

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)
Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему Реконструкция электроснабжения ремонтного завода

Студент

С.В. Сабуров

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.Е. Бурмутаев

(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)

« _____ » _____ 2019 г.

Тольятти 2019

АННОТАЦИЯ

Бакалаврская работа разработана в целях формирования основных решений по проведению реконструкции системы внешнего электроснабжения ремонтного завода ООО «Волгодонский ремонтный завод» (далее по тексту ВРЗ) города Волгодонск Ростовской области.

Объект, выбранный в качестве системы внешнего электроснабжения ООО «ВРЗ», это одноименная названию ремонтного завода - подстанция «ВРЗ» 110/10 кВ. Электрическая часть подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ является предметом настоящей бакалаврской работы.

В рамках настоящей бакалаврской работы рассмотрены нагрузки, основное электрооборудование, схема и конструктивное исполнение распределительных устройств (далее по тексту РУ), молниезащита и заземление подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ. Принятые решения по реконструкции обоснованы расчетами.

Бакалаврская работа представлена разделами:

- описание объекта - подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ;
- анализ нагрузок ремонтного завода ООО «ВРЗ»;
- выбор силового трансформатора подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ;
- аналитический выбор главной электрической схемы подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ;
- расчет токов короткого замыкания подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ;
- выбор и расчет электрооборудования подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ;
- выбор системы оперативного тока подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ;
- выбор и расчет трансформатора собственных нужд подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ;
- заземление и молниезащита подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ.

Результаты бакалаврской работы излагаются на 63 страницах печатного текста. Бакалаврская работа содержит 1 рисунок, 21 таблицу, 29 библиографических источников.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1 Описание объекта - подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ.....	6
2 Анализ нагрузок ремонтного завода ООО «ВРЗ».....	9
3 Выбор силового трансформатора подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ.....	12
4 Аналитический выбор главной электрической схемы подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ.....	22
5 Расчет токов короткого замыкания подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ.....	28
6 Выбор и расчет электрооборудования подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ.....	34
7 Выбор системы оперативного тока подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ.....	54
8 Выбор и расчет трансформатора собственных нужд подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ...../.....	56
9 Заземление подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ.....	57
10 Молниезащита подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ.....	58
Заключение.....	59
Список используемых источников.....	60

ВВЕДЕНИЕ

Ростовская область является субъектом Российской Федерации (далее по тексту РФ) с административным центром, расположенным в г. Ростов-на-Дону. ООО «ВРЗ» расположен в городе Волгодонск, который согласно административно-территориальному делению Ростовской области, является городским округом [1, 2].

Ростовская область обладает необходимыми преимуществами, позволяющими обеспечить её высокодинамичный темп развития: географическое положение, обеспечивающее выгодные экономические связи и транспортно-логистические маршруты, а также высокообразованный и высоконаучный кадровый потенциал [1, 2].

Высокий уровень промышленного развития области обеспечивает промышленными продуктами весь Южный федеральный округ в объеме до 38 %. Производство области высокодиференцировано. Около 80 % отгруженной продукции приходится на обрабатывающие производства (продукция металлургических и машиностроительных предприятий) [1, 2].

Основные лидирующие позиции Ростовская область занимает среди следующих видов промышленной продукции: агропромышленная сельскохозяйственная техника (зерноуборочные машины, комбайны, косилки), металлургическая продукция (нефтебурильные трубы), сталеплавильное оборудование и литейные машины, эксплуатационное оборудование для ядерных реакторов и пр.

В целом на протяжении последних двух десятилетий, в том числе и в 2018 г., промышленность Ростовской области сохраняет положительную динамику роста и согласно данным в [2] занимает 7-е место среди всех субъектов на территории РФ.

Сельскохозяйственный и агропромышленный комплекс в силу необычайно выгодного географического расположения, в районах плодородных черноземов и каштановых почв (до 64,2 % территории при

толщине слоя от 40 до 80 см), обеспечивает динамичный рост всего, что так или иначе связано с сельским хозяйством.

Ремонтный завод ООО «ВРЗ» в данных условиях постоянно развивается, ввиду наличия большого числа заказов на производство и ремонт сельскохозяйственной техники, необходимость в которой у области непреклонно растет.

Для обеспечения непрерывного производственного процесса, ремонтному заводу ООО «ВРЗ» необходимо постоянное бесперебойное и качественное снабжение электрической энергией, что можно обеспечить при помощи проведения реконструкции принимающей подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ, которая была введена в эксплуатацию в 1989 г.

Необходимость в реконструкции подстанции возникает ввиду значительной изношенности основного электрооборудования.

Обеспечение надежного и качественного электроснабжения ремонтного завода ООО «ВРЗ» является целью настоящей бакалаврской работы.

Для исполнения цели необходимо определить ряд задач и произвести их обоснованное решение. Ряд задач представлен далее:

- описание объекта - подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ;
- анализ нагрузок ремонтного завода ООО «ВРЗ»;
- выбор силового трансформатора подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ;
- аналитический выбор главной электрической схемы подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ;
- расчет токов короткого замыкания подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ;
- выбор и расчет электрооборудования подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ;
- выбор системы оперативного тока подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ;
- выбор и расчет трансформатора собственных нужд подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ;
- заземление и молниезащита подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ.

1 Описание объекта - подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ

Подстанция «ВРЗ» 110/10 кВ находится на территории ремонтного завода ООО «Волгодонский ремонтный завод».

В административном отношении подстанция «ВРЗ» 110/10 кВ расположена в одном из 55 административно-территориальных образований Ростовской области – городском округе города Волгодонск. Адрес подстанции: Ростовская область, городской округ город Волгодонск, шоссе Романовское, 30, территория ремонтного завода ООО «Волгодонский ремонтный завод».

