

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

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

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

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему Проектирование электрической части новой ПС для электроснабжения «Сорочинского НГКМ»

Студент	<u>Д.С. Беляшов</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)
Руководитель	<u>В.И. Платов</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)
Консультанты	<u>А.В. Кириллова</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия) (личная подпись)

« _____ » _____ 20 _____ г.

Тольятти 2019

АННОТАЦИЯ

В данной квалификационной работе «Проектирование электрической части новой ПС для электроснабжения «Сорочинского НГКМ» рассмотрен выбор электрической схемы и оборудования новой понижающей подстанции «Газпромнефть-Оренбург» для электроснабжения нового разрабатываемого «Сорочинского нефтегазоконденсатного месторождения» (НГКМ).

Главной целью данной работы является – обеспечение возможности развития района НГКМ, повышения надёжности электроснабжения технологических установок и механизированного фонда скважин разрабатываемого «Сорочинского НГКМ».

В работе приведены данные Сорочинского НГКМ и установленная мощность энергопринимающих устройств новых потребителей планируемых к подключению в РУ-10 кВ новой подстанции. Определена мощность силовых трансформаторов. Исходя из требований к надёжности электроснабжения и обеспечения нормальной работы потребителей при оперативных переключениях во внешней электрической сети ЭС, выбрана электрическая схема открытого распределительного устройства 110 кВ с современными элегазовыми выключателями. На основании разработанной структуры понизительной подстанции проведены расчеты токов короткого замыкания. Выбрано оборудование электрической части подстанции, отвечающие всем условия надёжности.

Данная работа выполнена на 41 листе формата А4 и содержит 2 рисунка, 15 таблиц. Графическая часть выполнена на 6 листах формата А1.

ABSTRACT

This thesis project is devoted to the selection of the electrical circuit and electrical equipment of the new reducing substation Gazpromneft-Orenburg for the power supply of the newly developed Sorochinsky oil and gas condensate field.

The final draft includes an explanatory note on 41 pages, an introduction consisting of 2 pages, 2 figures, 18 tables, a list of 24 references, including 5 foreign sources, and a graphic part on 6 sheets of A1 format.

The decision on the choice of electrical circuit and electrical equipment was made when collecting information about the design object. It turned out that with the increase in the infrastructure of the field, it was decided to build its own substation substation.

The purpose of this work is to ensure the development of the OGKM area, increase the reliability of power supply of technological installations and the mechanized well stock developed by Sorochinsky OGKM.

The key issue of the graduation project is the design of the electrical part of the new PS 110 PS for the power supply of the Sorochinsky OGKM.

The issues of determining the expected electrical loads of consumers at the substation 110 kV, the power of power transformers at the substation and the choice of electrical equipment of the reconstructed substation that meets all reliability conditions are covered in the general part of the project.

The technique applied has confirmed that replacing of equipment actually will contribute to the achievement of the aim.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 Краткая характеристика понизительной подстанции	8
1.1 Условия проектирования новой подстанции	8
2 Разработка электрической части и структурной схемы понизительной подстанции	10
3 Выбор силовых трансформаторов	13
3.1 Выбор типа (марки) и номинальной мощности силовых трансформаторов	13
4 Расчёт токов короткого замыкания для вновь строящейся понизительной подстанции	14
5 Выбор оборудования электрической части ПС	19
5.1 Выбора оборудования электрической части ПС	19
5.2 Выбор выключателей в ОРУ 110 кВ	21
5.3 Выбор разъединителей 110 кВ	22
5.4 Выбор трансформаторов тока 110 кВ	22
5.5 Выбор измерительного ТН - 110 кВ	24
6.6 Выбор ОПН ОРУ 110 кВ	25
5.7 Выбор оборудования закрытого распределительного устройства 10 кВ ..	25
6.7.1 Выбор выключателей КРУ 10 кВ	26
5.7.1 Выбор трансформатора тока 10 кВ	27
5.7.2 Трансформатор ТН на 10 кВ	29
.....	29
6 Выбор релейной защиты и автоматики	30
6.1 Микропроцессорная релейная защита	30
6.2 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора	30
7 Расчёт защитного заземления	33
8 Собственные нужды подстанции	35

9 Система оперативного постоянного тока.....	36
10 Молниезащита	37
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	38
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	39

ВВЕДЕНИЕ

В современном быстро развивающемся мире основным потребителем электрической энергии являются промышленные предприятия, на которые приходится более 70% от всей вырабатываемой электроэнергии в нашей стране.

Своевременное развитие сетевой инфраструктуры необходимо для создания предпосылок развития промышленного сектора экономики. Особенно, при развитии нефтегазодобывающей отрасли.

«Газпром нефть» – нефтяная компания, основные виды деятельности которой являются: разведка и разработка месторождений нефти и газа, нефтепереработка, а также производство и сбыт нефтепродуктов.

«Газпромнефть-Оренбург» является дочерней компанией «Газпром нефти», успешно развивается на территории Оренбургской области. Данная компания в 2012 году начала разрабатывать новое «Сорочинское нефтегазоконденсатное месторождение» (НГКМ).

В начале 2018 года, с увеличением объёмов добычи углеводородов, на осваиваемой территории стало не хватать электрической мощности, связанной с недостаточной разветвлённостью электросети. Электроснабжением данного участка занимается межрегиональная сетевая компания – «МРСК Волги».

«Газпромнефть-Оренбург» в связи с увеличением инфраструктуры месторождения было принято решение построить собственную ПС. Данное решение должно значительно увеличить возможности дальнейшего развития района НГКМ, повысить надёжность электроснабжения технологических установок и механизированного фонда скважин и позволит оптимизировать затраты на покупку электроэнергии от внешне сети.

Целью ВКР является проектирование электрической части новой ПС 110 ПС для электроснабжения «Сорочинского НГКМ».

Для достижения поставленной цели в данной ВКР необходимо выполнить следующие задачи:

1. Провести анализ планируемых потребителей электроэнергии;
2. Определить место расположение ПС и схему распределительной сети электроснабжения;
3. Рассчитать режим работы ПС;
4. Выбрать силовое и коммутационное оборудование ПС;

Рассчитать параметры уставок защит и автоматики отвечающей современным требованиям [5].

1 Краткая характеристика понизительной подстанции

«Сорочинско-Никольское газонефтяное месторождение находится на территории Сорочинского района Оренбургской области. История его разработки началась в далеком 1965 году. Уже в сентябре 1967 оно было введено в эксплуатацию. Месторождение относится к многопластовым, многокупольным, сложным по геологическому строению и крупным по запасам. Здесь открыты 12 нефтяных пластов, 9 куполов, 84 залежи, а также два газовых пласта. Начальные геологические запасы перспективных отложений оцениваются в 258 млн тонн нефти. Общий фонд скважин составляет 470 единиц» [8].

Выбор места для строительства подстанции был обусловлен непосредственно «Газпромнефть-Оренбург», так как данная организация планирует не только разработку месторождения, а также строительство нефтеперерабатывающего предприятия.

