СН, НН:

$$I_{СР.МТЗ.ВН} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 131 = 436,7 \text{ А},$$

$$I_{СР.МТЗ.СН} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 412 = 1373,3 \text{ А},$$

$$I_{СР.МТЗ.НН} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 2406 = 8020 \text{ А}.$$

Первичный ток срабатывания МТЗ с пуском по напряжению отстраивается от максимального нагрузочного тока трансформатора без учета самозапуска для ВН, СН, НН:

$$I_{СР.МТЗ} \geq \frac{K_{ОТС}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАКС} \quad (121)$$

$$I_{СР.МТЗ.ВН} \geq \frac{1,2}{0,9} \cdot 131 = 174,7 \text{ А},$$

$$I_{СР.МТЗ.СН} \geq \frac{1,2}{0,9} \cdot 412 = 549,3 \text{ А},$$

$$I_{CP.MT3.HH} \geq \frac{1,2}{0,9} \cdot 2406 = 3208 \text{ A.}$$

Проверка коэффициента чувствительности производится при металлическом КЗ расчетного вида в расчетной точке в режиме, обуславливающим наименьшее значение этого тока, по выражению для ВН, СН, НН:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K3.MIH}}{I_{уст}} \quad (122)$$

где $I_{K3,МИН}$ – ток в месте установки защиты, приведенный к вторичным величинам, при расчетном виде КЗ в расчетной точке в режиме, обуславливающим наименьшее значение тока в месте установки защиты;

$I_{уст}$ – принятое значение тока срабатывания ИО тока МТЗ.

$$K_{\text{ч.ВН}} = \frac{I_{K3.MIH}}{I_{CP.MT3.BH}} \quad (123)$$

$$K_{\text{ч.ВН}} = \frac{979}{174,7} = 5,6$$

$$K_{\text{ч.СН}} = \frac{I_{K3.MIH} \cdot \frac{U_{НОМ.ВН}}{U_{НОМ.СН}}}{I_{CP.MT3.СН}} \quad (124)$$

$$K_{\text{ч.СН}} = \frac{979 \cdot \frac{115}{38,5}}{549,3} = 5,324$$

$$K_{\text{ч.НН}} = \frac{I_{K3.MIH} \cdot \frac{U_{НОМ.ВН}}{U_{НОМ.НН}}}{I_{CP.MT3.НН}} \quad (125)$$

$$K_{ч.СН} = \frac{979 \cdot \frac{115}{6,6}}{3208} = 5,317$$

Расчет параметра срабатывания минимального ИО напряжения.

Первичное напряжение срабатывания минимального ИО напряжения выбирают исходя из следующих условий:

Обеспечение возврата реле после отключения внешнего КЗ для ВН, СН, НН:

$$U_{сз} \leq \frac{U_{мин}}{K_{отс} \cdot K_B} \quad (126)$$

где $U_{мин}$ – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации значение может быть принято равным (0,85 - 0,90) $U_{ном}$.

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение трансформатора с рассматриваемой стороны защищаемого трансформатора;

$K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

K_B – коэффициент возврата реле минимального напряжения; принимается равным 1,1;

$$U_{сз.ВН} = \frac{0,9 \cdot 115}{1,2 \cdot 1,1} = 78,409 \text{ кВ},$$

$$U_{сз.СН} = \frac{0,9 \cdot 38,5}{1,2 \cdot 1,1} = 26,25 \text{ кВ},$$

$$U_{сз.НН} = \frac{0,9 \cdot 6,6}{1,2 \cdot 1,1} = 4,5 \text{ кВ}.$$

Отстройка от напряжения самозапуска при включении от АПВ или АВР заторможенных двигателей нагрузки:

$$U_{сз} \leq \frac{0,7 \cdot U_{НОМ}}{K_{ОТС}} \quad (127)$$

Найдем напряжения самозапуска для ВН, СН, НН:

$$U_{сз.ВН} = \frac{0,7 \cdot 115}{1,2} = 67,083 \text{ кВ},$$

$$U_{сз.СН} = \frac{0,7 \cdot 38,5}{1,2} = 22,458 \text{ кВ},$$

$$U_{сз.НН} = \frac{0,7 \cdot 6,6}{1,2} = 3,85 \text{ кВ}.$$

где $U_{ЗАП}$ – первичное значение междуфазного напряжения в месте установки защиты в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки при включении их от АПВ или АВР. Значение может быть принято равным примерно $0,7U_{НОМ}$;

$K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, принимается из диапазона от 1,1 до 1,2.