Географические координаты реконструируемой подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ - 47.548049° градусов северной широты, 42.110421° градуса восточной долготы.

Ситуационный план расположения подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ на территории ремонтного завода представлен на рисунке 1.1.

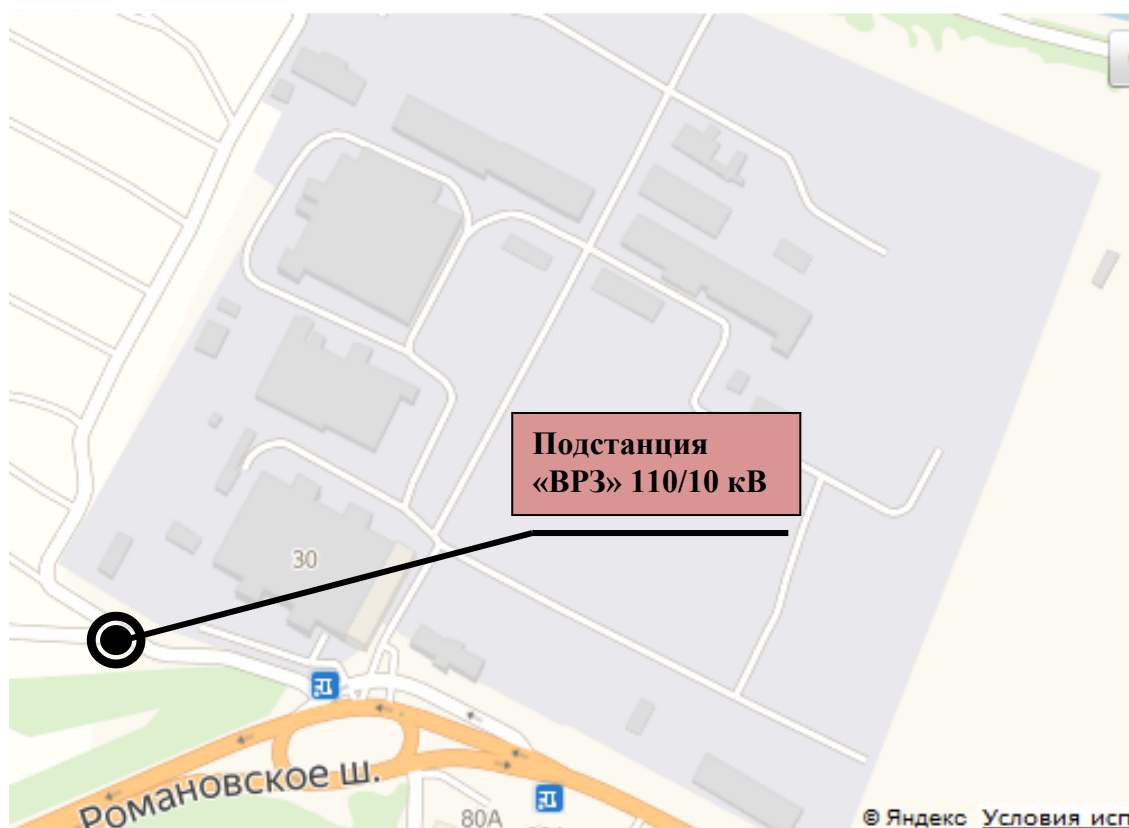


Рисунок 1.1 – Ситуационный план расположения подстанции «ВРЗ» 110/10

кВ

Подстанция «ВРЗ» 110/10 кВ введена в эксплуатацию в 1989 г.

Земельный участок, на котором располагается подстанция «ВРЗ» 110/10 кВ, по площади составляет 3500 м² или 0,35 га (в пределах ограждения). Дополнительного землеотвода при реконструкции не требуется.

Питание подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ обеспечивается двумя воздушными линиями (далее по тексту ВЛ) от двух независимых источников: «Волгодонская ТЭЦ 1 – ВРЗ» и «Цимлянская ГЭС – ВРЗ». ВЛ «Волгодонская ТЭЦ 1 – ВРЗ» имеет протяженность 5,6 км и выполнена тремя участками различной длины с применением сталеалюминиевых проводов марок 2хАС-120, АС-240, АС-300. ВЛ «Цимлянская ГЭС – ВРЗ» имеет протяженность 7,2 км и выполнена полностью сталеалюминиевым проводом АС-300.

Целевое предназначение подстанции - обеспечение электрической энергией (преобразование напряжения и распределение) потребителей ремонтного завода ООО «Волгодонский ремонтный завод».

Подстанция «ВРЗ» 110/10 кВ по способу подключения к электрической сети является тупиковой.

Потребители ремонтного завода ООО «Волгодонский ремонтный завод» относятся ко II и III категории надежности электроснабжения, согласно ПУЭ [13]. Основные электроприемники ПС не являются источниками колебаний, несинусоидальности, несимметрии и не оказывают отрицательного воздействия на показатели качества электроэнергии.

РУ высокого напряжения 110 кВ конструктивно исполнено по типу открытого распределительного устройства (далее по тексту ОРУ). РУ низкого напряжения 10 кВ конструктивно исполнено по типу закрытого распределительного устройства (далее по тексту ЗРУ).

Электрическая схема РУ высокого напряжения (110 кВ) подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ выполнено по схеме № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [16].

Электрическая схема РУ низкого напряжения (10 кВ) подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ выполнено по схеме № 10-1 «Одна, секционированная выключателем система шин» [16].

На подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ, по состоянию на первую половину 2019 г., установлены трансформаторы мощностью по 6,3 МВА каждый, в количестве 2шт. Тип трансформаторов ТДН-6300/110/10 кВ.

