

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части подстанции 35/6 кВ
«Аппаратная»

Студент(ка)

С.В. Марышкин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

С.В. Шаповалов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____

« ____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

Объектом выпускной квалификационной работы является понизительная подстанция 35/6 кВ «Аппаратная» Свердловской области.

Основными задачами проекта являются расчет токов короткого замыкания на стороне высшего и низшего напряжения подстанции; выбор высоковольтного оборудования распределительных устройств высокого и низшего напряжения подстанции; расчет трансформаторов собственных нужд; выбор микропроцессорной релейной защиты и автоматики.

Пояснительная записка содержит 52 страницы, 11 рисунков и 16 таблиц. Графический материал представлен на 6 листах формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Описание ПС «Аппаратная»	6
1.1 Описание объекта проектирования.....	6
1.2 Электрическая часть подстанции «Аппаратная».....	7
2 Расчет токов короткого замыкания	11
2.1 Расчет тока трехфазного коротко замыкания	11
3 Выбор электрической схемы трансформаторной подстанции.....	16
3.1 Выбор электрической схемы подстанции	16
4 Выбор высоковольтного оборудования подстанции.....	18
4.1 Выбор оборудования для ОРУ – 35 кВ.....	18
4.2 Выбор оборудования на стороне 6 кВ	28
5 Собственные нужды подстанции «Аппаратная»	36
5.1 Расчет собственных нужд подстанции	37
6 Выбор релейной защиты и автоматики	39
6.1 Общие положения	39
6.2 Релейная защита трансформатора	40
6.3 Дифференциальная защита шин 6 кВ	44
7 Расчет заземляющего устройства подстанции.....	46
Заключение	49
Список использованных источников	50

Введение

Основными звеньями электроэнергетики являются электростанции и трансформаторные подстанции. Данные объекты обеспечивают развитие промышленной и экономической сфер государства, социальное развитие и улучшение условий жизнеобеспечения людей.

После развала СССР (1991 г.) энергетическая отрасль России испытывает значительное недофинансирование. Все это привело в итоге к тому, что основная часть электростанций и трансформаторных подстанций морально и физически устарели и не соответствует современным требованиям экономичности, безопасности, надёжности. Одной из важнейших задач развития электроэнергетики в настоящее время является модернизация или техническое перевооружение (замена устаревшего оборудования) электростанций и подстанций. Реализация данных мероприятий приводит к увеличению эффективности работы электроэнергетических систем, надёжности и бесперебойному снабжению потребителей электроэнергией надлежащего качества.

Выпускная квалификационная работы посвящена реконструкции трансформаторной подстанции (ПС) «Аппаратная» 35/6 кВ, которая находится в черте г. Нижняя Тура, Свердловской области. Необходимость реконструкции вызвана тем, что оборудование, установленное на подстанции, не отвечает современным критериям эффективности и надёжности.

Актуальность реконструкции ПС 35/6 кВ «Аппаратная» заключается в замене электрооборудования на подстанции, в связи с увеличением потребления.

Целью выпускной квалификационной работы является повышение эффективной работы понизительной подстанции 35/6 «Аппаратная».

Согласно поставленной цели были поставлены следующие задачи:

- Анализ установленного оборудования с описанием главных недостатков;
- Расчет токов короткого замыкания;

- Выбор современного высоковольтного оборудования;
- Замена устаревшей релейной защиты на новую микропроцессорную.

При реконструкции подстанции необходимо учесть следующие нормативно-правовые документы:

- ПУЭ 9 издание 2015;
- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (РД 34.20-501.95).

1 Описание ПС «Аппаратная»

Электрическая подстанция – это электроустановка, предназначенная для приема, преобразования и распределения электрической энергии, состоящая из трансформаторов или других преобразователей электрической энергии, устройств управления, распределительных и вспомогательных устройств.

Трансформаторные подстанции – это основа городских систем электроснабжения. В зависимости от положения в системе электроснабжения трансформаторные подстанции можно разделить на районные подстанции, подстанции промышленных предприятий, тяговые подстанции, системообразующие подстанции и др.

1.1 Описание объекта проектирования

Трансформаторная подстанция 35/6 кВ «Аппаратная» расположена в Свердловской области, г. Нижняя тура на улице Строительная. Год ввода в эксплуатацию – 1971 г. Данная трансформаторная подстанция принадлежит ПАО «МРСК – Урала», и эксплуатируется филиалом «Нижнетуринский РЭС».

Понизительная подстанция снабжает электроэнергией в основном потребителей I и II категории по надёжности электроснабжения, по кабельным линиям 6 кВ.

ПС «Аппаратная» является подстанцией тупикового типа. Питание ПС осуществляется по двум воздушным линиям электропередач 35 кВ.

Понизительная подстанция «Аппаратная» имеет открытое распределительное устройство (ОРУ) 35 кВ. ОРУ 35 кВ предназначено для приёма электрической энергии напряжением 35 кВ и преобразования её в напряжение городской электрической сети – 6 кВ.

На рисунке 1 показано расположение ПС 35/6 кВ «Аппаратная» на территории г. Нижняя тура.

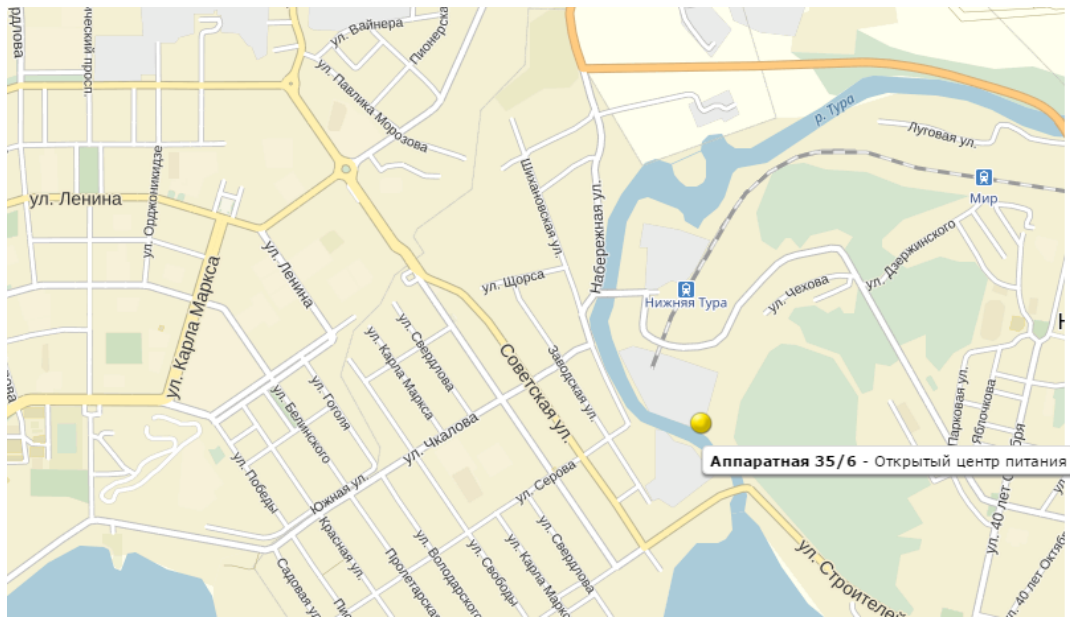


Рисунок 1 – Расположение ПС «Аппаратная»

Площадь реконструируемой подстанции в ограде составляет 32×38 м или 1216 м^2 .

Подстанция функционирует без постоянного обслуживающего персонала. Обслуживание производится оперативно-выездными бригадами. Оперативные действия проводятся ежедневно с 8 – 17 ч.