Напряжение срабатывания принимается равным наименьшему значению из полученных.

Чувствительность минимального ИО напряжения проверяют по выражению:

$$K_{ч} = \frac{U_{УСТ}}{U_{КЗ.МАКС}} > 1,5 \quad (128)$$

где $U_{УСТ}$ – принятое значение параметра срабатывания минимального ИО напряжения;

$U_{КЗ,МАКС}$ – значение междуфазного напряжения, приведенное к вторичным величинам, в месте установки ТН при металлическом КЗ между фазами в расчетной точке в режиме, обуславливающем наибольшее значение этого напряжения.

Параметр срабатывания минимального ИО пуска по напряжению задается в вольтах вторичных величин из диапазона от 0,1 до 100,0 с шагом 0,1 В.

Проверим чувствительность для ВН, СН, НН:

$$U_{уст} = 100 \text{ В},$$

$$K_{ч.ВН} = \frac{100}{78,409} = 1,3,$$

$$K_{ч.СН} = \frac{100}{26,25} = 3,8,$$

$$K_{ч.НН} = \frac{100}{4,5} = 22,2.$$

5.5 Защита от перегрузки

Расчет параметра срабатывания ИО максимального тока.

Первичный ток срабатывания ИО максимального фазного тока отстраивают от номинального тока обмотки защищаемого трансформатора:

$$I_{ЗП.СТОП} = \frac{I_{НОМ.СТОП}}{K_{ТТ.СТОП}} \cdot \frac{K_{ОТС}}{K_B} \quad (129)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки ЗП, который принимается 1,05;

K_B – коэффициент возврата, который принимается 0,9;

$I_{НОМ,СТОП}$ – первичный номинальный ток стороны трансформатора, где установлена защита, с учетом регулирования напряжения на данной стороне;

$K_{ТТ,СТОП}$ – коэффициент трансформации ТТ соответствующей стороны Т.

Найдем номинального тока обмотки защищаемого трансформатора от перегрузки на ВН, СН, НН:

$$I_{ЗП.СТОП.ВН} = \frac{131 \cdot 5}{300} \cdot \frac{1,05}{0,9} = 2,547 \text{ А},$$

$$I_{зп.стоп.сн} = \frac{412 \cdot 5}{1000} \cdot \frac{1,05}{0,9} = 2,403 \text{ А,}$$

$$I_{зп.стоп.нн} = \frac{2406 \cdot 5}{3000} \cdot \frac{1,05}{0,9} = 4,678 \text{ А.}$$

5.6 Газовая защита трансформатора

Газовая защита трансформаторов является наиболее чувствительной и универсальной защитой от внутренних повреждений. Она устанавливается на трансформаторах с масляным охлаждением, имеющих расширитель для масла.

Применение газовой защиты является обязательным на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВА и более, а также на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 1000 – 4000 кВА, не имеющих быстродействующей защиты. На трансформаторах мощностью 1000 – 4000 кВА применение газовой защиты при наличии другой быстродействующей защиты допускается, но не является обязательным.

Действие газовой защиты основано на том, что даже незначительные повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора (автотрансформатора) вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа. Защита выполняется таким образом, чтобы при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном газообразовании происходило отключение поврежденного трансформатора. Также газовая защита действует только на сигнал или на сигнал и отключение при опасном понижении уровня масла в баке трансформатора. Химический состав газа и интенсивность газообразования зависят от характера и размеров повреждения.

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

Вторая ступень газовой защиты срабатывает при значительном выделении газа, понижении уровня масла в газовом реле, или при интенсивном

движении потоков масла из бака трансформатора в расширитель, и действует без выдержки времени на отключение трансформатора со всех сторон.