Подстанция функционирует без постоянного обслуживающего персонала. Обслуживание производится оперативно-выездными бригадами (ОВБ).

Сведения о климатической характеристике района расположения подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ представлены далее:

1) Ветер:

- ветровое давление – III район.

2) Гололед:

- район по гололеду – III, эквивалентная расчетная толщина гололедных отложений составляет 20 мм.

3) Температура:

- среднегодовая температура – плюс 9,6° С;
- максимальная средняя температура (лето) – плюс 23,6° С;
- минимальная средняя температура (зима) – минус 6,7° С.

4) Гроза:

- среднегодовая продолжительность гроз – 50 часов.

5) Снег:

- расчетная годовая норма осадков – 219 мм.

6) Сейсмичность:

- сейсмичность по шкале MSK-64 – 6 баллов.

7) Загрязнение (для изоляции):

- климатический район в соответствии с ГОСТ 15150-69 – II.

2 Анализ нагрузок ремонтного завода ООО «ВРЗ»

2.1 Характеристика ремонтного завода ООО «ВРЗ»

ООО «Волгодонский ремонтный завод» - это предприятие, относящееся к машиностроительной и металлообрабатывающей отрасли промышленности.

Значительная часть продукции, производимой и ремонтируемой, относится к оборудованию, разработанному для предприятий основным видом деятельности которых является переработка сельскохозяйственной продукции. К таким видам разрабатываемых и ремонтируемых

продуктов относят: - конвейеры грабельного типа для сыпучих продуктов определенной фракции (зерно, свекла и т.д.);

- конвейеры винтового типа для пылевидных грузов и грузов расчлененных на мелкие куски;

- конвейеры ленточного типа применимы для широкого спектра грузов таких как уголь, стройматериалы, зерно и пр.;

- дробилки для измельчения различных зерновых культур (пшеница, ячмень, горох), также доступно для измельчения жмых, ракушка, шрот и пр.

Также одним из основных видов деятельности ООО «ВРЗ» является конструкторская разработка с последующим производством разработанного оборудования буровой отрасли, включая последующий ремонт и сопровождение.

«Перечень выпускаемого бурового оборудования:

- Буровая установка с приводами СО-2М, СО-3МП;
- Вибропогрузатель шпунтовый ВШ-3;
- Роторные растворомешалки различных объемов;
- Установка буроинъекционных свай БИС-3МД;
- Мачты КоГ-14, КоГ-16;
- Буровые шнеки различных диаметров» [24].

ООО «ВРЗ» не ограничивается вышеуказанной продукцией и благодаря наличию собственного парка зуборезного оборудования способно производить различного рода шестеренки.

2.2 Краткое обоснование роста нагрузок ремонтного завода

Рост нагрузок ремонтного завода обусловлен ростом производимой продукции агропромышленными и сельскохозяйственными предприятиями. Наличие большого числа плодородных земельных угодий вызывает необходимость высокоскоростной механизированной переработки сельскохозяйственных культур, для сохранения урожая.

Такие темпы работы сильно изнашивают технику, и, в соответствии с периодами амортизации, та или иная техника попадает на ремонтный завод ООО «ВРЗ».

Соответственно нагрузки ремонтного завода повышаются.

2.3 Ожидаемая нагрузка ремонтного завода ООО «ВРЗ»

Ожидаемая нагрузка ремонтного завода ООО «ВРЗ» $S_{\text{ожид}}$ соответствует значению 12,04 МВА.

2.4 Максимальная продолжительность годовой нагрузки и коэффициент заполнения графика нагрузки

Потребление электрической энергии ремонтным заводом ООО «ВРЗ», в перспективе, составляет 60450 МВт·ч ($W_{\text{ПС}}$).

Используя формулу расчета, представленную в [6], можно рассчитать количество часов максимума годового графика нагрузки:

$$T_{\text{м}} = \frac{W_{\text{ПС}}}{S_{\text{ожид}}}, \quad (2.1)$$

$$T_m = \frac{60450}{12,04} = 5020,8 \text{ ч.}$$

Используя формулу расчета, представленную в [6], можно рассчитать коэффициент, отражающий величину заполнения годового графика нагрузки:

$$K_{\text{зап}} = \frac{T_m}{8760}, \quad (2.2)$$

где 8760 – число часов в году.

$$K_{\text{зап}} = \frac{5020,8}{8760} = 0,572.$$

3 Выбор силового трансформатора подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ

3.1 Тип вновь устанавливаемых на подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ силовых трансформаторов

В соответствии с множеством рекомендаций [6, 4, 9] принимаем к установке на подстанции трехфазный тип трансформаторов. Данное решение объясняется следующими причинами: меньшие затраты материалов для изготовления, соответственно более низкая стоимость, а также сниженные потери электроэнергии по сравнению с группой из трёх однофазных трансформаторов идентичной мощности. Также одна из причин, вносящая свой минимальный вклад, это территориальная ограниченность (дополнительного отвода земли не предусматривается и в этом нет смысла).

Подстанция «ВРЗ» 110/10 кВ имеет два уровня напряжений, это 110 кВ, являющееся высоким напряжением, и 10 кВ, являющееся низким напряжением. Уровни напряжений постоянны и изменению не подлежат. В соответствии с этим выбирается двухобмоточный трансформатор.

Нагрузки подстанции не достаточно велики и ограничивать токи короткого замыкания не требуется (п.5 настоящей бакалаврской работы). Потребность в применении трансформаторов с расщепленными обмотками низкого напряжения отсутствует.