Климат в районе ПС «Аппаратная» умеренно-континентальный, то есть в течении суток происходит большая амплитуда температуры окружающего воздуха. Среднемесячная температура воздуха в июле максимально повышается до $40 \text{ }^\circ\text{C}$, а в январе может опуститься до минус $43 \text{ }^\circ\text{C}$. Средняя температура за год равна $5,4 \text{ }^\circ\text{C}$. Среднегодовое количество осадков составляет 376 мм. Относительная влажность воздуха достигает 71,2 %.

1.2 Электрическая часть подстанции «Аппаратная»

На трансформаторной подстанции установлены два силовых двухобмоточных трансформатора: Т1 и Т2 типа ТМ – 4000/35 У1 с устройством переключения без возбуждения (ПБВ): $2 \times 2,5\%$, с классом напряжения 35/6 кВ.

На ПС «Аппаратная» открытое распределительное устройство 35 кВ выполнено на разъединителях и выключателях (масляные выключатели 35 кВ),

с ремонтной перемычкой со стороны подходящих воздушных линий.

Особенностью данной подстанции является подключение трансформаторов собственных нужд к стороне 35 кВ, т.е. при выполнении выпускной квалификационной работы трансформаторы собственных нужд подстанции «Аппаратная» необходимо разместить (переместить) в ячейках комплектно-распределительного устройства 10 кВ.

Так как подстанция «Аппаратная» была введена в эксплуатацию в 1971 г. прошлого века, на текущий момент оборудование установленное на территории подстанции физически и морально устарело. В связи с приведенными фактами, мною была выбрана тема по реконструкции подстанции «Аппаратная».

На данный момент в ОРУ-35 кВ используется следующее высоковольтное оборудование:

1. Масляный выключатель марки МКП – 35/600 с встроенным электромагнитным приводом марки ПЭ – 11, а также со встроенными трансформаторами тока типа ТВ-35П в высоковольтные вводы. Основные технические характеристики выключателя приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Паспортные данные выключателя марки МКП – 35/600

Параметры	Данные
Номинальное U, кВ	35
Наибольшее рабочее U, кВ	40,5
Номинальный I, А	600
Номинальный I отключения, кА	25
I термической стойкости, кА	52
Собственное время отключения при номинальном напряжении, не более, с: (с приводом ПЭ-11)	0,4
Масса, кг	360

Данные выключатели имеют ряд недостатков:

- наличие большого количества масла в баке выключателя;
- повышенная пожаро- и взрывоопасность;
- необходимость маслохозяйства на территории ПС;
- габариты (современные аналоги имеют меньшие габариты).

2. Разъединитель марки РЛНД с пружинным приводом типа ПРН-220М. Группа установленных разъединителей на ОРУ-35 кВ марки РЛНД отличаются друг от друга только числом комплектов заземляющих ножей. Основные паспортные параметры приведены в таблице 2. Предназначение РЛНД-35 включать и отключать обесточенные участки электрической сети высокого напряжения 35 кВ, а также отключать заземленные участки при помощи стационарных заземляющих ножей для проведения ремонтных работ.

Таблица 2 – Паспортные параметры РЛНД-2-35/1000

Номинальный I, А	1000
I термической стойкости, кА	25
I электродинамической стойкости, кА	63
Время короткого замыкания главных ножей, с	3
Допустимое тяжение проводов, Н	530
Габариты, мм	1030x540x765
Масса, кг	88

Главным недостатком разъединителя данной марки является необходимость периодического осмотра контактной системы.

3. Разрядник марки РВС-35 кВ климатического исполнения У1. РВС-35 кВ состоит из нескольких взаимосвязанных частей. Устанавливается конструкция на изолированное основание, которое позволяет присоединить измерительные приборы и регистратор срабатывания. Главным элементом разрядника вентильного стационарного РВС-35 является многократные искровые промежутки выполненный виде блоков, а также нелинейные рабочие резисторы, находящиеся в фарфоровой герметично закрытой крышке. Основные паспортные данные разрядника приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Паспортные параметры разрядника РВС – 35

Наименование параметра	РВС-35
Класс напряжения сети, кВ	35
Пробивное U:	
- не менее	78
- не более	98

Импульсное пробивное U при отрезке от 2 до 20 мкс, кВ - не более	125
U при волне импульсного I 8/20 мкс, кВ, не более - с амплитудой тока 3000А - с амплитудой тока 5000А - с амплитудой тока 10000А	122 130 143
Масса, кг - не более	73,0

На стороне 6 кВ установлены ячейки КРУ в закрытом распределительном устройстве с масляными выключателями, которые в свою очередь также морально устарели.

Согласно информации предоставленной обслуживающим персоналом трансформаторной подстанции «Аппаратная», установленные трансформаторы марки ТМ-4000/35 кВ находятся в хорошем состоянии и в замене не нуждаются.

Устройства релейной защиты и автоматики трансформаторной подстанции выполнены на электромеханической базе. Устройства РЗА также устарели, следовательно в работе необходимо произвести выбор современных средств релейной защиты для трансформаторной подстанции.

Используемая электрическая схема на подстанции «Аппаратная» нуждается в замене на более современную, отвечающая требованиям ПАО «МРСК Урала».

2 Расчет токов короткого замыкания

Определение токов КЗ при проектировании электрической части трансформаторной подстанции необходимо для выбора высоковольтного оборудования и т.д.

2.1 Расчет тока трехфазного короткого замыкания

На первоначальном этапе определения токов КЗ необходимо составить расчетную схему и схему замещения расчетной схемы. На рисунке 2 представлена расчётная схема, а на рисунке 3 схема замещения для определения значений токов короткого замыкания.

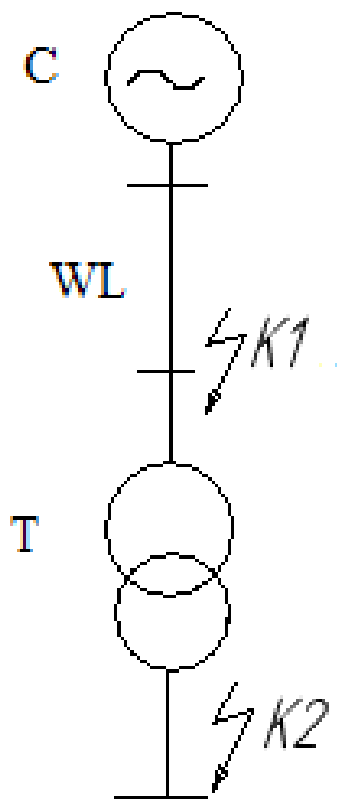


Рисунок 2 – Расчетная схема ПС
«Аппаратная»

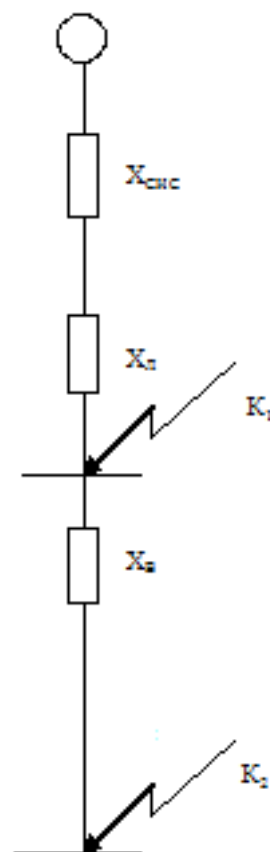


Рисунок 3 – Схема замещения ПС
«Аппаратная»

Определяем исходные данные для расчета:

- Система:

$$U_H = 35 \text{ кВ};$$

$$S_B = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{КЗ} = 1500 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

- Линия (2-ух цепная ЛЭП):

$$x_{уд1} = 0,42 \text{ Ом} / \text{км};$$

$$l = 18,7 \text{ км};$$

$$U_H = 35 \text{ кВ}.$$

- Трансформатор:

$$S_H = 4 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_B = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Определим параметры схемы замещения в относительных единицах.