На рисунке показана установка газового реле на масляный трансформатор, с указанием основных элементов: 1 – газовое реле; 2 – краник; 3 – выхлопная труба; 4 – расширитель; 5 – мембрана (см. рисунок 9).

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

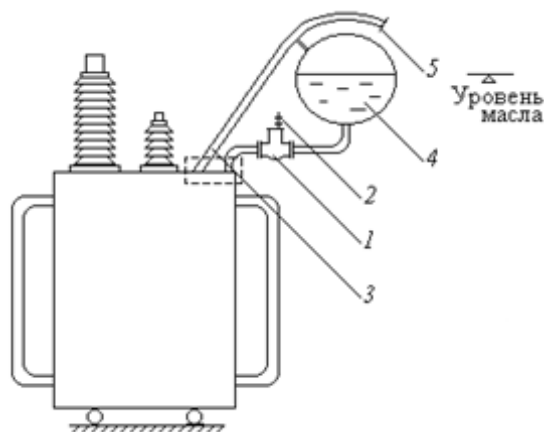


Рисунок 4 – Установка газового реле на трансформаторе.

Но защита имеет и ряд недостатков. Самым серьезным является то, что эта защита не реагирует на повреждения, расположенные вне бака. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что имеет место быть при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и т. д. В подобных случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал.

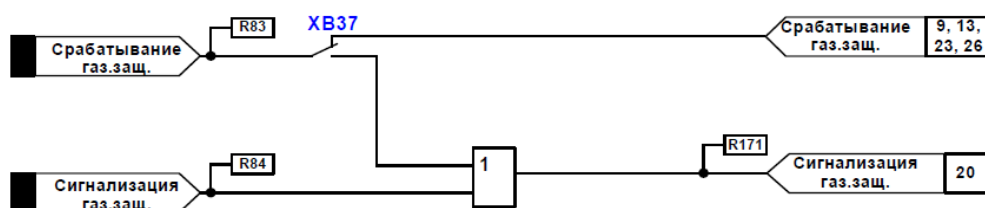


Рисунок 5 – Схема газовой защиты трансформатора.

6 НАДЁЖНОСТЬ ПОДСТАНЦИИ

6.1 Общие положения

Подстанция является важным элементом энергосистемы, от надёжности её работы зависит нормальное функционирование системы и потребителей электроэнергии.

Задачи по организации процессов функционирования системы состоят в качественной оценке вероятностных показателей в стационарном режиме.

В своём проекте произведу расчёт вероятности безотказной работы ОРУ-110 кВ ПС Коболдо с целью оценки надёжности выбранной схемы рассматриваемого распределительного устройства.

Чтобы оценить надёжность подстанции, нужно:

- составить схему замещения с точки зрения надёжности;
- показатели надёжности элементов схемы;
- определить показатели надёжности схемы;
- рассчитать вероятность безотказной работы.

6.2 Определение показателей надёжности элементов схемы

Вероятность отказа работы элемента определяется по формуле:

$$g = \frac{w \cdot t_B}{T_G} \quad (130)$$

где w – средний параметр потока отказа, 1/год;

t_B – среднее время восстановления элемента, ч;

T_G – время года, ч.

Параметры показателей надёжности представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Параметры показателей надёжности

Элемент	w , 1/год	t_B , ч	μ , 1/год	T_p , ч	$a_{оп} / a_K$
Трансформатор 25 МВА	0,035	7	0,035	2	2

Элемент	$w, 1/\text{год}$	$t_B, \text{ч}$	$\mu, 1/\text{год}$	$T_p, \text{ч}$	$a_{оп} / a_K$
Выключатели 110 кВ	0,001	21,9	0,04	15	15
Разъединители 110 кВ	0,01	7	0,166	13	-
Шины 110 кВ	0,013	5	0,166	3	-
ВЛ 110 кВ (на 100 км)	0,34	14,3	2,8	17	-

Вероятность отказа и параметра потокоотказа основных защит:

- газовая: $q_G=0,00525$; $W=0,0000087$;
- дифференциальная: $q_{ДЗТ}=0,0044$; $W=0,0002$;
- ДЗШ: $q_{ДЗШ}=0,0096$; $W=0,00136$;
- ДФЗ линии: $q_{ДФЗвл} = 0,0012$; $W=0,00194$.