Соответственно, своевременный ввод подстанции 110/10 кВ «Сорочинского НГКМ» является на сегодняшний день актуальной задачей, при этом выбранное электрооборудование на понизительной подстанции должно быть выбрано в зависимости от электрической схемы подстанции и от технической политики предприятия. [3].

1.1 Условия проектирования новой подстанции

В качестве исходных данных для проектирования новой подстанции «Сорочинского НГКМ» использовались технические условия на подключение энергопринимающих устройств «Сорочинского НГКМ». Проведя анализ документации, при выборе схемы электрической части и электрооборудования новой подстанции ПС 110/10 кВ будут в работе будут учтены следующие данные:

1. Распределительное устройство на 110 кВ необходимо выполнить открытого типа, соответственно все электрооборудование ОРУ 110 кВ должно иметь соответствующее исполнение, т.е. исходя из паспортных данных заводов изготовителей, предназначено для наружной установки.

2. Распределительное устройство 10 кВ необходимо выполнить закрытого типа, соответственно в данной работе будет выбрано ЗРУ 10 кВ модульного типа в виде комплектного распределительного устройства (КРУ).

3. ОРУ 110 кВ будет выполнено по схеме 110-5АН - мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов по высокой стороне. Таким образом, ОРУ 110 кВ должно быть укомплектовано разъединителями 110 кВ, силовыми элегазовыми выключателями 110 кВ, ограничителями перенапряжения типа ОПН 110 кВ.

4. Для правильной работы системы РЗА при подключении к элегазовому выключателю 110 кВ в ОРУ 110 необходимо установить трансформаторы тока (ТТ) на 110 кВ, при этом ТТ должны быть установлены таким образом, чтобы исключить мертвые зоны (слепые зоны) действия релейных защит, для исключения возникновения аварийных ситуаций, при которых возникающие короткие замыкания приводят к выходу из строя электрооборудования понизительной подстанции, в следствии того, что не зафиксированы РЗА.

5. Комплектное распределительное устройство 10 кВ должно быть укомплектовано вакуумными выключателями на 10 кВ, а также всем необходимым электрооборудованием, для обеспечения нормальной работы потребителей. [3].

2 Разработка электрической части и структурной схемы понизительной подстанции

«Понизительная подстанция предназначенная для приема, преобразования и распределения электрической энергии, состоящая из трансформаторов или других преобразователей электрической энергии, устройств управления, распределительных и вспомогательных устройств»[12].

«Подстанция, в которой стоят понижающие трансформаторы, уменьшает выходное напряжение при пропорциональном увеличении силы тока» [12].

Планируемая к строительству понизительная подстанция будет выполнена по типовой схеме и будет состоять из:

1. Открытого распределительного на напряжение 110 кВ;
2. Закрытого распределительного устройства 10 кВ;
3. Двух силовых трансформаторов 110/10 кВ.

Структурная схема новой понизительной подстанции представлена на рисунке 1

В ОРУ 110 кВ будут установлены вводные порталы ЛЭП-110 кВ. Питание подстанции будет осуществлено от ВЛ 110 кВ, за счет разрезания ВЛ 110 кВ Южная с образованием двух ВЛ 110 кВ Сорочинская –Южная и ВЛ-110 кВ Сорочинская-Газовая.

Территории расположения новой понизительной подстанции относятся к району с высокой вероятностью образования на ВЛ гололеда. Поэтому на подстанции исходя из проектных решений будет предусмотрена система плавки гололеда на проводах и грозотросах проходящих ВЛ-110 кВ.

Система плавки гололеда будет организована по типовым решениям, которые уже применяются на аналогичных подстанциях.

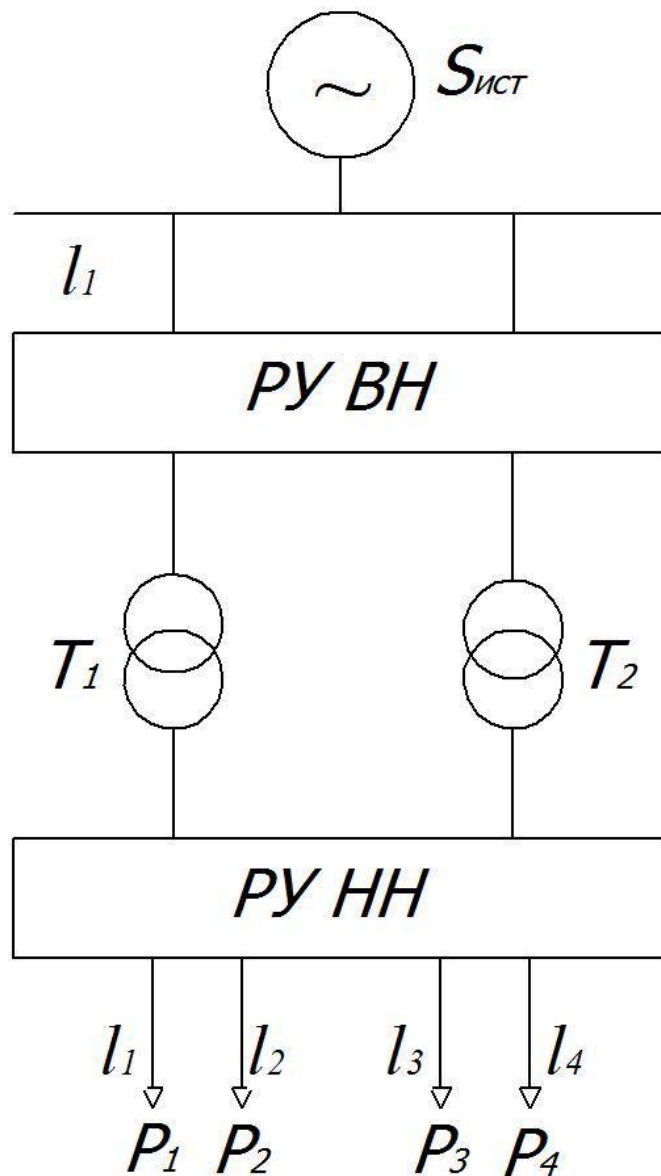


Рисунок 1 – Структурная схема новой подстанции «Сорочинского НГКМ»

Исходя из требований [7] к компоновки ОРУ 110 кВ на вновь сооружаемых подстанциях, а также требований надежности[3] системы электроснабжения потребителей Сорочинского НГКМ, схему ОРУ 110 кВ необходимо выполнить с высоковольтными элегазовыми выключателями, а также ремонтной перемычкой со стороны силовых трансформаторов.

Данная компоновка электрической схемы ОРУ-110 кВ обеспечит нормальное функционирование подстанции при оперативных переключениях

во внешней сети, а также при возникновении токов короткого замыкания в цепи одного из трансформаторов по высокой стороне 110 кВ.

Таким образом, ОРУ 110 кВ будет выполнено по схеме 110-5АН - мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов по высокой стороне, и будет укомплектовано разъединителями 110 кВ, силовыми элегазовыми выключателями 110 кВ, ограничителями перенапряжения типа ОПН 110 кВ (рисунок 2).