Система:

$$x_{*б,c} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\kappa}};$$

$$x_{*б,c} = \frac{1000}{1500} = 0,7.$$

Трансформатор:

$$x_{*б,T_e} = \frac{U_{к.в},\%}{100} \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{номT}};$$

$$x_{*\bar{b},T_e} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1000}{4} = 18,75 ;$$

Линия:

$$x_{*\bar{b},л} = x_{уд} l \frac{S_{\bar{b}}}{U_{cp}^2} ;$$

$$x_{*\bar{b},л} = 0,42 \cdot \frac{18,7}{2} \cdot \frac{1000}{37^2} = 2,7 ,$$

где $U_{к.з} = 7,5 \%$ - напряжение короткого замыкания для трансформатора марки ТМ мощностью $S_{ном} = 4 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ согласно паспортным данным).

КЗ в К1:

$$x_{*рез(\bar{b})} = x_{*\bar{b},c} + x_{*\bar{b},л} ;$$

$$x_{*рез(\bar{b})} = 0,7 + 2,7 = 3,4 .$$

Базисный ток:

$$I_{\bar{b}} = \frac{S_{\bar{b}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{b}}} ;$$

$$I_{\bar{b}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА} .$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E''_{*\bar{b}}}{x_{*рез(\bar{b})}} \cdot I_{\bar{b}} ;$$

$$I_{n,o}^3 = \frac{1}{3,4} \cdot 15,6 = 4,59 \text{ кА} .$$

Ударный ток к.з:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\partial};$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 4,59 \cdot 1,8 = 11,65 \text{ кА},$$

где $k_{y\partial} = 1,8$ – ударный коэффициент по справочным данным.

КЗ в точке К2:

$$x_{*рез(\delta)} = x_{*\delta,c} + x_{*\delta,l} + x_{*\delta,T\delta} = 0,7 + 2,7 + 18,75 = 22,15 .$$

Базисный ток:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,6 \text{ кА}.$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з.:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E''_{*\delta}}{x_{*рез(\delta)}} \cdot I_{\delta} = \frac{1}{22,15} \cdot 91,6 = 4,12 \text{ кА}.$$

Ударный ток к.з.:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 4,12 \cdot 1,96 = 11,38 \text{ кА},$$

где $k_{y\partial} = 1,96$ – ударный коэффициент.

Полученные данные расчета токов КЗ сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Данные расчета токов КЗ

№ п/п	U_n , кВ	$K_{уд}$	$I_k^{(3)}$, кА	$i_{уд}$, кА
К1	37	1,8	4,59	11,65
К2	6,3	1,96	4,12	11,38

3 Выбор электрической схемы трансформаторной подстанции

К схемам РУ ПС предъявляются требования надежности и безопасности обслуживания, что и к РУ электрических станций.

Классификацию ПС:

- тупиковые;
- транзитные (проходные);
- узловые.

3.1 Выбор электрической схемы подстанции

Согласно разработанному документу СТО 56947007-29.240.30.010-2008 ОАО «Федеральная сетевая компания единой энергетической компании» от 20 декабря 2007 г. основные требования предъявляемые к электрическим схемам трансформаторных подстанций являются:

- Схемы РУ должны позволять вывод отдельных выключателей и других аппаратов в ремонт.

Сравнение вариантов схем производится на основании технико-экономических расчетов. Выбираются варианты, обеспечивающие требуемую надежность, следом более экономичный.

Также данный документ приводит типовые электрические схемы РУ для 35 кВ:

- Блок (линия-трансформатор) с разъединителем;
- Блок (линия-трансформатор) с выключателем;
- Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий;
- Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии;
- Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов;
- Одна рабочая секционированная выключателем система шин.

Согласно к выше приведенному, предлагается взамен действующей

схемы трансформаторной подстанции 35/6 кВ «Аппаратная» выбрать двухтрансформаторную схему подстанции (рисунок 4) с выключателями и неавтоматической переключкой состоящей из двух разъединителей. Эта схема обеспечит надёжность электроснабжения потребителей 1-й категории присоединенных к данной подстанции.

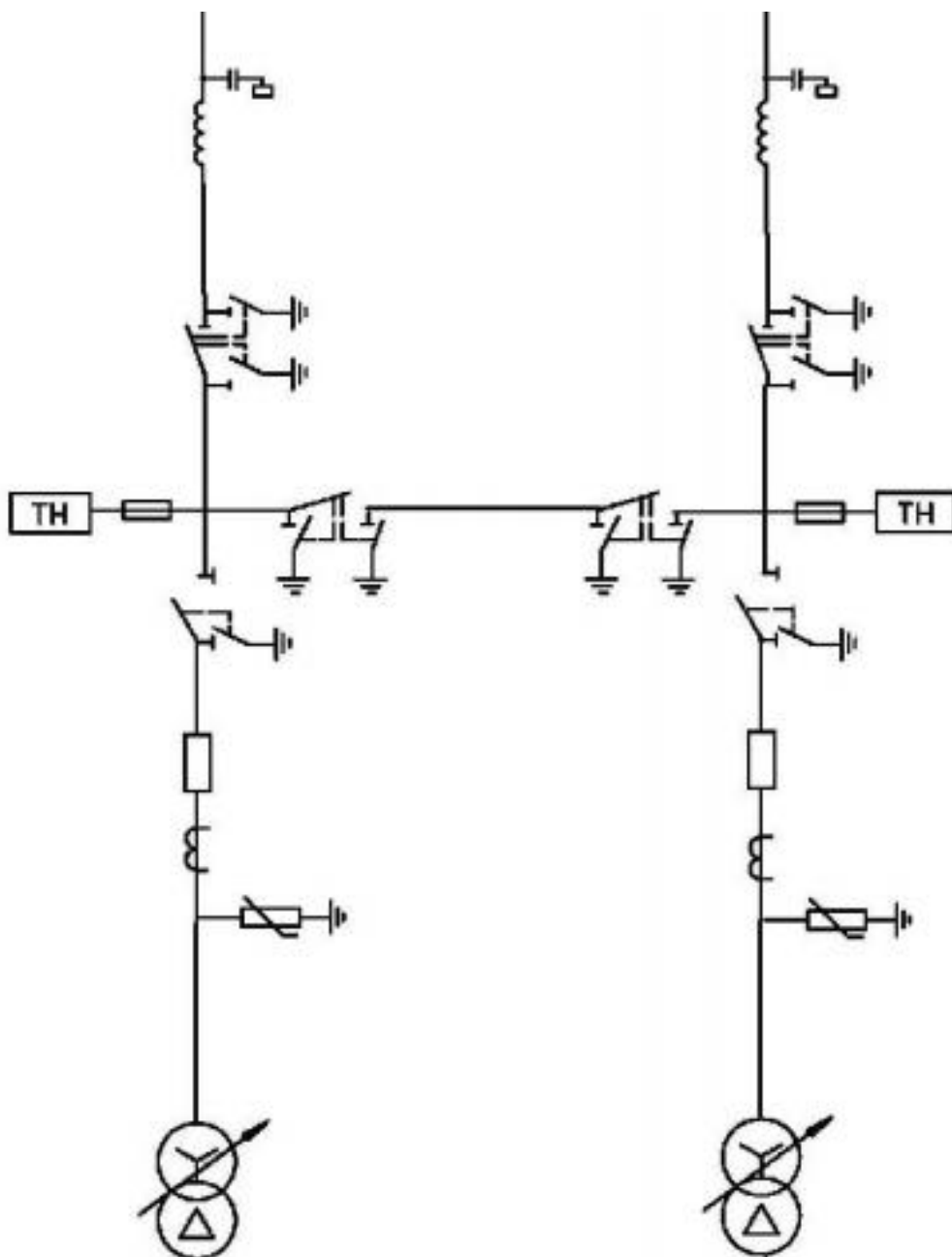


Рисунок 4 – Типовая электрическая схема подстанции 35/6 кВ «Аппаратная» после реконструкции

4 Выбор высоковольтного оборудования подстанции

Выбор высоковольтного оборудования 6 – 750 кВ на этапе проектирования, реконструкции или модернизации подстанции определяется по электрической схеме расчетных условий: расчетных рабочих токов присоединений и значений токов КЗ. Полученные величины сопоставляются с соответствующими номинальными (каталожными) данными высоковольтного оборудования, выбираемых по каталогам и справочникам.