Прежде, чем приступить к расчёту, необходимо составить схему замещения с точки зрения надёжности.

Каждый элемент схемы вводится собственным элементом показателя вероятности отказа. В модели отказа выключателя учитываются смежные элементы.

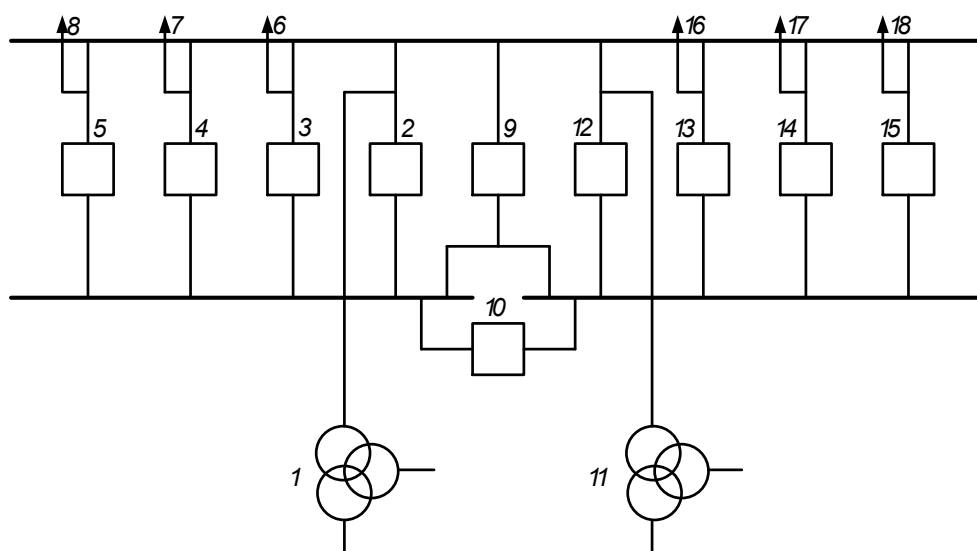


Рисунок 6 – Схема замещения ОРУ-110 кВ

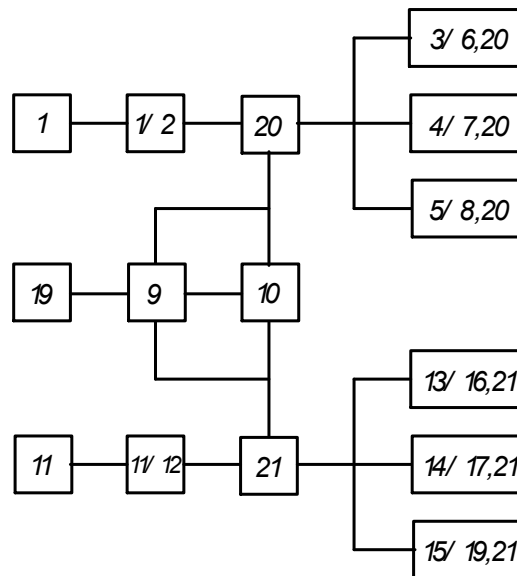


Рисунок 7 – Схема замещения ОРУ-110 кВ с точки зрения надёжности

Расчет параметров надёжности произведён в программе MathCad 15 и представлен в приложении Б.

7 ЭКОЛОГИЧНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ

Элегазовые выключатели подвержены образованию конденсационной влаги, скапливаемой непосредственно в шкафу привода выключателя. Влага может привести к повреждению механизма привода выключателя и вторичных цепей сигнализации и управления. Для предотвращения таких повреждений в приводе выключателя предусмотрены нагревательные резисторы, которые всегда должны быть включены в работу.

Коммутационные операции выключателем элегазового типа допускается производить только при наличии минимально допустимого давления элегаза. Иначе может произойти повреждение выключателя. Для предотвращения подобных последствий предусмотрена сигнализация снижения давления элегаза, блокировка цепей управления выключателем при понижении давления элегаза уровня, ниже допустимого.