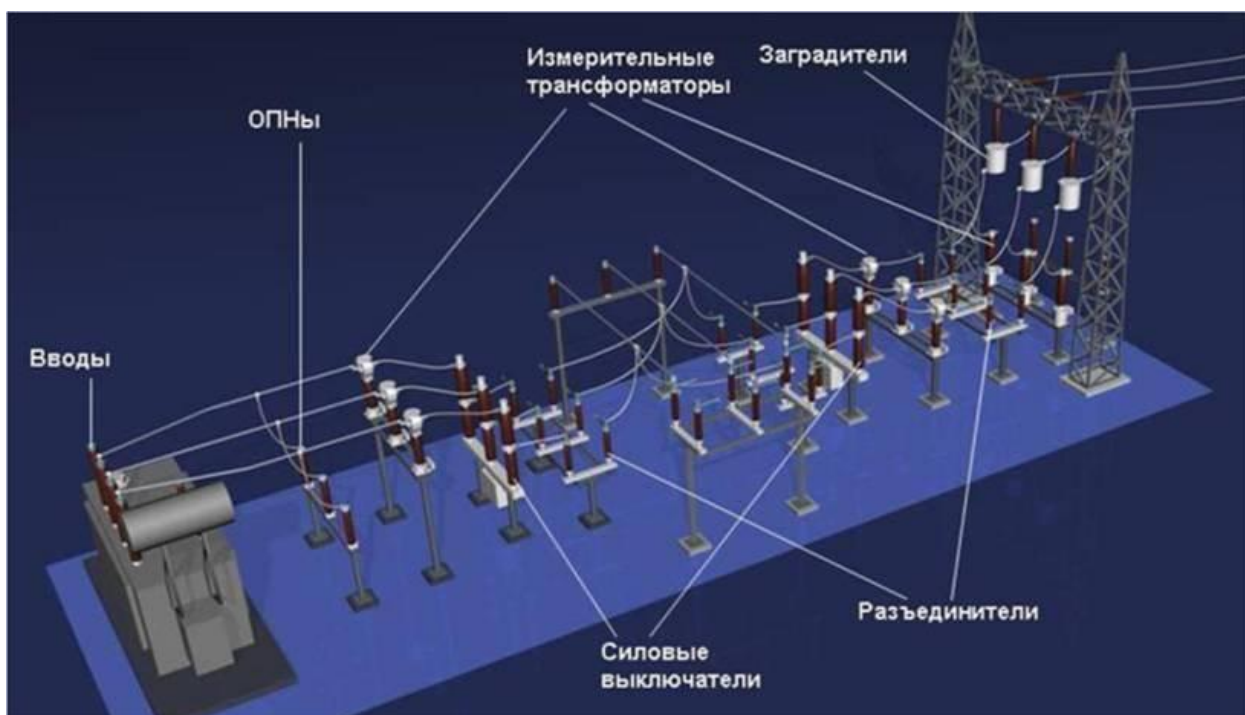


Рисунок 2 – Расположение электрооборудования новой ПС 110 кВ

3 Выбор силовых трансформаторов

3.1 Выбор типа (марки) и номинальной мощности силовых трансформаторов

На основании исходных данных для квалификационной работы:

1. «Техническими условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Волги»»[10];
2. Техническое задание на проектирование понизительной подстанции «Сорочинского «НГКМ»».

На новой подстанции ПС 110/10 кВ «Сорочинского НКГМ» планируется установка силовых трансформаторов в количестве двух штук типа ТДН-25000/110/10 с обмоткой РПН для регулирования величины напряжения по стороне 10 кВ [15].

Исходя из вышеуказанных исходных данных, максимальная нагрузка приходящаяся на трансформаторы будет составлять 27 МВА.

Таким образом, коэффициент загрузки выбираемых трансформаторов будет составлять в соответствии с условием 3.1:

$$0,5 \leq k_3^H \leq 0,7 \quad (3.1)$$

$$k_3^H = \frac{S_{max}}{n \cdot S_T} = \frac{27}{2 \cdot 25} = 0,53$$

Так как коэффициент загрузки k_3^H не превышает максимального значения 0,7, далее в работе будут учтены к установки два трансформатора типа ТДН-25000/110/10.

4 Расчёт токов короткого замыкания для вновь строящейся понизительной подстанции

«Расчет токов короткого замыкания вызван необходимостью защиты электрооборудования понизительных подстанций и электрических сетей в целом от разрушительного воздействия, которые оказывают токи КЗ на энергосистему. При этом токи КЗ могут привести к разрушению не только электрооборудования, а также привести к аварийным ситуациям в энергосистеме, которые бывают как локального так и системного характера» [12]. «Масштаб аварийных ситуации в результате тока КЗ зависит от вида тока короткого замыкания, также от комплекса мероприятий выполненных в электрических сетях для отключения поврежденного участка цепи» [12]. «К данным мероприятиям относиться как установка необходимого комплекта защит РЗА с отключающим воздействием на коммутационную аппаратуру (высоковольтные выключатели), так и комплекс противоаварийной автоматики устанавливаемых на системообразующих подстанциях понижающих и электростанциях» [10].

Исходя из требований [12], на основании расчетов токов короткого замыкания проводится проверка на термическую и динамическую стойкость выбираемого электрооборудования. Данные проверки необходимы для того, чтобы исключить разрушение изоляционных конструкций и токопроводящих элементов выбираемого электрооборудования при кратковременном воздействии токов короткого замыкания, т.е. времени срабатывания релейной защиты и времени отключения поврежденного участка высоковольтными выключателями.

Определим параметры электрооборудования для расчета токов короткого замыкания на вводах силовых трансформаторов и на системы шин.

Параметры ЛЭП 110 кВ Сорочинская-Южная:

- длина линии около 4,0 км;
- провод выполнен маркой АС-150.

Параметры отпайки на ВЛ 110 кВ Сорочинская-Газовая

- длина линии около 5 км;
- провод выполнен маркой АС-150.

Параметры трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Сорочинского НГКМ:

- номинальная мощность 25 МВА;
- напряжение короткого замыкания $U_{K\%} = 10,5$;
- мощность короткого замыкания $\Delta P_K = 120$ кВт;
- регулирование под нагрузкой $\pm 9 \cdot 1,78\% = \pm 16\%$.

Параметры внешней системы электроснабжения:

«Сопротивление системы прямой/обратной последовательности в максимальном и минимальном режиме»[10]:

$$Z_{C1.max} = 0,679 + j3,842 \text{ Ом}$$

$$Z_{C1.m in} = 2,075 + j8,818 \text{ Ом}$$

«Сопротивление системы нулевой последовательности в максимальном и минимальном режиме»[10]:

$$Z_{C1.max} = j3,817 \text{ Ом}$$

$$Z_{C1.m in} = j7,202 \text{ Ом}$$

Расчет токов короткого замыкания, проведем по утвержденной методике, изложенной в технической литературе [12].

Перед расчетом токов короткого замыкания приведем несколько допущений, которые будут учтены в расчетах токов КЗ:

Базисная мощность $S_g = 1000$ МВА

Мощность системы (мощность подпитки системы при токах КЗ)
 $S_k = 5000$ МВА.