Все электрооборудование должно проверяться на термическую и электродинамическую устойчивость к реальным (расчетным) токам короткого замыкания.

4.1 Выбор оборудования для ОРУ – 35 кВ

Расчетный ток продолжительного режима с учетом 40 % перегрузки:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{T.\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 87,4 \text{ A},$$

где $S_{T.\text{ном}}$ – мощность установленного трансформатора; U_H – номинальное напряжение.

4.1.1 Выбор высоковольтных выключателей на стороне 35 кВ

Высоковольтные выключатели предназначены для оперативной и аварийной коммутаций в электрических сетях. Во включенном положении высоковольтные выключатели должны пропускать рабочие токи и аварийные.

Обобщенные требования к конструкциям и техническим характеристикам высоковольтных выключателей устанавливаются нормативными документами.

Объединение электрических сетей в единую национальную энергетическую систему привело к ужесточению технических требований, предъявляемых к электрическим аппаратам высокого напряжения. В 70-е годы

широко использовались масляные и воздушные высоковольтные выключатели которые имеют свои преимущества, и свои существенные недостатки. Основными недостатками выключателей данных типов являются свойства сред, используемых в этих аппаратах для изоляции и гашения дуги. Эксплуатация масляных и воздушных высоковольтных выключателей при низких температурах окружающей среды, затруднительна. Взамен воздушным и масляным выключателям пришли элегазовые и вакуумные выключатели, которые сохранили преимущества традиционных сред, но не имеют их недостатков.

Элегазовые выключатели имеют следующий ряд преимуществ:

- пониженные усилия оперирования выключателем. Энергия, для гашения токов КЗ, частично используется из самой дуги, что уменьшает работу привода и повышает его надежность;

- использование в соединениях двойных колец уплотнителей из нитриловой резины, а также «жидкостного затвора» в узле уплотнения подвижного вала;

- инновационные конструкторские решения, использование надежных комплектующих.

Исходя из выше сказанного, при реконструкции открытого распределительного устройства 35 кВ выбор был сделан в пользу элегазовых выключателей.

К установке на ОРУ 35 кВ подстанции «Аппаратная» принимается элегазовый выключатель марки ВГТ – 35 – 50/3150 (рисунок 5) компании АО «Группа СВЭЛ» г. Екатеринбург. Паспортные данные выбранного выключателя приведены в таблице 5.

1) Проверка по напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{сет.ном};$$

2) Проверка по длительному току

$$I_{ном} \geq I_{мах};$$

Таблица 5 – Паспортные данные выключателя марки ВГТ – 35 – 50/3150

Наименование параметра	ВГТ – 35 – 50/3150
Номинальное U, кВ	35
Наибольшее рабочее U, кВ	40,5
Номинальный I, А	3150
Номинальный I отключения, кА	50
I терм.стойкости	50
I эл/динамической стойкости	122,5
Собственное время отключения, с.	0,035
Собственное время включения, с.	0,062
Тип привода	Пружинный



Рисунок 5 – Элегазовый выключатель марки ВГТ – 35 – 50/3150

3) Проверка по напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{сет.ном};$$

4) Проверка по длительному току

$$I_{ном} \geq I_{мах};$$

5) Проверка на симметричный ток отключения

$$I_{откл.ном} \geq I_{н\tau};$$

6) Проверка возможности отключать апериодическую составляющую тока КЗ:

$$i_{a.ном} \geq i_{a\tau};$$

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном} / 100 \geq i_{a\tau};$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{н\tau} \cdot e^{-\tau/T_a};$$

где T_a - постоянная времени затухания тока КЗ (для РУ повышенного напряжения подстанции $T_a = 0,05$ с).

7) Проверка по включающей способности:

$$I_{дин} \geq I_{н0};$$

8) Проверка на электродинамическую стойкость:

$$I_{пр.скв} \geq I_{н0},$$

где $I_{пр.скв}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ.

9) Проверка на термическую стойкость

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k;$$

$$B_k = I_{н.0}^2 \cdot (t_{откл.} + T_a);$$

где $t_{откл.}$ - максимальное время отключения повреждения на этом участке (включая действие релейной защиты).

Каталожные данные в таблице 6.

Таблица 6 - Выбор выключателей на стороне 35кВ

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные выключателя ВГТ – 35 – 50/3150
$U_{ном} \geq U_c$	$U_c = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 87,4 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$
$I_{откл.ном} \geq I_{нт}$	$I_{нт} = 4,59 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$
$i_{а.ном} \geq i_{ат}$	$i_{ат} = 2,64 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 20,1 \text{ кА}$
$I_{дин} \geq I_{н0}$	$I_{н0} = 4,59 \text{ кА}$	$I_{дин} = 50 \text{ кА}$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 11,65 \text{ кА}$	$i_{дин} = 122,5 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 2,11 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Из произведенных расчетов сделан вывод о возможности установки выбранного высоковольтного выключателя на ОРУ 35 кВ подстанции «Аппаратная», так как технические параметры выключателя удовлетворяют всем условиям проверки согласно ГОСТ 687 – 78.

4.1.2 Выбор разъединителя на стороне 35 кВ

Разъединители предназначены для создания видимого разрыва в сети.

Следует отметить, что все современные аналоги по конструктивным особенностям и техническим характеристикам практически одинаковы, вследствие этого при выборе разъединителя первостепенным критерием является цена-качество.

Установленные разъединитель ОРУ 35 кВ ПС «Аппаратная» подлежат замене при реконструкции.

К установке принимается разъединитель марки РГ – 35.П/1000 УХЛ1 (рисунок 6) компании ЗАО «Курс» электротехническое оборудование г. Великие Луки. Основные технические параметры выбранного разъединителя приведены в таблице 7.



Рисунок 6 – Разъединитель марки РГ – 35 .П/1000 УХЛ1

Таблица 7 – Паспортные данные разъединителя РГ – 35 .П/1000 УХЛ1

Наименование параметра	РГ – 35 .П/1000 УХЛ1
Номинальное U, кВ	35
Наибольшее рабочее U, кВ	40,5
Номинальный I, А	1000
I терм/ стойкости, кА	16
Ток эл.динамической стойкости, кА	40
Время протекания номинального кратковременного выдерживаемого тока (время короткого замыкания), с.	

- для главных ножей	3
- для заземляющих ножей	1

Необходимо проверить выбранный разъединитель. Проверку разъединителей необходимо производить по основным параметрам:

1) Проверка по напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

2) Проверка по длительному току:

$$I_{max} \leq I_{ном};$$

3) Проверка на электродинамическую стойкость

$$i_{уд} \leq i_{дин};$$

где $i_{дин}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости).

4) Проверка на термическую стойкость:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}.$$

Расчетные параметры при выборе разъединителя приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Выбор разъединителей

Условия выбора	Расчётные величины	РГ – 35 .II/1000 УХЛ1
$U_{ном} \geq U_c$	$U_c = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 87,4 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 11,65 \text{ кА}$	$i_{дин} = 40 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 2,11 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Из анализа таблицы 8, видно – разъединитель РГ – 35 .П/1000 УХЛ1 был выбран правильно и пригоден к установке на ОРУ – 35 кВ подстанции «Аппаратная».