Для обеспечения корректной работы ремонтного завода ООО «ВРЗ», соответствии с требованиями ПУЭ [13], необходимо поддерживать колебания напряжения на шинах подстанции в пределах $\pm 5\%$. Вследствие этого трансформатор должен комплектоваться устройством регулирования напряжения под нагрузкой (далее по тексту РПН).

Для такой мощности трансформаторов, до 25 МВА, (п.3.3 настоящей бакалаврской работы), согласно [5], применяется систем охлаждения с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха, которое имеет кодовое обозначение «Д»

В соответствии с вышеизложенными положениями, для установки на подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ принимается тип трансформатора ТДН.

3.2 Число вновь устанавливаемых на подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ силовых трансформаторов

Количество трансформаторов подстанции выбирается исходя из степени ответственности питаемых нагрузок, с учетом существующей ситуации (в случае реконструкции).

Как было отмечено в п.1 настоящей бакалаврской работы, потребители подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ, по категории надежности электроснабжения, относятся ко II и III категории, в соответствии с ПУЭ [13].

Исходя из существующего количества трансформаторов, схемных решений, требований по обеспечению надежности электроснабжения потребителей (категория по ПУЭ), на подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ сохраняется число силовых трансформаторов равное двум.

3.3 Мощность вновь устанавливаемых на подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ силовых трансформаторов

Согласно ПУЭ, обязательным для всех двухтрансформаторных подстанций является требование по допустимой перегрузке оставшегося в работе силового трансформатора, в случае аварии на подстанции. Т.е. оставшийся в работе трансформатор должен брать на себя полную нагрузку подстанции.

Допустимая аварийная перегрузка достаточно сложный вопрос для точного расчета, т.к. данная величина должна учитывать множество факторов конкретного периода времени в который произошла авария: степень старения изоляции перегружаемого трансформатора на момент аварии, конструкция и способ охлаждения трансформатора, климатические условия, нагрузка. Поэтому величина допустимой аварийной перегрузки принимается условно и согласно ПУЭ [13] принята величиной равной 40 %

номинальной мощности трансформатора (140 %-ная нагрузка на трансформатор) [4].

В условиях перегрузки работа трансформатора допускается не более 6 ч в сутки, на время максимума суточного графика нагрузки, и не более 5-ти суток в целом.

Согласно статистическим данным, аварии на силовых трансформаторах происходят очень редко, поэтому сильное завышение мощности экономически нецелесообразно.

Формула для расчета мощности трансформатора, которая наиболее часто применяется для расчета мощности трансформатора, учитывающее требованием ПУЭ по 40% перегрузке, а также отвечающая требованиям экономичности рассчитываемой мощности представлена далее:

$$S_{\text{ном.Т}} \geq \frac{S_{\text{ожид}}}{K_{\text{пер}}}, \quad (3.1)$$

где $S_{\text{ожид}}$ – 12,04 МВА, согласно п.2.3 настоящей бакалаврской работы,
 $K_{\text{пер}}$ - 1,4 коэффициент допустимой перегрузки.

$$S_{\text{ном.Т}} \geq \frac{12,04}{1,4} = 8,6 \text{ МВА.}$$

Для технико-экономического сравнения будем использовать стандартную методику, предложенную многими авторами [4, 6]. В частности в [4, 6] предлагается на основании подбора двух трансформаторов, ближайших по мощности, к значению, получившемуся по формуле (3.1) и их технико-экономическому сравнению, выбрать наилучший вариант к установке на подстанции.

Расчет по методике производится в п.3.4 настоящей бакалаврской работы.

3.4 Технико-экономическое сравнение трансформаторов, планируемых к установке на подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ

К сравнению приняты трансформаторы ТДН-10000/110/10 кВ и ТДН-16000/110/10 кВ. Необходимые для произведения расчетов номинальные параметры трансформаторов определяем согласно каталогу одного из возможных предприятий-изготовителей трансформаторов, в данном случае – ООО «Гольяттинский Трансформатор» [18]. Параметры выбранных трансформаторов представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры трансформаторов ТДН 10 МВА и 16 МВА

ТДН-10000/110/10 кВ		ТДН-16000/110/10 кВ	
Параметр	Значение	Значение	Параметр
Мощность, МВА ($S_{ном.Т}$)	10	16	Мощность, МВА ($S_{ном.Т}$)
Напряжение обмотки ВН, кВ	115	115	Напряжение обмотки ВН, кВ
Напряжение обмотки НН, кВ	11	11	Напряжение обмотки НН, кВ
Схема и группа соединения обмоток	УН/Д-11	УН/Д-11	Схема и группа соединения обмоток
Потери х.х., кВт ($P_{х.х}$)	10	13	Потери х.х., кВт ($P_{х.х}$)
Потери к.з., кВт ($P_{к.з.}$)	58	85	Потери к.з., кВт ($P_{к.з.}$)
Напряжение к.з., % (U_K)	10,5	10,5	Напряжение к.з., % (U_K)
Ток х.х., % ($I_{х.х.}$)	0,3	0,3	Ток х.х., % ($I_{х.х.}$)

Технико-экономическое сравнение трансформаторов ТДН-10000 МВА и ТДН-16000 МВА выполнено далее, по методике, описанной в [6].

3.4.1 ТДН-10000/110/10 кВ

«Приведенные потери мощности определяются из формулы:

$$P'_T = P'_{x.x} + k_3^2 \cdot P'_k, \quad (3.2)$$

где $P'_{x.x}$ - приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме холостого хода,

k_3 - коэффициент загрузки трансформатора,

P'_k - приведенные потери активной мощности короткого замыкания трансформатора» [6].