«Сопротивление системы определяем по формуле» [12]:

$$x_{6,c} = \frac{S_6}{S_K}; \quad (4.1)$$

Таким образом, сопротивление $x_{6,c}$:

$$x_{6,c} = \frac{1000}{5000} = 0,2 \text{ о.е.}$$

«Рассчитаем сопротивление трансформаторов с учетом РПН»[12]:

$$\begin{aligned} X_{T1(2)B.Min} &= \frac{U_{K\%}}{100} * \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} * \left(1 - \frac{K_p}{4}\right) = \frac{10,5}{100} * \frac{115^2 * (1 + 0,16^2)}{25} * \left(1 - \frac{3,5}{4}\right) \\ &= 3,707 \text{ Ом} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} X_{T1 \ 2 \ Н.Min} &= \frac{U_{K\%}}{100} * \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} * \frac{K_p}{2} = \frac{10,5}{100} * \frac{115^2 * (1 + 0,16^2)}{63} * \frac{3,5}{2} \\ &= 51,904 \text{ Ом} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} X_{T1 \ 2 \ В.Max} &= \frac{U_{K\%}}{100} * \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} * \left(1 - \frac{K_p}{4}\right) = \frac{10,5}{100} * \frac{115^2 * (1 - 0,16^2)}{25} * \left(1 - \frac{3,5}{4}\right) \\ &= 1,944 \text{ Ом} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} X_{T1 \ 2 \ Н.Max} &= \frac{U_{K\%}}{100} * \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} * \frac{K_p}{2} = \frac{10,5}{100} * \frac{115^2 * (1 - 0,16^2)}{25} * \frac{3,5}{2} \\ &= 27,217 \text{ Ом} \end{aligned}$$

«Рассчитаем сопротивление ВЛ 110 кВ питающей подстанции от внешней системы электроснабжения» [12]:

$$x_{*6,л} = x_{уд} l \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 0,4 * \frac{8,34}{2} * \frac{1000}{115^2} = 0,13;$$

Расчет тока трехфазного короткого замыкания:

$$I_{\zeta} = \frac{S_{\zeta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\zeta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}$$

Определим значение тока ТКЗ в момент возникновения аварии [12]:

$$I_{\text{п,о}}^{\zeta} = \frac{E''_{*б}}{x_{*\text{рез}(б)}} \cdot I_{\zeta} = \frac{1}{0,15} \cdot 5,02 = 7,54 \text{ кА};$$

Определим максимальное значение тока при наихудших условиях [12]:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п,о}} \cdot k_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 6,57 \cdot 1,8 = 19,2 \text{ кА}$$

где $k_{\text{уд}}=1,8$ – определяется из методической литературы [15].

Для шин 10 кВ определим сопротивление цепи на пути протекания тока короткого замыкания [12]:

$$x_{\text{рез}(б)} = x_{б,с} + x_{б,л} + x_{б,Тв} + x_{б,Тн} + x_{*б} = 0,2 + 0,13 + 0,41 + 5,74 + 3,53 = 10,01.$$

Исходя из полученных расчетных значений определим базисное значение тока КЗ на шинах 10 кВ:

$$I_{\zeta} = \frac{S_{\zeta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\zeta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,8 \text{ кА}$$

Значение тока ТКЗ в момент возникновения аварии [12] на шинах 10 кВ:

$$I_{п,о}^3 = \frac{E''_{*б}}{X_{*рез(б)}} \cdot I_6 = \frac{1}{10,01} \cdot 57,8 = 5,7 \text{ кА}$$

Максимальное значение тока при наихудших условиях $i_{уд}$ [12]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п,о} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 5,7 \cdot 1,96 = 33 \text{ кА}$$

где $k_{уд}=1,8$ – определяется из методической литературы [15].

Полученные результаты расчетов занесем в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Данные расчета токов к.з.

Место КЗ	$U_{н}$, кВ	$k_{уд}$	$I_{КЗ\text{ ВН}}^{110}$, кА	$I_{КЗ\text{ НН}}$	$i_{уд}$, кА
Со стороны ЭС на шинах ВН	115	1,8	7,54	-	19,2
На стороне силового трансформатора на шинах НН	10	1,96	-	12,97	33,0

В результате проведенных расчетов были установлены максимальные значения токов короткого замыкания на вводах силовых трансформаторов и на шинах ЗРУ 10 кВ.

5 Выбор оборудования электрической части ПС

В соответствии с разделом 1.1 данной ВКР выберем следующее электрооборудование:

1. Электрооборудование ОРУ 110 кВ должно иметь исполнение для наружной установки УХЛ1.

2. Распределительное устройство 10 кВ должно иметь исполнение закрытого типа, соответственно выбрано ЗРУ 10 кВ модульного типа в виде комплектного распределительного устройства (КРУ).

3. Так как ОРУ 110 кВ будет выполнено по схеме 110-5АН - мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов по высокой стороне, ОРУ 110 кВ должно быть укомплектовано разъединителями 110 кВ, силовыми элегазовыми выключателями 110 кВ типа ВГТ, ограничителями перенапряжения типа ОПН 110 кВ.

4. В ОРУ -110 кВ для подключения РЗиА необходимо укомплектовать измерительными трансформаторами тока. На сегодняшний день одними из перспективных являются трансформаторы тока с элегазовой изоляцией типа ТОГФ. Таким образом, будут выбраны к установки трансформаторы тока с элегазовой изоляцией.

5. Комплектное распределительное устройство 10 кВ необходимо укомплектовать вакуумными выключателями на 10 кВ, а также всем необходимым электрооборудованием, для обеспечения нормальной работы потребителей. [3].

5.1 Выбора оборудования электрической части ПС

Электрооборудование понизительных подстанций выбирается по номинальным параметрам, таким как номинальное напряжение, номинальный ток [15]. Данные условия продиктованы техническими решениями обеспечивающие нормальную работу электроустановок.

Номинальному напряжению [15]:

$$U_{\text{ном.сети}} \geq U_{\text{ном}}, \quad (5.1)$$

Номинальному току [15]:

$$I_{\text{ном.сети}} \geq I_{\text{max}}, \quad (5.2)$$

На основании токов короткого замыкания все электрооборудование проверяется на [15]:

Динамическую стойкость [16]:

$$I_{\text{дин.}} \geq I_{\text{по}}^{(3)}, \quad (5.3)$$

Термическую стойкость [16]:

$$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_k \quad (5.4)$$

Проведем расчет номинального длительного тока, данный расчет проводится на основании требований ПУЭ [3]:

$$I_{\text{max}}^{\text{ВН}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ВН}}}, \text{ А}, \quad (5.5)$$
$$I_{\text{max}}^{\text{ВН}} = 1,4 \cdot \frac{25,0}{\sqrt{3} \times 110} \cdot 10^3 = 177,15 \text{ А},$$

Длительный ток на стороне НН:

$$I_{\text{max}}^{\text{НН}} = \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{НН}}}, \text{ А}, \quad (5.6)$$

$$I_{\max}^{\text{HH}} = \frac{25,0}{\sqrt{3} \times 10} \cdot 10^3 = 1948 \text{ A.}$$

Значения ударных токов определены в разделе расчет токов короткого замыкания п.4 в данной работе.