4.1.3 Выбор трансформатора тока на стороне 35 кВ

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов реле (1 или 5 А), а также для «отделения» цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

К установке на ОРУ – 35 подстанции «Аппаратная» принимается трансформатор тока марки ТВ – 35/300 компании ООО «Робби» г. Москва. Основные технические параметры выбранного трансформатора тока приведены в таблице 9. Выбранный трансформатор тока будет монтироваться ввода выключателя.

Таблица 9 – Паспортные данные трансформаторов тока марки ТВ – 35/300

Наименование параметра	ТОЛ – 35/300
Номинальное U, кВ	35
Наибольшее рабочее U, кВ	40,5
Номинальный первичный I, А	300
Номинальная f, Гц	50
Номинальный вторичный I	5
Номинальная нагрузка вторичной обмотки при $\cos\varphi=0,8$; ВА:	30
Трехсекундный I термической стойкости, кА	15
I электродинамической стойкости, кА	63

Выбранный трансформатор тока необходимо проверить по ряду параметров согласно ГОСТ. Трансформатор тока выбирается согласно следующим параметрам:

а) По рабочему напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

б) По рабочему току:

$$I_{max.раб} \leq I_{ном}, I_{раб} \leq I_{ном}.$$

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

а) по конструкции и классу точности;

б) по электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq \sqrt{2} \cdot I_{ном} \cdot k_{эд}; i_{уд} \leq i_{дин},$$

где $i_{уд}$ - ударный ток КЗ по расчёту; $k_{эд}$ - кратность электродинамической стойкости по каталогу; $I_{ном}$ - номинальный первичный ток трансформатора тока; $i_{дин}$ - ток электродинамической стойкости;

в) по термической стойкости:

$$B_k \leq (\kappa_m \cdot I_{ном})^2 \cdot t_{мер}; B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер},$$

где B_k - тепловой импульс по расчёту; κ_m - кратность термической стойкости по каталогу;

г) по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном},$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора; $Z_{2ном}$ - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Все каталожные и расчетные величины сведены в таблицу 10.

Таблица 10 – Расчёт трансформатора тока 35 кВ

Расчётные данные	Данные ТВ- 35
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 87,4 \text{ А}$	$I_{ном} = 300 \text{ А}$
$i_{уд} = 11,65 \text{ кА}$	$I_{дин} = 63 \text{ кА}$
$B_k = 2,11 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.1.4 Выбор ограничителя перенапряжения 35 кВ

На многих подстанциях для защиты от коммутационных и грозовых перенапряжений высоковольтного оборудования используются вентильные разрядники. Данный вид оборудования имеет ряд существенных недостатков:

- высокое значение коэффициента нелинейности материалов (тервита и вилита);
- нестабильность напряжений пробоя;
- высокий уровень шума при работе.

В настоящее время широкое распространение получили ограничители перенапряжения. Следовательно, необходимо установить ограничители перенапряжения (ОПН).

ОПН выбраны по следующим условиям:

- по длительно допустимому рабочему напряжению $U_{нр}$;
- по номинальному напряжению $U_{онн}$;
- по величине импульсного разрядного тока I_p ;
- по величине коммутационных перенапряжений;

- по величине грозových перенапряжений;
- защитному уровню ограничителя;
- величине тока срабатывания противовзрывного устройства (ток взрывобезопасности) $I_{дон}$;
- по механической нагрузке;
- по уровню частичных разрядов.

1. Для сети 35 кВ с учетом технического задания ближайшее значение $U_{нрo}=37$ кВ. Приняты ОПН компании «Альфа - Энергетика» г.Москва.

2. Выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности. Выбранный ОПН имеет ток срабатывания противовзрывного устройства и номинальный разрядный ток равными 40 кА и 10 кА соответственно, что больше тока трехфазного КЗ на шинах ВН подстанции (4,59 кА), и соответствуют приведенным выше требованиям.

3. Выбор класса энергоемкости. Величина энергоемкости ограничителя ОПН- 35/550/37-10-III(IV)-УХЛ1 – 3,4 кДж/кВ.

4. Проверка ОПН по механическим характеристикам.

4.2 Выбор оборудования на стороне 6 кВ

Распределительное устройство, собранное из стандартизированных ячеек собранных на промышленных предприятиях называется комплектным распределительным устройством. На напряжении до 35 кВ ячейки изготавливают в виде шкафов собираемых общий ряд. В шкафах КРУ элементы вторичных цепей (приборы учета, средства РЗиА и т.д.) выполняются с помощью проводов в твердой изоляции, а элементы от 1 кВ и выше выполняются проводниками с воздушной изоляцией (шины с изоляторами).

Каждая ячейка КРУ разделяется на четыре отсека.

Для отличия ячеек КРУ одного типа и марки, но предназначенные для разного функционального назначения предприятия изготавливающие ячейки КРУ для удобства присваивают им каталожные номера.

Расчетный ток продолжительного режима с учетом 40 % перегрузки:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{T.\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 513,8 \text{ А},$$

где $S_{T.\text{ном}}$ – мощность установленного трансформатора; U_H – номинальное напряжение.

Так как на территории подстанции «Аппаратная» окружающая среда не имеет химически опасных примесей к установке были выбраны ячейки КРУ типа КРУН — 12Б (КРУНБ-6) (рисунок 7) с климатическим исполнением ХЛ1, компании «Производственно-коммерческая компания «КЭРС» г. Москва. Основные технические характеристики выбранной ячейки КРУ представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Паспортные данные КРУ типа КРУН — 12Б

Номинальное напряжение, кВ	6, 10
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный ток главных цепей, А	1000
Номинальный ток отключения установочного выключателя, кА (вакуумных выключателей)	20
Вид изоляции	воздушная
Вид линейных высоковольтных присоединений	воздушные, кабельные
Условия обслуживания	с двусторонним обслуживанием
Степень защиты по ГОСТ 14254-96	Брызгозащитное исполнение IP24
Типы трансформаторов тока	ТОЛ, ТПОЛ, ТПЛ
Типы трансформаторов напряжения	НАМИ, 3(ЗНОЛ)
Типы ограничителей перенапряжения	ОПНР, ОПН-РС/TEL
Типы высоковольтных предохранителей	ПКТ, ПКН

КРУН 12Б исполняются с вакуумными выключателями типа ВВ/TEL-10(6)-20/1000 У2 или ВВУ-СЭЩ-10(6) с применением микропроцессорной релейной защиты типов УЗА-10А.2, RZA-33, Орион, Сириус, ТЭМП, MiCOM, БИМ, SERAM 1000+.



Рисунок 7 – КРУ типа КРУН — 12Б

4.2.1 Выбор выключателей на 6 кВ

Выключатель выбирается по таким же параметрам, что и выключатель на высокой стороне. К установке принят выключатель ВВ/TEL-6-20/1000 (рисунок 8).

Все каталожные и расчетные величины сведены в таблице 12.

Таблица 12 - Выбор выключателей на стороне 6кВ

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные выключателя ВВ/TEL-6-20/1000
$U_{ном} \geq U_c$	$U_c = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 87,4 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{откл.ном} \geq I_{нт}$	$I_{нт} = 4,12 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$
$i_{а.ном} \geq i_{ат}$	$i_{ат} = 2,48 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 11,28 \text{ кА}$
$I_{дин} \geq I_{н0}$	$I_{н0} = 4,12 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 11,38 \text{ кА}$	$i_{дин} = 51 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$B_k = 1,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$



Рисунок 8 – BB/TEL-6-20/1000

4.2.2 Выбор трансформатора тока

Выбираем и проверяем трансформатор тока: ТОЛ –6. Все каталожные и расчетные величины сведены в таблице 14. Трансформатор тока ТОЛ – 6 кВ (рисунок 9) обеспечивает надежную передачу сигнала измерительной информации измерительным приборам.