«Приведенные потери мощности в режиме холостого хода определяются из формулы:

$$P'_{x.x} = P_{x.x} + k_{un} \cdot Q_{x.x}, \quad (3.3)$$

где $k_{un} = 0,05$ кВт / квар - коэффициент изменения потерь [6],

$$Q_{x.x} = \frac{I_{x.x}}{100} \cdot S_{ном.Т} = 30 \text{ квар} \quad - \quad \text{потери реактивной мощности}$$

трансформатора в режиме холостого хода» [6].

$$P'_{x.x} = 10 + 0,05 \cdot 30 = 11,5 \text{ кВт.}$$

«Коэффициент загрузки трансформатора определяется из формулы:

$$k_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном.Т}}, \quad (3.4)$$

где $S_{\text{нагр}}$ - расчетные нагрузки трансформатора» [6].

$$k_3 = \frac{12040}{10000} = 1,204.$$

«Приведенные потери мощности в режиме короткого замыкания определяются из формулы:

$$P'_k = P_{\text{к.з.}} + k_{\text{ун}} \cdot Q_{\text{к.}}, \quad (3.5)$$

где $Q_{\text{к}} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot S_{\text{ном.т}} = 1050$ квар - потери реактивной мощности в режиме короткого замыкания соответствующих обмоток» [6].

$$P'_k = 58 + 0,05 \cdot 1050 = 110,5 \text{ кВт.}$$

Все составляющие формулы (3.2) найдены и далее представлен расчет по формуле (3.2):

$$P'_T = 11,5 + 1,204^2 \cdot 110,5 = 171,68 \text{ кВт.}$$

«Потери электроэнергии определяются из следующего выражения:

$$\Delta W_{\text{п.с}} = \sum n_i \cdot P'_{\text{х.х}} \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_k \cdot k_{3.i}^2 \cdot T_i \right), \quad (3.6)$$

где i – ступень годового графика нагрузки,

$n = 2$ – число трансформаторов, одновременно работающих на соответствующей ступени годового графика нагрузки,

T_i – продолжительность соответствующей ступени годового графика нагрузки» [6].

Расчет по формуле (3.6) для ТДН-10000 представлен в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Расчёт потерь электроэнергии

i	$S_{нагр}$	n_i	T_i	$\Delta W_{x.x}$	K_3	ΔW_k
1	12040	2	500	11500	1,45	40046
2	11200	2	120	2760	1,25	8317
3	9864	2	680	15640	0,97	36557
4	9519	2	700	16100	0,91	35041
5	9126	2	830	19090	0,83	38192
6	8052	2	1160	26680	0,65	41552
7	7277	2	1150	26450	0,53	33643
8	6118	1	980	11270	0,37	40538
9	5306	1	180	2070	0,28	5599
10	4773	1	1230	14145	0,23	30968
11	4204	1	270	3105	0,18	5272
12	3307	1	960	11040	0,11	11599
Итого по трансформатору:				159850		327324
				487173,8		

«Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах рассчитывается по следующему выражению:

$$I_{\text{Э}} = \Delta W_{\text{п.с}} \cdot C_{\text{Э}}, \quad (3.7)$$

где $C_{\text{Э}}$ - стоимость 1 кВт·ч электроэнергии» [6].

«Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии $C_{\text{Э}}$ рассчитывается из выражения:

$$C_{\text{Э}} = \frac{\alpha}{T_{\text{м}}} + \beta, \quad (3.8)$$

где $\alpha = 4,47$ – основная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт договорной мощности,

$\beta = 2,33$ – дополнительная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт договорной мощности» [6, 26].

$$И_{\text{Э}} = 487173,8 \cdot \left(\frac{4,47}{5020,8} + 2,33 \right) = 1135548,68 \text{ руб.}$$

«Приведенные затраты на трансформатор определяются из формулы:

$$З_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \cdot K + И = E_{\text{н}} \cdot K + И_0 + И_{\text{Э}}, \quad (3.9)$$

где $E_{\text{н}} = 0,15$ – нормативный коэффициент дисконтирования,

K – стоимость силового трансформатора (14 900 000 руб.) [25],

$И_{\text{Э}}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии,

$И_0 = 1400600$ руб. – годовые отчисления на силовой трансформатор»

[6].

$$З_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 14900000 + 1400600 + 1135548,68 = 4771148,68 \text{ руб.}$$

3.4.2 ТДН-16000/110/10 кВ

Расчет для ТДН-16000/110/10 кВ производится по такой же методике, по формулам (3.2-3.5):

$$P'_{\text{х.х}} = 13 + 0,05 \cdot 48 = 15,4 \text{ кВт},$$

$$k_3 = \frac{12040}{16000} = 0,7525,$$

$$P'_k = 85 + 0,05 \cdot 1680 = 169 \text{ кВт},$$

$$P'_T = 15,4 + 0,7525^2 \cdot 169 = 111,09 \text{ кВт}.$$

Расчет по формуле (3.6) для ТДН-16000 представлен в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Расчёт потерь электроэнергии

i	S _{нагр}	n _i	T _i	ΔW _{x.x}	K _з	ΔW _к
1	12040	2	500	15400	0,57	23924
2	11200	2	120	3696	0,49	4969
3	9864	2	680	20944	0,38	21840
4	9519	2	700	21560	0,35	20934
5	9126	2	830	25564	0,33	22817
6	8052	2	1160	35728	0,25	24824
7	7277	2	1150	35420	0,21	20099
8	6118	1	980	15092	0,15	24219
9	5306	1	180	2772	0,11	3345
10	4773	1	1230	18942	0,09	18501
11	4204	1	270	4158	0,07	3150
12	3307	1	960	14784	0,04	6930
Итого по трансформатору:				214060		195552
				409611,9		

Произведем расчет по формулам (3.7-3.9):

$$И_э = 409611,9 \cdot \left(\frac{4,47}{5020,8} + 2,33 \right) = 954760,40 \text{ руб},$$

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 18200000 + 1710800 + 954760,40 = 5395560,4 \text{ руб.}$$

В соответствии с указаниями методики расчетов, выбираем вариант с установкой двух трансформаторов ТДН-10000/110/10 кВ, т.к. данный вариант является наименее затратным, с точки зрения приведенных затрат, по сравнению с установкой двух трансформаторов ТДН-16000/110/10 кВ.