Таблица 5.1 – Результаты расчетов токов на разных шинах ПС 110/10 кВ

ОРУ-110 кВ		
I_{\max}^{BH} , А	$I_{\text{кз}}$, кА	$I_{\text{уд}}$, кА
117,15	7,54	19,2
КРУ-10 кВ		
I_{\max}^{HH} , А	$I_{\text{кз}}$, кА	$I_{\text{уд}}$, кА
1948	12,97	33,0

5.2 Выбор выключателей в ОРУ 110 кВ

Параметры элегазовых выключателей выбираем на основании [18], а также на основании расчетных формул 5.1 – 5.4, а также проведем проверку:

$$i_{\text{макс}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (5.7)$$

$$I_{\text{T.C}}^2 \times t_{\text{T.C}} \geq I_{\text{к}}^2 \times t_{\text{к}}, \quad (5.8)$$

Таблица 5.2 – Расчётные значения выключателей 110 кВ

Наименование условия	Условие выбора	Единица измерения
Условия выбора выключателя для ОРУ-110 кВ	$U_{\text{пр}} > U_{\text{ном}}$	кВ
	$I_{\text{пр}} > I_{\text{расч}}$	А
	$I_{\text{T.C}}^2 \times t_{\text{T.C}} \geq I_{\text{к}}^2 \times t_{\text{к}}$	кА ² с
	$i_{\text{у}} < i_{\text{пр.с}}$	кА
Данные по формулам 5.1-5.8	110	кВ
	177,15	А
	15,2	кА ² с
	19,2	кА
Паспортные данные завода изготовителя	115	кВ
	2000	А
	102	кА ² с
	40	кА

Так как ОРУ 110 кВ будет выполнено по схеме 110-5АН - мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов по высокой стороне, ОРУ 110 кВ будет укомплектовано силовыми элегазовыми выключателями 110 кВ типа ВГТ.

5.3 Выбор разъединителей 110 кВ

«Разъединители для ОРУ 110 кВ изготавливаются в трехполюсном исполнении. Полюс разъединителя 110 кВ выполнен в виде двухколонкового аппарата с разворотом главных ножей на 90° в горизонтальной плоскости» [18].

По расчетным параметрам 5.1-5.8 приведем расчетные и паспортные данные.

Выбранные разъединители представлены в графической части ВКР.

Таблица 5.3 – Условия выбора разъединителя

Наименование условия	Условие выбора	Единица измерения
Условия выбора разъединителя для ОРУ-110 кВ	$U_{нр} > U_{ном}$	кВ
	$I_{рн} > I_{расч}$	А
	$I_{Т.С}^2 \times t_{Т.С} \geq I_{к}^2 \times t_{к}$	кА ² с
	$i_{у} < i_{пр.с}$	кА
Данные по формулам 5.1- 5.8	110	кВ
	177,15	А
	15,2	кА ² с
	19,2	кА
Технические характеристики разъединителя	115	кВ
	1000	А
	100	кА ² с
	100	кА

5.4 Выбор трансформаторов тока 110 кВ

«Выбор измерительных трансформаторов тока (ТТ) выполняется по номинальным параметрам» [13].

В ОРУ -110 кВ для подключения РЗиА необходимо укомплектовать измерительными трансформаторами тока. На сегодняшний день одними из перспективных являются трансформаторы тока с элегазовой изоляцией типа

ТОГФ. Таким образом, будут выбраны к установки трансформаторы тока с элегазовой изоляцией.

Таблица 5.4 – Условия выбора ТТ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение		
$U_{нр} > U_{ном}$	110 кВ	126 кВ
Длительный номинальный ток		
$I_{рн} > I_{расч}$	177 А	100-200-400 А
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$I_{т.с}^2 \times t_{т.с} \geq I_{к}^2 \times t_{к}$	15,2 кА ² с	63 кА ² с
Номинальный ток динамической стойкости		
$i_{\nu} < i_{пр.с}$	19,2 кА	40 кА

В соответствии с методикой выбора трансформаторов тока [11], необходимо ТТ проверить на загрузку по стороне вторичной цепи [11], это выполняется для исключения высокого сопротивления во вторичной цепи трансформатора тока, и исключения высокой погрешности измеряемого тока в цепи РЗиА, а также обеспечения нормального режима работы ТТ - режим работы короткого замыкания:

$$Z_{2нагр} \leq Z_{2ном}, \quad (5.9)$$

«где $Z_{2нагр}$ — вторичная нагрузка ТТ; $Z_{2ном}$ — номинальная допустимая вторичная нагрузка ТТ в выбранном классе точности» [11].

«Предельно допустимое сопротивление жилы кабеля рассчитываем по формуле» [11]:

$$r_{2пр.доп} = \frac{S_{ном} - S_{потр}}{I_{ном}^2 - r_{пер}}, \quad (5.10)$$

где $I_{ном}$ – номинальный вторичный ток ТТ,

$r_{\text{пер}}$ – переходное сопротивление соединительных контактов в токовых цепях.

«Расчетное сечение жилы провода рассчитываем как» [11]:

$$S_{\text{каб}} \geq \frac{l_{\text{каб}}}{\gamma \times r_{2\text{пр.доп}}}, \quad (5.11)$$

где $l_{\text{каб}}$ – фактическая длина кабеля, м;

γ – данные об удельном сопротивлении, Ом/м.

Согласно ПУЭ [4]:

$$r_{2\text{пр.доп}} = \frac{30 - 0,3}{5^2 - 0,05} = 1,138 \text{ Ом},$$

$$S_{\text{каб}} \geq \frac{105}{57 \times 1,138} = 1,6 \text{ мм}^2,$$

Сечения жилы кабеля составит 2,5 мм².

5.5 Выбор измерительного ТН - 110 кВ

В ОРУ-110 кВ установка трансформатором напряжения марки НКФ-110-83 (АО ХК «Электрозавод») [20], необходима для подключения системы коммерческого учета по стороне 110 кВ, а также контроля значений напряжения по стороне 110 кВ, и нормальной работы системы РПН установленных на силовых трансформаторах типа ТДН-25000/110/10.

Нагрузка во вторичной цепи ТН 110 кВ с учетом всех подключенных измерительных приборов составит около 30 ВА, что является допустимым значением.

6.6 Выбор ОПН ОРУ 110 кВ

Технические данные ограничителей перенапряжения на 110 кВ представлены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 -Технические данные ограничителей перенапряжения на 110 кВ

Характеристика	ОПНН-110/82/10/40 УХЛ1
1	2
Класс напряжения сети, кВ	110
Номинальное напряжение ОПН, кВ	115
Номинальный разрядный ток, кА	10

Все электрооборудование ОРУ 110 кВ имеет исполнение для наружной установки УХЛ1, таким образом технические требования по выбору оборудования для ОРУ – 110 кВ новой подстанции «Сорочинского НГКМ» учтены.