Таблица 13 – Расчетные и каталожные данные трансформатора тока ТОЛ-6 кВ

Расчётные данные	Данные ТОЛ – 6 кВ
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{пик} = 513,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 600 \text{ А}$
$i_{уд} = 11,38 \text{ кА}$	$I_{дин} = 102 \text{ кА}$
$B_{к} = 1,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к_{ном}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

На низкой стороне контроль за работой двухобмоточного трансформатора ведут с помощью следующего комплекта приборов: амперметр, ваттметр, варметр, счетчик активной и реактивной энергии. Данные контрольно-измерительных приборов представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Данные контрольно-измерительных приборов

№ п/п	Прибор	Тип	S прибора [В·А]
1	Амперметр	СА3020	2
2	Счетчик активной энергии	ЦЭ 6803В	1,5
3	Счетчик реактивной энергии	ЦЭ6811	1,5
4	Варметр	ЕвроАльфа	2
5	Ваттметр	ЕвроАльфа	2
	Итого		9

Расчет вторичной нагрузки трансформатора тока:

$$r_{\text{приб}} = \frac{9}{5^2} = 0,36 \text{ Ом.}$$

Для ТОЛ- 6 кВ в классе 0,5: $Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом.}$

Допустимое сопротивление провода:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}};$$

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,36 - 0,1 = 0,94 \text{ Ом.}$$

Для ПС используется кабель с жилами из алюминия, длина которого составляет 60 м. Схема соединения трансформаторы тока - неполная звезда, поэтому $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l$, тогда:

$$q = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}};$$

$$q = \frac{(0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60)}{0,94} = 3,2 \text{ мм.}$$



Рисунок 9 – ТОЛ – 6 кВ

Принимаем контрольный кабель с алюминиевыми жилами сечением 4 мм^2 .

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60}{4} = 0,73 \text{ Ом.}$$

Нагрузка на вторичной обмотке:

$$r_2 = 0,73 + 0,36 + 0,1 = 1,19 \text{ Ом.}$$

4.2.3 Выбор трансформатора напряжения

Из обширного перечня трансформаторов напряжения к установке принимается трансформатор напряжения марки НАМИ – 6 кВ (рисунок 10), к которому присоединяются измерительные приборы и приборы контроля изоляции.

Контроль за оборудованием на стороне 6 кВ осуществляется с помощью следующих контрольно-измерительных приборов: вольтметр, вольтметр

фазный, фазометр, частотомер. Данные контрольно-измерительных приборов представлены в таблице 15.



Рисунок 10 – Трансформатор напряжения НАМИ – 6 кВ

Таблица 15 – Контрольно-измерительные приборы во вторичной цепи ТН

Прибор	Типы приборов	Потребляемая мощность одной катушки, <i>ВА</i>	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
						<i>P, Вт</i>	<i>Q, вар</i>
Вольтметр	PZ195U-2X1	2,0	1	0	2	4	---
Ваттметр	CP3020	5	1	0	4	20	---
Счетчик активной энергии	ЕвроАльфа	1,5	0,38	0,925	10	5,7	16,2
Счетчик реактивной энергии	ЕвроАльфа	1,5	0,38	0,925	10	5,7	16,2
Итого						35,4	32,4

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cos \varphi)^2 + (\sum S_{\text{приб}} \sin \varphi)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \sqrt{35,4^2 + 32,4^2} = 48 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Выбранный мной трансформатор напряжения НАМИ – 6 кВ имеет номинальную мощность в классе точности 0,5, необходимом для присоединения счетчиков, 75 *В*·*А*. Таким образом:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$

$$48 \leq 75.$$

Следовательно, трансформатор будет работать в выбранном классе точности. Из произведенных расчетов сделан вывод о возможности установки трансформатора напряжения марки НАМИ – 6 кВ, так как технические параметры трансформатора напряжения удовлетворяют всем условиям проверки.

5 Собственные нужды подстанции «Аппаратная»

В зависимости от типа, мощности трансформаторной подстанции питание потребителей собственных нужд (освещение распределительное устройство, отопление ячеек КРУ и т.д.) происходит от установленных трансформаторов одного или двух в зависимости от ответственности потребителей СН. Также следует отметить, что мощность трансформаторов нужд на подстанции не должна превышать 63 кВА каждого трансформатора.

На двухтрансформаторных трансформаторных подстанциях 35–750 кВ устанавливаются два трансформатора СН, на однострансформаторных ПС к установке принимается один трансформатор СН.

На подстанциях с оперативным переменным током трансформаторы СН подключаются к вводам главных трансформаторов на стороне низкого напряжения подстанции. Это прежде всего необходимо для управления выключателями 6–10 кВ при полной потере напряжения на сборных шинах 6-10 кВ.

Питание оперативных цепей переменного тока осуществляется от шин СН через специальные стабилизаторы с напряжением 220 В. Для обеспечения надежного электроснабжения собственных нужд подстанции шины 0,4 кВ необходимо секционировать.

На подстанциях с оперативным постоянным током трансформаторы СН присоединяются к шинам 6–35 кВ. Если отсутствует РУ 6–35 кВ, то трансформаторы собственных нужд подключаются к обмоткам низкого напряжения основных трансформаторов.

Для определения мощности трансформатора СН на первоначальном этапе необходимо определить все номинальные мощности электроприемников собственных нужд, а затем необходимо просуммировать мощности всех потребителей СН и учитывая коэффициент загрузки трансформаторов.

На данный момент питание собственных нужд на территории подстанции «Аппаратная» осуществляется от двух трансформаторов марки ТМ-16/35/0,4.

Расположены данные трансформаторы на территории открытого распределительного устройства 35 кВ. Как отмечалось ранее одной из задач бакалаврской работы была модернизация собственных нужд подстанции. Новые трансформаторы собственных нужд будут перенесены в ячейки КРУН, что позволит уменьшить стесненность распределительного устройства 35 кВ.

При замене данного трансформатора собственных нужд планируется поменять оперативный ток с переменного на выпрямленный, а также произвести замену масляного трансформатора СН на сухие трансформаторы.

5.1 Расчет собственных нужд подстанции

Данная подстанция является двухтрансформаторной следовательно трансформаторов собственных нужд устанавливается также два.

При установке двух трансформаторов мощность их берется по полной суммарной мощности потребителей собственных нужд:

$$S_{T.C.H.} = k_3 \cdot \sum P_{i.C.H.}$$

Результаты расчета сводятся в таблицу 16.

Таблица 16 – Выбор мощности трансформатора собственных нужд

№ п/п	Наименование потребителей	Общая потребляемая мощность $P_{C.H.}$, кВт, при установленной мощности трансформаторов ПС
1	Подогрев выключателей и приводов	4,4x2
2	Подогрев шкафов КРУН	1,0
3	Подогрев приводов разъединителей	0,6x6
4	Подогрев релейного шкафа	1,0
5	Освещение ОРУ	2,0
6	Привод выключателя	1x2
7	Привод разъединителя	1x6
8	Отопление КРУН	1
9	Освещение КРУН	3
10	Пожарная сигнализация	1,5
	Итого	20,1 кВт

	Всего	14,07 <i>кВт</i> (с учетом коэффициента загрузки $K_z=0,7$)
--	-------	--

На основании полученных результатов расчета (таблицы 16) для подстанции «Аппаратная» было выбрано два трансформатора собственных нужд мощностью ТСЗ–16 *кВА* компании АО «Группа СВЭЛ» г. Екатеринбург.