В количественном выражении получаем следующее 5395560,4 руб. – 4771148,68 руб. = 624411,72 руб. Это значит, что вариант с установкой ТДН-10000/110/10 на 624411,72 руб. выгоднее.

4 Аналитический выбор главной электрической схемы подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ

Схемы распределительных устройств подстанций (ВРЗ» 110/10 кВ в данном случае) выбираются и применяются исходя их схемы существующей сети, прилегающей к подстанции, исходя из возможных перспектив развития, с учетом числа присоединяемых ВЛ, кабельных линий (далее по тексту КЛ) и трансформаторов. Также при выборе схемы используются рекомендации, данные стандартами ПАО «ФСК ЕЭС», в частности стандарт организации СТО на применение типовых схем СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» [16].

Компоновка распределительных устройств подстанций («ВРЗ» 110/10 кВ в данном случае) должна отвечать требованиям надежности, безопасности и простоты обслуживания. Должны быть выполнены условия, позволяющие производить ремонты и технические обслуживания различного оборудования подстанций с применением механизированного труда (автокраны, автогидроподъемники) при сохранении напряжения на соседних ячейках, присоединениях, без риска поражения электрическим током персонала [12].

4.1 Конструктивное исполнение РУ 110 кВ и 10 кВ подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ

Под конструктивным исполнением РУ, как правило, следует понимать открытый тип исполнения РУ или закрытый тип исполнения РУ.

Согласно рекомендациям в [12], РУ 110 кВ выполняются по типу «открытых», а также исходя из существующего исполнения РУ 110 кВ, на подстанции «ВРЗ» сохраняется действующий тип РУ 110, т.е. сохраняется открытое распределительное устройство (далее по тексту ОРУ) напряжением 110 кВ.

РУ 10 кВ, согласно рекомендациям в [12], рекомендуется выполнять по типу комплектных распределительных устройств наружной установки (далее по тексту КРУН) в модульном здании или не в модульном здании, или по типу комплектного распределительного устройства (далее по тексту КРУ), устанавливаемого в закрытом помещении (закрытое распределительно устройство, или сокращенно ЗРУ).

Для выполнения РУ 10 кВ по типу ЗРУ необходимо выполнение ряда условий п.13.2 [12], которые для настоящей подстанции не выполняются. Соответственно РУ 10 принимаем исполнением типа КРУН в модульном здании высокой заводской готовности.

4.2 Компонировочные решения по РУ 110 кВ и 10 кВ подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ

Под компоновкой РУ подразумевается взаимное размещение электрического оборудования и соединяющих токопроводов (жестких или гибких). Указанное взаимное размещение в обязательном порядке учитывает принятую электрическую схему РУ, а также требования, действующей в РФ, нормативной документации (ПУЭ, ПТЭ и пр.) [7].

В зависимости от выбранной схемы, РУ может быть выполнено в виде одного блока-линии с трансформатором или двумя блоками-линиями с трансформаторами, также существуют варианты схем со сборными шинами с множеством входящих в нее блок-линий. Помимо перечисленных, есть еще ряд вариантов компоновок РУ (треугольник, четырехугольник и т.д.), которые в данной бакалаврской работе не рассматриваются.

Электрическое оборудование блоков (выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжений и т.д.) подлежит расстановке в блоке по следующим принципам:

- выдерживание допустимых изоляционных расстояний между токоведущими частями, в том числе расстояния между токоведущими

частями и заземленными частями электроустановки, в соответствии с ПУЭ [13];

- обеспечение в пределах ОРУ подъездных дорог к оборудованию (не менее 4,5x4 м, для транспорта), между оборудованием, а также обеспечение коридоров обслуживания.

В настоящее время уже разработано множество вариантов типовых компоновок, привязанных к типовым разработанным схемам, и отступление от них не рекомендуется и всегда подлежит отдельному обоснованию. В нашем случае будет применяться типовая компоновка и конструкция РУ в соответствии с типовыми альбомами и принятой схемой ОРУ 110 кВ (рассматривается далее в п.4.3 настоящей бакалаврской работы).

Конкретные, отдельные решения по компоновке ОРУ 110 кВ представлены далее.

Компоновка ОРУ 110 кВ подстанции ООО «ВРЗ» 110/10 кВ выполнена с применением блоков ОРУ и жесткой ошиновки.

Все металлоконструкции имеют покрытие методом горячего цинкования толщиной не менее 100мкм в заводских условиях. Конструкции позволяют использовать оборудование любого производителя.

В качестве порталных конструкций используются трубные порталы во избежание гнездования птиц.

Фундамент под трансформаторы выполняется из железобетонных плит для установки трансформаторов на катках.

Для организации сбора масла и дождевых вод от силовых трансформаторов организуется маслохозяйство (не рассматривается в рамках настоящей бакалаврской работы). Производится строительство маслоприемника, маслоотвода и маслосборника. Отвод стока (маслоотвод) осуществляется по трубопроводу диаметром не менее 100 мм в специальную емкость – маслосборник.