5.7 Выбор оборудования закрытого распределительного устройства 10 кВ

Распределительное устройство 10 кВ необходимо выполнить закрытого типа, соответственно в данной работе будет выбрано ЗРУ 10 кВ модульного типа в виде комплектного распределительного устройства (КРУ).

Одним из перспективных типов ячеек для установки в ЗРУ 10 кВ являются ячейки КРУ типа СЭЩ. Данные ячейки имеют множество преимуществ, одно из которых высокая степень локализации производства данных ячеек на заводе изготовителе, что повышает качество сборки данных ячеек, а также увеличивает срок службы электрооборудования.

Данные ячейки будут укомплектованы вакуумными выключателями производства завода изготовителя КРУ ВВУ-СЭЩ, трансформаторами тока типа ТОЛ, трансформаторами напряжения НАЛИ-СЭЩ, ограничителями перенапряжения ОПН на 10 кВ микропроцессорной релейной защитой.

Полная компоновка необходимым электрооборудованием данных ячеек на заводе изготовители является оптимальным решением.

Проведем выбор электрооборудования КРУ 10 кВ по условиям выбора в соответствии с формулами 5.1-5.8.

6.7.1 Выбор выключателей КРУ 10 кВ

«Значения номинальных параметров коммутационного оборудования выбирают из ряда стандартных значений» по ГОСТ Р 52565 -2006. На первоначальном этапе подберем вакуумные выключатели по паспортным характеристикам, также необходимо отметить, что выбираемые выключатели имеют следующие особенности:

1. Принцип гашения дуги у выбираемых выключателей – вакуум;
2. Тип привода у выключателей – пружинный.
3. При первом включении выключателя в случаи отсутствия оперативного тока, конструктивно предусмотрено ручной взвод пружины оперативно-ремонтным персоналом. При наличии оперативного тока и напряжения взвод пружины осуществляется электромагнитным приводом.

В таблице 5.6 укажем паспортные характеристики выбираемых вакуумных выключателей.

Таблица 5.6 - Технические характеристики выключателей ВВУ-СЭЩ

Наименование параметра	Единица измерения	Вакуумный выключатель ВВУ-СЭЩ
$U_{ном}$, кВ	кВ	10
$I_{ном}$, А	А	2000
$I_{дин}$,	кА 3 сек	40
$I_{период}$ КЗ,	кА	40
B_k ,	кА	100
$t_{выкл.соб}$,	сек	0,04
$t_{выкл.пол}$,	сек	0,06
t – окружающего воздуха,	° С	+40°, -55°

Таблица 5.7 – Условия выбора вакуумного выключателя 10 кВ

Наименование условия	Условие выбора	Единица измерения
Условия выбора	$U_{пр} > U_{ном}$	кВ
	$I_{рн} > I_{расч}$	А
	$I_{Т.С}^2 \times t_{Т.С} \geq I_{к}^2 \times t_{к}$	кА ² с
	$i_{y} < i_{пр.с}$	кА
Данные по формулам 6.1-6.8	10	кВ
	1948	А
	14,1	кА ² с
	33	кА
Данные завода изготовителя	10	кВ
	3150	А
	100	кА ² с
	40	кА

5.7.1 Выбор трансформатора тока 10 кВ

На основании условий выбора п.5 и 5.1 выбираем трансформаторы тока типа ТОЛ, которые производятся на заводе изготовителе ячеек КРУ типа СЭЦ.

Выбираемые к установке в ячейках СЭЦ трансформаторы тока имеют паспортные данные указанные в таблице 5.8:

Таблица 5.8 – Сопоставление расчетных и каталожных данных

Наименование источника данных	Условие выбора	Единица измерения
Расчетные	$U_{уст} = 10$	кВ
	$I_{max} = 1948$	А
	$i_{уд} = 33$	кА
	$B_k = 1,85$	кА ² ·с
От завода изготовителя: ТОЛ-10 кВ	$U_{ном} = 10$	кВ
	$I_{ном} = 2000$ А	А
	$I_{дин} = 100$	кА
	$B_k = 4800$	кА ² ·с

В соответствии с методикой выбора трансформаторов тока [11], а также СТО 56947007-29.240.021-2008, необходимо ТТ проверить на загрузку

по стороне вторичной цепи [11], это выполняется для исключения высокого сопротивления во вторичной цепи трансформатора тока, и исключения высокой погрешности измеряемого тока в цепи РЗиА, а также обеспечения нормального режима работы ТТ - режим работы короткого замыкания:

$$r_{\text{приб}} = \frac{4,6}{5^2} = 0,184 \text{ Ом}$$

Так как класс точности трансформатора тока ТОЛ – 10 кВ S=0,5, то $Z_{2\text{НОМ}} = 1,2 \text{ Ом}$.

Допустимое сопротивление проводника:

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,184 - 0,1 = 0,916 \text{ Ом.}$$

$$q = \frac{(0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60)}{0,916} = 3,21 \text{ мм.}$$

Выбираем кабель контрольный сечением S - 4мм².

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60}{4} = 0,74 \text{ Ом}$$

Суммарная вторичная нагрузка приходящаяся на ТТ:

$$r_2 = 0,184 + 0,74 + 0,1 = 1,024 \text{ Ом}$$

Исходя из условия 5.10 вторичная нагрузка приходящаяся на ТТ ниже предельно допустимого значения 1,2 Ом.

5.7.2 Трансформатор ТН на 10 кВ

Трансформатор напряжения также выбираем на основании каталожных данных завода производителя ячеек КРУ СЭЩ, для повышения степени сборки выбранных ячеек на новой подстанции 110/10 кВ. Исходя из паспортных данных, выбираемые ТН имеют номинальную мощность в классе точности 0,5, таким образом присоединения потребляемая мощность счетчиков должна не превышать 75 ВА. Проведем расчеты допустимой нагрузки во вторичных цепях трансформатора напряжения на 10 кВ:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cos\phi)^2 + (\sum S_{\text{приб}} \sin\phi)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \sqrt{7,04^2 + 7,4^2} \\ = 9,91 \text{ ВА.}$$

$$S_2 \leq S_{\text{max}} \quad (5.11)$$

$$9,91 \leq 75.$$

Условие 5.11 выполняется, поэтому принимаем к установки НАЛИ-СЭЩ на 10 кВ.

Таким образом, выбранное оборудование КРУ 10 кВ соответствует всем требованиям определенным в п.5.1, а также техническому заданию и требуемым проектным решениям.

.

6 Выбор релейной защиты и автоматики

6.1 Микропроцессорная релейная защита

На сегодняшний день при строительстве новых понизительных подстанций в качестве РЗА устанавливается микропроцессорная релейная защита, прежде всего это вызвано необходимостью создания системы АСУ ТП и системы регистрации аварийных ситуаций на подстанциях.

Микропроцессорная РЗА имеет множество преимуществ по сравнению с электромеханической РЗА, однако, принцип логики работы релейной защиты у микропроцессорной такой же, как и электромеханической.

При этом тип РЗА и принцип работы микропроцессорной релейной защиты устанавливаемых на подстанциях на территории Российской Федерации должен соответствовать техническим требованиям законодательной базы РФ [17].