6 Выбор релейной защиты и автоматики

6.1 Общие положения

Главной задачей для релейной защиты на трансформаторных подстанциях является обнаружение повреждений (ненормальные режимы) и быстрая ликвидация данного повреждения. Релейная защита способна работать, как на отключение повреждённого элемента электрической сети, так и на оповещение (сигнализация) о возникновении ненормальных режимов.

К защите силовых трансформаторов 35/6 кВ предъявляются следующие требования:

- Для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений:

- 1) между витковых коротких замыканий в обмотках;
- 2) токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- 3) токов в обмотках, обусловленных аварийной перегрузкой оборудования и т.д.

- Газовая защита предназначена для ликвидации повреждений внутри бака. Данный тип защиты должен применяться на всех силовых трансформаторах мощностью 6,3 МВ·А и более. Также допускается установка газовой защиты на трансформаторах меньшей мощности, но с обязательным обоснованием. Газовая защита настроена таким образом, что при слабом газообразовании и понижении уровня масла она срабатывает на сигнал, если же происходит интенсивное газообразование и дальнейшее понижении уровня масла, то она срабатывает на отключение.

Выбранные ячейки КРУН тип КРУН-12Б имеет возможность работать со многими современными микропроцессорными устройствами. Для выявления наиболее лучшего аналога микропроцессорной релейной защиты был проведен сравнительный анализ, который показал, что наиболее качественным терминалом с высокими показателями по надёжности работы является терминалы компании АО "Шнейдер Электрик" серии MiCOM.

6.2 Релейная защита трансформатора

Согласно результатам сравнительного анализа, к установке на подстанции были приняты терминалы MiCOM, следующих типов:

- MiCOM P632 (дифференциальная защита трансформаторов);
- MiCOM P632, MiCOM P122 (защита от перегрузки);
- MiCOM P124 – для газовой защиты.

Произведём расчёт дифференциальной защиты силового трансформатора
Первичный номинальный ток трансформатора на стороне ВН и НН:

$$I_{в.н.} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 66,1 \text{ A};$$

$$I_{н.н.} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 367,1 \text{ A}.$$

Уставка торможения определяется:

$$\frac{I_d}{I_t} = K_n(K_a \cdot \varepsilon + \Delta U),$$

где K_n – коэффициент надежности равен 1,2; ε - погрешность трансформатора тока, принимается равной 10 %; K_a - коэффициент, учитывающий рост погрешности при больших токах за счет аperiodической составляющей, принимается равным 1,3; ΔU – диапазон регулирования коэффициента трансформации защищаемого силового трансформатора, в зависимости от типа трансформатора и регулятора РПН (регулирование под нагрузкой) значение ΔU принимается равным 16%, без РПН ΔU принимается 4%.

$$\frac{I_d}{I_t} \geq 1,2(1,3 \cdot 10 + 4) = 20,4\%.$$

Принимается двадцати пяти процентная (25%) тормозная характеристика. Данное значение устанавливается в терминале в качестве уставки ДЗТ.

Чувствительность ДЗТ:

$$K_{\text{ч}} = I_{k3.\text{min}}^{(2)} / (0.3 I_{\text{ном.тр}}) \geq 2 ,$$

где $I_{k3.\text{min}}^{(2)}$ - приведенный к стороне ВН двухфазный ток КЗ, А.

$$K_{\text{ч}} = 4590 / (0,3 \cdot 66,1) = 231,5 \geq 2 .$$

Степень торможения необходимо оценивать при протекании трехфазного максимального тока КЗ на шинах НН подстанции по выражению:

$$I_d = \left(\frac{I_d}{I_t} \right)_{\text{уст}} \frac{I_{k3.\text{max}}^{(3)}}{I_{\text{ном.тр}}} .$$

Согласно этому:

$$I_d = 25 \cdot 4590 / 66,1 = 1736 \% ,$$

т.е. уставка возросла.

При токах КЗ свыше $6 I_{\text{ном.тр}}$ срабатывает дифференциальная токовая отсечка. При этом ток фактор торможения уже не играет роли.

Произведем расчет уставки токовой отсечки для трансформатора. Согласно ток срабатывания:

$$I_{\text{СЗ.ТО}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кmax}} ,$$

где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки, принимаемый для цифровых реле 1,1...1,2; $I_{кмах}$ - ток трехфазного короткого замыкания в конце защищаемого элемента, кА.

$$I_{СЗ.ТО} = 1,2 \cdot 367,1 = 440,5 \text{ A.}$$

Вычисляем ток срабатывания реле:

$$I_{С.Р} = \frac{I_{СЗ} \cdot K_{сх}}{n_T},$$

где $I_{С.Р}$ - ток срабатывания защиты (первичный); n_T - коэффициент трансформации трансформаторов тока; $K_{сх}$ - коэффициент схемы соединения трансформаторов тока и реле, при применении схемы полной или неполной звезды $K_{сх} = 1$ и при полном или неполном треугольнике $K_{сх} = \sqrt{3}$.

$$I_{С.Р} = \frac{440,5 \cdot 1}{120} = 3,7 \text{ A.}$$

Уставка в МІСОМ $I_{с.р.у} = 4 \text{ A}$ - на отключение.

Тогда ток срабатывания на первичной стороне будет:

$$I_{с.з.у} = 60 \cdot 4 = 240 \text{ A.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{ч0} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{к3\min}^{(3)}}{I_{с.з.у}};$$

где $K_{ч0}$ - коэффициенты чувствительности защиты соответственно в основной зоне.

$$K_{ч.о} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{1530}{240} = 4,4 \geq 2,$$

т.е. условие выполняется.

Выберем уставки для защиты от перегрузки, ток срабатывания равен:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_n}{K_{в}} \cdot I_{РАБ.МАХ.}$$

$$I_{с.з} \geq \frac{1,1}{0,96} \cdot 66,1 = 75,7 \text{ А.}$$

Вычисляем ток срабатывания реле:

$$I_{с.р} = \frac{75,7}{60} = 1,3 \text{ А.}$$

Принимаем к уставке на терминале защит $I_{с.р.у} = 1,3 \text{ А}$, с действием на сигнал.

Тогда ток срабатывания на первичной стороне будет:

$$I_{с.з.у} = 1,3 \cdot 60 = 78 \text{ А.}$$

Согласно приведенным расчетам приняли к установке терминалы МІСОМ Р122 и МІСОМ Р632 (рисунок 16), потому что данные виды защит удовлетворяют всем требованиям для защиты силовых трансформаторов на подстанции.



Рисунок 11 – Терминал MiCOM P632

6.3 Дифференциальная защита шин 6 кВ

Ток короткого замыкания на первой секции шин равен $I_{кмах} = 4,12$ кА,
 $I_{нагр} = 573,2$ А.

Определим ток небаланса:

$$I_{НБ} = K_{ап} \cdot K_{одн} \cdot f_i \cdot I_{кмах} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 4120 = 412 \text{ А.}$$

Первичный ток срабатывания защиты:

- из условия отстройки от тока нагрузки:

$$I_{с.з.1} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{нагр} = \frac{1,2}{0,96} \cdot 573,2 = 716,5 \text{ А.}$$

- из условия отстройки от тока небаланса:

$$I_{с.з.2} = K_H \cdot I_{НБ} = 1,2 \cdot 412 = 576,7 \text{ А.}$$

Принимаем ток срабатывания защиты $I_{с.з} = 576,7 \text{ А}$.

Тогда ток срабатывания реле:

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з} \cdot K_{сх}}{n_T} = \frac{576,7 \cdot 1}{120} = 4,81 \text{ А}.$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{ч.о} = 0,87 \cdot \frac{Ik1 \text{ min}}{I_{с.з.у}} = 0,87 \cdot \frac{1960}{576,7} = 3,01 \geq 2, \text{ условие выполняется.}$$

Время срабатывания защиты принимаем равным 0 с.