В случае снижения давления элегаза выключатель следует вывести в ремонт, выяснить причину понижения давления, устранить ее и дополнить недостающее количество элегаза. Внутри шкафа привода предусмотрено специальное присоединение для наполнения выключателя элегазом. Для контроля давления газа используется манометр.

Осмотр элегазового выключателя оперативным персоналом подстанции на предмет коронации должен производиться преимущественно в сырую погоду. Дополнительные осмотры необходимо производить в случае аварийной ситуации, а также при неблагоприятных погодных условиях и сильном загрязнении.

7.1 Меры безопасности при работе с чистым элегазом

Наладку, монтаж, регулирование и эксплуатацию выключателя следует производить в соответствии с действующими "Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей", "Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок", заводских инструкций по эксплуатации выключателя и привода.

Существует ряд специфических требований по технике безопасности как при работе с чистым элегазом, так и с элегазом, загрязненным продуктами его разложения.

Чистый элегаз - инертный газ, не имеет ни цвета, ни запаха, в 6 раз тяжелее воздуха, не поддерживает горения, не ядовит, не взрывоопасен.

Допустимая концентрация элегаза в помещении:

- 0,08 % (0,005 г/л) - при длительном пребывании в помещении;

- 1% - при кратковременном пребывании в помещении.

- К смертельному исходу может привести кратковременное пребывание человека в помещении с концентрацией 20 %.

Допустимую концентрацию элегаза в помещении необходимо обеспечивать приточно-вытяжной вентиляцией, выполненной с отсосом воздуха из нижнего горизонта.

Ремонт элегазового выключателя, связанный со вскрытием бака, должен производиться в специальных помещениях. Эти помещения должны быть изолированы от улицы и других помещений. Также должна быть исключена возможность попадания пыли. Потолок и стены должны быть окрашены пыленеобразующей краской. Полы не должны выделять пыль. Уборка помещения должна производиться мокрым или вакуумным способом.

При заполнении выключателя элегазом до рабочего избыточного давления необходимо соблюдать следующие меры безопасности:

- персонал должен находиться с наветренной стороны оборудования;
- шланги и редуктор после окончания работ должны продуваться сжатым воздухом;
- должны применяться индивидуальные средства защиты (резиновые перчатки, каски, х/б костюм).
- работы по дозаправке производятся на месте установки выключателей.

7.2 Меры безопасности при работе с элегазом, загрязнённым продуктами разложения

Работы по выпуску загрязненного элегаза из бака выключателя до атмосферного давления производятся на месте установки через нейтрализующий раствор, работы по вскрытию бака - в специально оборудованном помещении.

Присутствие в воздухе газообразных продуктов разложения элегаза имеет следующие признаки, наблюдаемые раньше какой-либо токсической реакции:

- неприятный едкий запах;
- раздражение слизистой оболочки носа, рта, глаз и т.п.

Если обнаружен едкий или неприятный запах, персонал должен немедленно покинуть помещение, которое затем должно быть тщательно провентилировано.

При работах по вскрытию выключателя персонал должен применять индивидуальные средства защиты:

- костюм х/б или комбинезон,
- защитная каска,
- герметичные очки с бесцветным стеклом,
- перчатки резиновые,
- защитный фартук,
- респиратор типа РПТ марки В.

Рукава одежды должны быть плотно застегнуты или завязаны, брюки напущены на ботинки.

Откачка элегаза из выключателя производится в следующем порядке:

- один конец шланга (длиной не менее 8 метров) опущен в резервуар с нейтрализующим раствором, второй конец с насадкой наворачивается на выпускной клапан выключателя до появления отдельных всплывающих пузырей, не допуская бурного выделения пузырей из раствора;

- как давление элегаза в выключателе сравнивается с атмосферным, нужно отсоединить шланг от выключателя;

- заполнить выключатель сухим азотом до рабочего давления;
- стравить азот в соответствии с предыдущими пунктами настоящей инструкции, после чего произвести вакуумирование выключателя с выбросом газа через нейтрализующий раствор в вытяжную систему вентиляции.

-резервуар с нейтрализующим раствором должен быть объемом не менее 50 л и высотой не менее 0,8 м.