В качестве релейной защиты на новой подстанции ПС 110/10 кВ Сорочинского НГКМ будем использовать типовые шкафы производства ООО НПП «ЭКРА» г. Чебоксары, так как принцип тип РЗА и принцип работы микропроцессорной релейной защиты данного производителя полностью соответствует техническим требованиям законодательной базы РФ [17].

6.2 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора

Дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ), так как данная защита является основной защитой, при этом имеет высокую степень защиты [3]

$$K_{BI} = \frac{I_{НОМ.ТТ.ВН}}{\sqrt{3} \cdot I_{НОМ.ТР.ВН}} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 177.2} = 1,078$$

Определим значение K_{B2} по низкой стороне силового трансформатора:

$$K_{B2} = \frac{I_{\text{НОМ.ТТ.НН}}}{I_{\text{НОМ.ТР.НН}}} = \frac{2000}{1978} = 1,022,$$

По методике производителя шкафов защиты силовых трансформаторов:

$$I_{\text{УСТ.ВН}}^{\text{ДТ}} = \frac{5 \cdot 1,0}{1,08} = 4,63 \text{ А.}$$

$$I_{\text{УСТ.ВН}}^{\text{ДТ}} = 4,6 \text{ А.}$$

По методике производителя шкафов защиты силовых трансформаторов:

$$I_{\text{СЗ.ВН}}^{\text{ДТ}} = \frac{I_{\text{УСТ.ВН}}^{\text{ДТ}} \cdot K_{\text{ТТ.ВН}}}{K_{\text{СХ.ВН}}} = \frac{4,6 \cdot 300 / 5}{\sqrt{3}} = 159,54 \text{ А,}$$

По методике производителя шкафов защиты силовых трансформаторов коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.min}}^{(2)}}{I_{\text{СР.ТО}}},$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1168 = 1010 \text{ А;}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{1010}{177.2} = 6,33 > 2.$$

По методике производителя шкафов защиты силовых трансформаторов коэффициент чувствительности уставка по вторичному току срабатывания:

$$I_{уст.вн}^{до} = \frac{5 \cdot I_{\bullet CP}^{до}}{K_{B_1}} = \frac{5 \cdot 6,0}{1,08} = 27,78 \text{ А}$$

$$I_{уст.нн}^{до} = \frac{5 \cdot I_{\bullet CP}^{до}}{K_{B_2}} = \frac{5 \cdot 6,0}{1,02} = 29,41 \text{ А}$$

По методике производителя шкафов защиты силовых трансформаторов коэффициент чувствительности ступень отсечки дифференциальной:

$$I_{сз.вн}^{до} = \frac{28 \cdot 300 / 5}{\sqrt{3}} = 971,09 \text{ А}$$

По известному значению тока трехфазного КЗ в минимальном режиме в точке К1 найдем ток двухфазного КЗ:

$$I_{K_1 \min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2357 = 2041 \text{ А}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{2041}{971,09} = 2,11 \geq 1,5$$

Все ступени срабатывания РЗиА ДЗ трансформатора рассчитаны верно.

7 Расчёт защитного заземления

В соответствии с методикой расчета защитного заземления понижающей подстанции [18], проведем расчет и выбор количества заземляющих стержней, а также выбор контура заземления

На первоначальном этапе рассчитаем сопротивление одного стержня [18]:

$$R_C = \frac{\rho_{\text{РАСЧ}}}{2\pi l} \cdot \ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot t' + 1}{5 \cdot t' - 1} =$$
$$= \frac{125}{2\pi \cdot 10} \cdot \ln \frac{2 \cdot 10}{0,012} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 5,7 + 10}{5 \cdot 5,7 - 10} = 15,32 \text{ Ом}$$

где $\rho_{\text{РАСЧ}} = \rho \cdot K_C = 100 \cdot 1,25 = 125 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ - расчетное сопротивление грунта;

$K_C = 1,25$ – коэффициент сезонности

$t' = t + 0,5 \cdot L = 0,7 + 0,5 \cdot 10 = 5,7 \text{ м}$ - приведённая длина

заложения.

Количество стержней [18]:

$$n_C = \frac{R_C}{R_3 \cdot \eta_C} = \frac{15,32}{0,5 \cdot 0,55} = 56 \text{ шт}$$

где $\eta_C = 0,55$ – коэффициент использования стержня;

Сопротивление заземляющей полосы [18]:

$$r_{\Pi} = \frac{\rho_{\text{РАСЧ}}}{2\pi l} \cdot \operatorname{Ln} \frac{2l^2}{bH} = \frac{125}{2 \cdot \pi \cdot 230} \cdot \operatorname{Ln} \frac{2 \cdot 230^2}{0.04 \cdot 0.72} = 1.31 \text{ Ом}$$

Сопротивление заземляющей полосы в контуре:

$$R_{\Pi} = \frac{r_{\Pi}}{\eta_{\Pi}} = \frac{1.31}{0.8} = 1.63 \text{ Ом}$$

где $\eta_{\Pi} = 0.8$ – коэффициент использования протяженных заземлителей;

Необходимое сопротивление вертикальных заземлителей [18]:

$$R = \frac{R_{\Pi} \cdot R_3}{R_{\Pi} + R_3} = \frac{1.63 \cdot 0,5}{1.63 + 0,5} = 0,38 \text{ Ом}$$

По полученным расчетам проведем расчет фактического количества стержней[18]:

$$\eta_c = \frac{R_c}{R_3 \cdot \eta_c} = \frac{15.32}{0,38 \cdot 0.55} = 80 \text{ шт}$$

По результатам расчета получаем необходимо количество заземляющих стержней равно 80 шт.

Таким образом, для заземления проектируемого объекта необходимо 80 стержня.

По произведённым расчётам, применяем для заземляющего контура ПС 110/10 кВ, с глухо заземляющей нейтралью трансформаторов по стороне 110 кВ, 80 стержней расположенных друг от друга на расстоянии 5 м по периметру ПС, связанные между собой полосой связи.

8 Собственные нужды подстанции

Собственные нужды подстанции включают себя электрооборудование 380/220 В необходимо для нормального функционирования понизительной подстанции:

1. Освещение территории понизительной подстанции;
2. Система подогрева шкафов РЗиА в зимний период времени;
3. Система оперативного постоянного тока подстанции, которая необходима для обеспечения жизни способности подстанции в период аварийных ситуации в энергосистеме и потери напряжения в питающих ВЛ-110 кВ.

Прием и распределение электроэнергии собственных нужд на подстанции от трансформаторов собственных нужд осуществляется с помощью щита собственных нужд.

На данной подстанции в качестве трансформаторов собственных будут использоваться трансформаторы 10/0,4 кВ типа ТМГ, которые установлены в ячейках КРУ-10 кВ и подключены к 1 и 2 системам шин ЗРУ-10 кВ.

9 Система оперативного постоянного тока

Система оперативного постоянного тока подстанции необходима для обеспечения жизнеспособности подстанции в период аварийных ситуации в энергосистеме и потери напряжения в питающих ВЛ-110 кВ.