Прокладка контрольных и силовых кабелей:

- по территории подстанции (от оборудования ОРУ-110 кВ, КРУН-10 кВ здания СДТУ до ОПУ) в наземном ж /б лотке, а в местах пересечения с дорогой в ж/б лотке со съёмной плитой.

Силовые и контрольные кабели в целях электромагнитной совместимости и пожарной безопасности разделяются перегородкой.

В качестве основного типа фундамента оборудования ОРУ-110, ТСН, зданий КРУН, ОПУ, связи принимаются лежни.

Ограждение подстанции выполнено железобетонным забором высотой не менее 2,5 м с дополнительной защитой типа «Егоза», установленной по периметру. Диаметр спирального барьера «Егоза» составляет 500 мм и имеет трех-точечное крепление между кольцами.

Пути прохода и проезда заасфальтированы с устройством бордюрного камня. Ворота внешнего ограждения объекта выполняются цельнометаллическими. Ширина внутриподстанционной дороги – 4,5 м. Въезд на ПС осуществляется с двух сторон.

По территории ОРУ-110, к КРУН, ОПУ, зданию СДТУ прокладываются асфальтированные дорожки.

Здание КРУН-10 изготавливается в модульном исполнении производства устанавливается на лежнях на уровне, препятствующем подтоплению паводковыми и ливневыми водами.

Для управления ПС устанавливается модульное здание ОПУ производства ЗАО ГК «Электрощит-ТМ» (г. Самара), в котором размещаются шкафы СОПТ, РЗА, телемеханики, учета, место дежурного с установкой мнемосхемы.

4.3 Схема распределительного устройства 110 кВ подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ

Существующая схема 110 кВ подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ выполнена по упрощенной схеме «мостик с отделителями и короткозамыкателями в цепях трансформаторов, неавтоматической ремонтной перемычкой 110 кВ».

Данная схема является низконадежной, т.к. с момента ввода подстанции в эксплуатацию в 1989 г. прошло более 25 лет и стандарты, под влиянием опытной эксплуатации и внедрением современных микропроцессорных технологий, изменились. Так, согласно Технической политике ПАО «ФСК ЕЭС» и ПАО «МРСК Юга» для реконструируемых подстанций и сооружаемых вновь запрещено применение схем на отделителях и короткозамыкателях. Такие, так называемые, «упрощенные схемы», обладают низкой надежностью и высокой вероятностью повреждения микропроцессорного оборудования.

Новая схема, выбираемая для подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ, должна отвечать требованиям надежности, ремонтпригодности, гибкости, возможности расширения, простоты и наглядности.

С учетом назначения подстанции и её типа принимаем схему № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [14, 16, 28].

Данная схема применяется для тупиковых подстанций, согласно п. 1.5.5 [16], а подстанция «ВРЗ» 110/10 кВ и является тупиковой.

Схема является лучшим вариантом, т.к. через подстанцию «ВРЗ» не осуществляется и не будет осуществляться транзит мощности, что говорит об отсутствии необходимости в автоматической ремонтной перемычке со стороны трансформаторов, которая позволяла бы осуществлять транзит.

Согласно статистическим данным, аварии на силовых трансформаторах явление достаточно редкое, нежели авария на питающих ВЛ, и выбранная схема № 110-4Н позволяет сохранить в работе две питающие ВЛ в случае аварии на трансформаторе, посредством проведения переключений неавтоматической перемычкой и двумя выключателями.

4.4 Схема распределительного устройства 10 кВ подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ

Существующая схема РУ 10 кВ - № 10-1 «одна, секционированная выключателями система шин» [16].

Схема сохраняется неизменной ввиду того, что количество отходящих линий не велико и не увеличивается, а увеличивается лишь передаваемая мощность. Также для трансформатора типа ТДН другая схема просто не подойдет.

Среди основных преимуществ существующей схемы можно отметить экономичность, наглядность, простоту. Применение секционирования позволяет сохранить в работе половину присоединений в случае аварий на одной из секций шин или ремонта какой-либо из систем шин [14].

5 Расчет токов короткого замыкания подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ

Расчет токов короткого замыкания (далее по тексту КЗ) на шинах подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ производится в следующих основных целях:

- проверка, выбранного электрического оборудования, по основным токовым параметрам, таким как ток отключения номинальный (для выключателей), стойкость к воздействию электродинамических сил тока короткого замыкания, стойкость к термическому воздействию тока короткого замыкания;

- произведение необходимых расчетов релейной защиты и автоматики (далее по тексту РЗА) для выбранного основного электрооборудования 110 кВ и 10 кВ (не производится в рамках настоящей бакалаврской работы);

- произведение необходимых расчетов заземляющего устройства подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ (не производится в рамках настоящей бакалаврской работы) [8].

Методика на основании которой возможно произвести расчет токов короткого замыкания представлена в РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» [15].

Единицы в которых выполнен расчет токов короткого замыкания, согласно [15] – именованные.

Часть расчетных данных была предоставлена филиалом ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго».

Соппротивления элементов расчетной схемы рассчитываются далее.

Активное сопротивление выбранного трансформатора типа ТДН-10000/110/10 кВ рассчитывается по следующей формуле:

$$r_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{к}} \cdot U_{\text{ср}}^2}{S_{\text{ном}}^2} \cdot 10^{-3}, \quad (5.1)$$

где $P_k = 85$ кВт - потери короткого замыкания трансформатора [18],

$U_{cp} = 115$ кВ – средненоминальное напряжение трансформатора [18],

$S_{ном} = 10$ МВА – номинальная мощность трансформатора [18].