- нейтрализующий раствор должен представлять собой раствор NaOH или (KOH или NaCO_3) в соотношении 0,5 кг на 10 л воды. Срок годности раствора - 1 сутки.

Сразу, после вскрытия выключателя, тщательно собираются твердые продукты разложения элегаза при помощи пылесоса с бумажным фильтром.

Все узлы и детали выключателя, находившиеся в среде разложившегося элегаза, твердые продукты разложения в фильтре пылесоса, соединительные шланги и арматура, щетки, протирочный материал, инструменты и другие предметы, которые соприкасались с загрязненным элегазом, должны подвергнуться нейтрализации в течение 24 ч.

После нейтрализации резиновые детали, протирочный материал, фильтра пылесоса дальнейшему использованию не подлежат. Остальные предметы и инструмент, после нейтрализации, промываются водой, сушатся и могут быть снова использованы в дальнейшей работе. При попадании на кожу твердых продуктов разложения элегаза, они должны немедленно смываться большим количеством воды. Одежду, подверженную воздействию продуктами распада элегаза, необходимо нейтрализовать в растворе, состоящем из 50 л воды и 5 кг карбоната натрия или из 50 л воды и 2,5 кг NaOH (KOH), не менее 1-го часа, при этом необходимо периодически помешивать раствор так чтобы раствор достиг загрязнённых частей одежды. Затем одежду прополоскать в чистой проточной воде и стирать как обычно.

Так как элегаз не содержит хлор, то его влияние на истощение стратосферного озона незначительно. На парниковый эффект элегаз также не

оказывает влияния, поскольку содержится в атмосфере в небольших количествах.

Многолетний опыт эксплуатации показывает, что при соблюдении элементарных правил обращения и эксплуатации элегазового оборудования элегаз не представляет опасности ни обслуживающему персоналу, ни окружающей среде.

7.3 Меры пожарной безопасности на подстанции

К первичным средствам пожаротушения относятся огнетушители, пожарный инвентарь (бочки с водой, ящики с песком, пожарные ведра, совковые ведра и лопаты, асбестовые полотна, войлок, кошма) и пожарный инструмент (багры, ломы, топоры, лестницы). Лица, ответственные за наличие и готовность средств пожаротушения, не реже 1 раза в квартал обязаны организовать осмотр первичных средств пожаротушения с регистрацией результатов осмотра в журнале. Неисправности, выявленные при регулярных осмотрах средств пожаротушения должны быть устранены в кратчайшие сроки.

Для размещения первичных средств пожаротушения должны устанавливаться специальные пожарные щиты (стенды).

На пожарных щитах должны размещаться первичные средства тушения пожара, применяемые в данном помещении, сооружении, установке. Такие стенды окрашивают в красный цвет.

На щитах должны быть указаны их порядковые номера и номер телефона для вызова пожарной охраны. Порядковый номер указывается после буквенного индекса “ПЩ”.

Пожарные щиты должны быть опломбированы, открываться должны без особых усилий и иметь защиту огнетушителей от прямых солнечных лучей.

За пожарными щитами (стендами) должен вестись надзор на предмет содержания инвентаря, находящегося на нем в исправном состоянии, укомплектованном согласно описи, своевременной окраски и замены после использования огнетушителей.

Для тушения загораний и небольших очагов пожаров горючих жидкостей и ограничения их растекания используется песок. Тушение песком производится набрасыванием его на горящую поверхность, чем достигается механическое воздействие на пламя и его частичная изоляция.

Песок должен быть сухим, без комков и посторонних примесей.

Хранить песок нужно в металлических ящиках вместимостью 0,5; 1,0; 3,0м³, укомплектованных совковой лопатой или большим совком, или в металлических бочках, укороченные для удобства забора песка.

В качестве средств пожаротушения могут быть использованы асбестовое полотно, войлок, кошма. Тушение небольших пожаров производится путем набрасывания полотна на горящую поверхность, изолируя ее от доступа воздуха. Полотно должно иметь размер не менее 1х1 м.