Вся нагрузка системы ПТ разделяется на несколько категорий:

1 «Аппараты устройств управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, постоянно обтекаемые током» [18];

2 «Нагрузка, появляющаяся при исчезновении переменного тока во время аварийного режима, так называемая временная нагрузка»[18]. К ней, прежде всего, относится нагрузка аварийного освещения;

3 «Кратковременная (толчковая) нагрузка»[18]. Данная нагрузка создается токами включения и отключения приводов элегазовых и вакуумных выключателей в момент взвода пружины.

К системе оперативного ПТ в первую очередь относятся аккумуляторные батареи [3], которые обеспечивают постоянным током в первую очередь работы РЗиА и работу приводов выключателей при потере напряжения в питающих ВЛ-10 кВ.

10 Молниезащита

Все сооружения и здания ПС должны быть защищены молниеотводами путем установки отдельно стоящих молниеотводов, которые устанавливаю на прожекторные мачты высотой, а также на порталах ОРУ - 110 кВ.

$h = 30$ м - стержневой молниеотвод с данной высотой;

$h_0 = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 30 = 25,5$ м - полученное значение, показывающее высоту вершины конуса стержневого молниеотвода;

$h_x = 15$ м - высота защищаемого сооружения;

$r_0 = 1,2 \cdot h = 1,2 \cdot 30 = 36$ м - полученное значение, показывающее радиус конуса;

$L = 45$ м $\leq 4h$ - расстояние между стержневыми молниеприемниками;

$L_{\max} = 4,25 \cdot h = 4,25 \cdot 30 = 127,5$ м - расстояние между стержневыми молниеприемниками (предельное):

$$L_c = 2,25 \cdot h = 2,25 \cdot 30 = 67,5 \text{ м}$$

$$h_c = \frac{L_{\max} - L}{L_{\max} - L_c} \cdot h_0 = \frac{127,5 - 45}{127,5 - 67,5} \cdot 25,5 = 35,06 \text{ м}$$

Максимальная полуширина расчётной зоны r_x в горизонтальной плоскости на высоте h_x рассчитывается по формулам:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{36 \cdot (25,5 - 15)}{25,5} = 15 \text{ м}$$

$$l_x = \frac{L}{2} = \frac{45}{2} = 22,5 \text{ м}$$

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_c - h_x)}{h_c} = \frac{36 \cdot (35,06 - 15)}{35,06} = 20,6 \text{ м}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассмотрен вопрос электрической части понижающей подстанции ПС 110/10 кВ строительство которой, необходимо для подключения энергопринимающих устройств вновь разрабатываемого нефтегазоконденсатного «Сорочинского НГКМ» месторождения и обеспечение возможности развития района НГКМ, повышения надёжности электроснабжения технологических установок и механизированного фонда скважин.

В работе разработана структурная схема понизительной подстанции, а также выбрана схема ОРУ-110 кВ 110-5АН.

На основании расчетных данных проведена проверка корректности данных заявленных в ТУ на ТП для строительства новой подстанции. По результатам проверки выбрали мощность силовых трансформаторов новой подстанции 110/10 кВ.

Также произведены расчёты по току нагрузки и короткого замыкания в расчётных участках схемы распределительного устройства 110 и 10 кВ, в выбрано соответствующее коммутационное оборудование ПС 10/110 кВ.

Выбрано электрооборудование понижающей подстанции 110/10 кВ исходя из схемы ОРУ 110 кВ и комплектации ЗРУ 10 кВ.

Выбрана микропроцессорная РЗА основного силового оборудования, и произведён расчёт уставок данных защит.

Цели и задачи данной выпускной квалификационной работы достигнуты.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абрамова Е.Я., Алешина С.К. Графические изображения элементов электрической части станций и подстанций. Методические указания к курсовому и дипломному проектированию. - Оренбург: Изд-во ОГУ, 2005. - 26 с.
2. ГОСТ Р 21.1101-2009 Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации.
3. Правила устройства электроустановок. М.: ЭНАС, 2015. - 552 с.
4. РД "Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования" от 23.03.1998 № 153-34.0-20.527-98 // Изд-во НЦ ЭНАС. - 2006 г.
5. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Самарской области на 2017-2021 году. Утв. Постановлением Губернатора Самарской области от 18.12.2016г.
6. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, СО 153-34.20.118-2003, Москва, 2003 г.
7. Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК» (г. Москва, 2012 г.)
8. Типовые схемы принципиальные электрические распределительных устройств напряжением 6-750 кВ подстанций и указания по их применению» СО-278ТМ-2007, г. Москва, 2007 г).
9. Афонин В.В. Электрические станции и подстанции: учебное пособие. – Тамбов: ТГТУ, 2015. 89 с.
10. Коломиец Н.В., Пономарчук Н.Р., Шестакова В.В.. Электрическая часть электростанций и подстанций. Учебное пособие. 2014 г. – 143с.
11. Гайсаров Р.В.. Режим работы электрооборудования электростанций и подстанций. 2015. 78 с

12. Кудрин Б.И. Электроснабжение: учебник для студ. учреждений высш. проф. Образования. М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 2-е изд., перераб. и доп. 352 с.

13. Кургузова Л.И. Основы проектирования электрических станций. 2012. 40 с.

14. Коробов, Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование: учебное пособие. СПб.: Лань, 2014. 192с.

15. Руководство по проектированию систем оперативного постоянного тока (СОПТ) ПС ЕНЭС. Типовые проектные решения // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.120.40.093-2011.pdf> (дата обращения: 10.06.2019).

16. Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования // Официальный сайт ОАО "ФСК ЕЭС" URL: http://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test/STO_56947007-29.120.40.041-2010_s_izm_14122012_28012015.pdf (дата обращения: 10.06.2019).

17. Технические требования к автоматизированному мониторингу устройств РЗА, в том числе работающих по стандарту МЭК 61850 // Официальный сайт ПАО "Россети" URL: http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/СТО_34.01-4.1-007-2018.pdf (дата обращения: 10.06.2019).

18. Типовые технические решения подстанций 6-110 кВ // Официальный сайт ПАО "Россети" URL: https://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/34.01-3.1-002-2016.pdf (дата обращения: 10.06.2019).

19. Требования к шкафам управления и РЗА с микропроцессорными устройствами // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: http://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test/STO-6947007-29.120.70.042-2010.pdf (дата обращения: 10.06.2019).

20. Bhalja B., Maheshwari R. P., Chothani N. Protection and Switchgear (Oxford Higher Education). - 1 изд. - Oxford: Oxford University Press, 2016. - 576 с.

21. Croft T., Hartwell F.P., Summers W.I. American Electricians' Handbook. - 16 изд. - New York City: McGraw-Hill Education, 2013. 1712 с.

22. Gönen T. Electric Power Distribution Engineering. - 3 изд. - Boca Raton: CRC Press, 2014. 1061 с.

23. McPartland J.F., McPartland B.J., McPartland S.P. McGraw-Hill's Handbook of Electric Construction Calculations. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2013. 320 с.

24. Ram B. Power System Protection and Switchgear. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2011. 684 с.