7 Расчет заземляющего устройства подстанции

Заземляющее устройство (ЗУ) является неотъемлемой частью действующих электроустановок. Оно предназначено для создания необходимого уровня электробезопасности в зоне обслуживания электроустановки и за ее пределами, для отвода в землю импульсов токов с молниеотводов, для создания цепи при работе защиты от замыканий на землю и для стабилизации напряжения фаз электрической сети относительно земли. Существуют следующие виды защитного заземления:

- защитное;
- грозозащитное;
- рабочее.

1.Согласно ПУЭ, допустимое сопротивление заземляющего устройства с учетом удельного сопротивления грунта ρ_{zp} определяется по следующей формуле:

$$R_z = \frac{R_{zp}}{100} R_z = \frac{400}{100} 4 = 16 \text{ Ом.}$$

2. Сопротивление растекания вертикального заземлителя определяется по выражению и равно:

$$\begin{aligned} R_e &= \frac{0,366 \rho_{расч.в}}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t' + l}{4t' - l} \right) = \\ &= \frac{0,366 \cdot 400}{2} \left(\lg \frac{2 \cdot 4}{0,95 \cdot 0,05} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2,7 + 4}{4 \cdot 2,7 - 4} \right) = 175,7 \text{ Ом,} \end{aligned}$$

где $\rho_{расч.в} = k_c \cdot \rho_{zp} = 1,5 \cdot 400 = 400 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ (значение коэффициента сезонности $k_c = 1,5$ для климатической зоны II); $l = 4 \text{ м}$ –длина вертикального заземлителя, м; d – диаметр стержневого заземлителя (для уголка с шириной полки b принимается $d = 0,95b$), м; t_0 – глубина заложения вершины вертикального заземлителя, м;

$$t' = t_o + \frac{1}{2}l = 0,7 + 0,5 \cdot 4 = 2,7 \text{ м.}$$

3. Количество вертикальных заземлителей определяется по выражению:

$$n_g = R_g / \eta_g R_s = 175,5 / 0,6 \cdot 16 = 18,3 \text{ шт.},$$

где η_g – коэффициент использования вертикальных заземлителей, расположенных по контуру равный 0,6.

Таким образом, исходя из полученных результатов за исходное количество вертикальных заземлителей (уголков) принимается к установке $n_g = 18$ шт.

4. Длина горизонтального заземлителя (полосы) определяется по выражению:

$$l_z = a \cdot n_g = 4 \cdot 18 = 72 \text{ м.}$$

5. Сопротивление заземляющей полосы определяется по выражению и равно:

$$R_z = \frac{0,366 \rho_{расч.з}}{l_z} \cdot \lg \frac{2l_z^2}{b \cdot t_o} = \frac{0,366 \cdot 1600}{128} \lg \frac{2 \cdot 128^2}{0,05 \cdot 0,7} = 32,3 \text{ Ом},$$

где $\rho_{расч.з} = k'_c \cdot \rho_{zp} = 4 \cdot 400 = 1600 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, определяется с учетом коэффициента сезонности для горизонтальной полосы, равного $k'_c = 4$, полученного для климатической зоны II.

6. Действительное сопротивление растеканию горизонтального заземлителя с учетом коэффициента использования η_z определяется по выражению и равно:

$$R'_z = R_z / \eta_z = 32,3 / 0,295 = 108 \text{ Ом},$$

где $\eta_2 = 0,295$.

7. Сопротивление растекания вертикальных заземлителей с учетом сопротивления горизонтального заземлителя (без учета естественных заземлителей) определяется по выражению и равно:

$$R'_g = \frac{R'_2 \cdot R_3}{R'_2 - R_3} = \frac{108 \cdot 16}{69,7 - 16} = 32,2 \text{ Ом.}$$

8. Уточненное количество вертикальных заземлителей определяется по выражению и равно:

$$n'_g = \frac{R_g}{\eta_g \cdot R'_g} = \frac{175,7}{0,6 \cdot 32,2} = 9,4 \text{ шт.}$$

Таким образом, принимаем к установке в заземляющем контуре подстанции в количестве $n'_g = 10$ шт. вертикальных заземлителей (уголков).

Заключение

В выпускной квалификационной работе была произведена реконструкция понизительной подстанции 35/6 «Аппаратная» Свердловской области в связи с моральным и физическим износом основного оборудования, а именно: был произведён расчет токов трёхфазного короткого замыкания и по ним выбрано оборудование подстанции. При выборе оборудования подстанции был проведен сравнительный анализ современного электротехнического высоковольтного оборудования. Согласно проделанным расчетам к установке было принято:

- на стороне 35 кВ: элегазовый выключатель марки ВГТ-35/3150 УХЛ1; трансформатор тока ТОЛ – 35 УХЛ, ограничитель перенапряжения; разъединитель марки РГ.35 – II;

- на стороне 6 кВ: были выбраны ячейки КРУ типа КРУН 12Б наружной установки с климатическим исполнением ХЛ1.

Также в бакалаврской работе была произведена замена морально устаревшей релейной защиты на микропроцессорные терминалы защит типа «MISOM». Была произведена замена трансформаторов собственных нужд понизительной подстанции «Аппаратная» на сухие трансформаторы.

В результате произведённой реконструкции техническое состояние подстанции «Аппаратная» соответствует современным нормам и требованиям.

Список использованных источников

1. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Энергоатомиздат, 2005.
2. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. СПб.: Энерготомиздат, 2003.
3. Сенько, В.В. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. Методические указания к курсовому проектированию. Тольятти, ТГУ, 2010.
4. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учеб. пособие для вузов/ Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. – Энергоатомиздат, 1989.
5. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций/ Рожкова Л.Д., Козулин В.С. -М.: Энергомиздат, 2003.
6. Околович, М.Н. Проектирование электрических станций. –М.: Энергоатомиздат, 2005.
7. Петрова, С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций. –М.: Энергоатомиздат, 2003.
8. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.- произв. изд. Т.2/ под ред. И.Т. Горюнова и др. – М. : Папирус Про, 2003.
9. Макаров. Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.- произв. изд. Т.3/ под ред. И.Т. Горюнова и др. – М. : Папирус Про, 2004.
10. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.- произв. изд. Т.5/ под ред. И.Т. Горюнова и др. – М. : Папирус Про, 2005.
11. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.- произв. изд. Т.6/ под ред. гл. специалистов ОАО

«Мосэнерго». – М. : Изд-во «Энергия», 2006.

12. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98/ под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006.

13. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для вузов / Б.И. Кудрин. – М.: Интермет Инжиниринг, 2005.

14. Свирен, С.Я. Электрические станции и подстанции: пособие по дипломному проектированию/ С.Я. Свирен - М.: Интермет Инжиниринг, 1990.

15. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций/ Л.Д.Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – М.: Изд. центр «Академия», 2004.

16. Басс, Э.И. Релейная защита электроэнергетических установок/ Э. И. Басс – М.: Энергоатомиздат, 2002.

17. Справочник энергетика. Учебник./В.И. Григорьев – М.: Колос, 2006.

18. McDonald, J. D. Electric Power Substations Engineering / J. D. McDonald [и др.]. – Майями: CRC Press Taylor & Francis Group, 2012. – 593с

19. Hewitson, Leslie G. Practical System Protection (Practical Professional Books) / L. G. Hewitson. – Newnes, 2005. – 290 с.

20. Gers, J. M. Protection of Electricity Distribution Networks, 3rd Edition (Energy Engineering) / J. M. Gers, E. D. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2011. – 368 с.

21. Lakervi, E. Electricity Distribution Network Design, 2nd Edition (Energy Engineering) / E. Lakervi, E. J. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2005. – 338 с.

22. Bayliss, C. Transmission and Distribution Electrical Engineering / C. Bayliss, B. Hardly. – Newnes, 2012. – 1180 с.