Асбестовое полотно хранят свернутым в закрытом металлическом ящике. Войлок и кошма перед укладкой должны быть просушены и очищены от пыли, пропитаны огнезащитным составом.

Также для тушения пожара на подстанции используют химические пенные, воздушно-пенные, порошковые, газовые, углекислотные огнетушители.

8 ЭКОНОМИКА

Необходимо определить общие затраты на реконструкцию подстанции Коболдо. Укрупненные стоимостные показатели представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Укрупненные стоимостные показатели

Тип оборудования	Затраты	Величина затрат, тыс. руб.
КРУ-35 кВ	11*200	2200
КРУ-10 кВ	12*160	1920
Элегазовый выключатель	5*2000	10000
Разъединитель	29*72	2088
Постоянная часть затрат	1500	1500
Противоаварийная автоматика	1200	1200
Итого:		18908
Стоимость реконструкции ПС (с учетом сопутствующих затрат 21%)*3,73		22879

Эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$I_{\text{э}} = I_{\text{ам}} + I_{\text{рем}} \quad (131)$$

Амортизационные отчисления определяются по формуле:

$$I_{\text{ам}} = \sum_i K_i \cdot \alpha_{\text{ам},i}, \quad (132)$$

где $\alpha_{\text{ам},i}$ – ежегодные нормы отчислений на амортизацию основных средств.

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле:

$$\alpha_{ам,i} = \frac{1}{T_{сл}}, \quad (133)$$

$$\alpha_{ам,i} = \frac{1}{20} = 0,05$$

где $T_{сл}$ – срок службы соответствующего оборудования ($T_{сл} = 20$ лет).

Определяем ежегодные издержки на амортизацию:

$$I_A = 22879 \cdot 0,05 = 1144 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на ремонт:

$$I_{рем} = \alpha_{рем} \cdot K_B \quad (134)$$

$$I_{рем} = 0,0525 \cdot 22879 = 1201 \text{ тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_э = 1144 + 1201 = 2345 \text{ тыс.руб.}$$

Общие затраты:

$$З = E \cdot K + I_э \quad (135)$$

где $E=0,1$ – норматив дисконтирования.

$$З = 0,1 \cdot 22879 + 2345 = 4633 \text{ тыс.руб.}$$

Срок окупаемости определяется по формуле:

$$T_{окуп} = \frac{K}{З - I_э} \quad (136)$$

$$T_{окуп} = \frac{22879}{4633 - 2345} = 10 \text{ лет}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе был произведён расчёт варианта расширения ОРУ напряжением 110 кВ и реконструкции подстанции Коболдо. Дано описание района электроснабжения и подстанции; изменена схема распределительного устройства 110 кВ; произведены расчёт токов короткого замыкания и выбор и проверка оборудования, ОРУ 35 кВ заменено на КРУ серии К-130, КРУ 6 кВ серии К-49 – на КРУ серии К-105. Произведена замена масляных выключателей на напряжение 110 кВ на элегазовые со встроенным пружинным приводом. Также произведён расчёт заземления и молниезащиты подстанции, рассчитаны уставки микропроцессорной релейной защиты силового трансформатора. Для выбранного оборудования и комплектных распределительных устройств произведён экономический расчёт, рассчитаны годовые затраты на обслуживание подстанции и срок ркупаемости предложенного проекта.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляков, Ю. П. Релейная защита и автоматика электрических систем : учеб. пособие для вузов / Ю. П. Беляков, А. Н. Козлов, Ю. В. Мясоедов. – Благовещенск : Амурский гос. университет, 2014. – 132 с.
- 2 Костенко М. В. и др. Заземления в сетях высокого напряжения и средства защиты от перенапряжений. Учебное пособие. – Л.: ЛПИ, 2013.
- 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, 2011.
- 5 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических станций от грозových и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2011.
- 6 Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 2012.
- 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», 2014.
- 8 Судаков Г.В., Галушко Т.А. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов. Учебное пособие. – Благовещенск: изд. АмГУ, 2015.
- 9 Мясоедов, Ю. В. Электрическая часть станций и подстанций : учеб. пособие для вузов / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. – Благовещенск : Амурский гос. университет, 2013. – 192 с.