Реактивное сопротивление выбранного трансформатора типа ТДН-10000/110/10 кВ рассчитывается по следующей формуле:

$$X_{тр} = \frac{U_k \cdot U_{cp}^2}{100 \cdot S_{ном}} \cdot j, \quad (5.2)$$

где $U_k = 10,5$ % - напряжение короткого замыкания трансформатора [18],

$U_{cp} = 115$ кВ – средненоминальное напряжение трансформатора [18],

$S_{ном} = 10$ МВА – номинальная мощность трансформатора [18].

Полное сопротивление выбранного трансформатора типа ТДН-10000/110/10 кВ рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{тр} = r_{тр} + X_{тр} \cdot j. \quad (5.3)$$

Расчет, выполненный по формулам (5.1-5.3), представлен далее:

$$r_{тр} = \frac{85 \cdot 115^2}{10^2} \cdot 10^{-3} = 11,6 \text{ Ом},$$

$$X_{тр} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 10} \cdot j = 139j \text{ Ом},$$

$$Z_{тр} = 11,6 + 139j \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление участка воздушной линии электропередач (далее по тексту ВЛЭП) до подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ рассчитывается по следующей формуле (значения были предоставлены филиалом ПАО «МРСК Юга» – «Ростовэнерго»):

$$z_{вл} = r_{вл} + x_{вл} \cdot j = 8,9 + 9,9j \text{ Ом.}$$

Данные об относительном составе потребителей на стороне 10 кВ отсутствуют (ввиду невозможности передачи их филиалом ПАО «МРСК Юга» - «Ростовэнерго»), и, поэтому в соответствии с РД 153-34.0-20.527-98 [15], подпитку токов КЗ на шинах 10 кВ подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ необходимо учитывать в виде обобщенных нагрузок в соответствии с пунктом 5.7 [15] и таблицей 5.1 [15] для узлов № 5 и № 6.

$$E_{н1} = 1 \cdot U_{cp} = 115 \text{ кВ,}$$

$$z_{н1} = (0,02 + 0,2j) \cdot \frac{U_{cp}^2}{S_{н1}} = (0,02 + 0,2j) \cdot \frac{115^2}{1,818} = 145,5 + 1454,9j \text{ Ом,}$$

$$E_{н2} = 0,788 \cdot U_{cp} = 0,788 \cdot 115 = 90,62 \text{ кВ,}$$

$$z_{н2} = (0,17 + 0,23j) \cdot \frac{U_{cp}^2}{S_{н2}} = (0,17 + 0,23j) \cdot \frac{115^2}{0,103} = 21827,7 + 29531,6j \text{ Ом.}$$

Для того, чтобы определить значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания, необходимо произвести расчет по следующей формуле:

$$I_{п0} = \frac{E}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma}},$$

(5.4)

$$I_{п0} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 11,6} = 5,7 \text{ кА.}$$

Для того, чтобы определить значение ударной составляющей тока трехфазного короткого замыкания, необходимо произвести расчет по следующей формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot k_{уд}, \quad (5.5)$$

где $k_{уд} = 1,45$ – ударный коэффициент.

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 5,7 \cdot 1,45 = 11,7 \text{ кА.}$$

Для подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ на шинах низкого напряжения произведен расчет ударных токов КЗ при условиях совместного питания нагрузок напряжением 10 кВ через один трансформатор при аварийном отключении другого.

Согласно данным филиала ПАО «МРСК Юга»-«Ростовэнерго», в максимальном режиме, значение сопротивления системы на шинах подстанции «ВРЗ» напряжением 10 кВ составляет $Z_c = X_c = 0,15j$ Ом. ЭДС системы при этом равно $E_c = 10,5$ кВ.

Сопротивления трансформатора рассчитывается по формулам (5.1-5.3) с одним исключением – происходит замена среднономинального напряжения с 115 кВ на 10,5 кВ. Расчет представлен далее.

$$r_{тр} = \frac{85 \cdot 10,5^2}{10^2} \cdot 10^{-3} = 0,09 \text{ Ом,}$$

$$x_{тр} = \frac{10,5 \cdot 10,5^2}{100 \cdot 10} \cdot j = 1,2j \text{ Ом,}$$

$$z_{тр} = 0,09 + 1,2j \text{ Ом,}$$

$$z_{вл} = r_{вл} + x_{вл} \cdot j = 0,07 + 0,08j \text{ Ом.}$$

Данные об относительном составе потребителей на стороне 10 кВ отсутствуют (ввиду невозможности передачи их филиалом ПАО «МРСК Юга» - «Ростовэнерго»), и, поэтому в соответствии с РД 153-34.0-20.527-98 [15], подпитку токов КЗ на шинах 10 кВ подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ необходимо учитывать в виде обобщенных нагрузок в соответствии с пунктом 5.7 [15] и таблицей 5.1 [15] для узлов № 5 и № 6.

$$E_{н1} = 1 \cdot U_{cp} = 10,5 \text{ кВ},$$

$$z_{н1} = (0,02 + 0,2j) \cdot \frac{U_{cp}^2}{S_{н1}} = (0,02 + 0,2j) \cdot \frac{10,5^2}{1,818} = 1,21 + 12,1j \text{ Ом},$$

$$E_{н2} = 0,788 \cdot U_{cp} = 0,788 \cdot 10,5 = 8,27 \text{ кВ},$$

$$z_{н2} = (0,17 + 0,23j) \cdot \frac{U_{cp}^2}{S_{н2}} = (0,17 + 0,23j) \cdot \frac{8,27^2}{0,103} = 112,88 + 152,7j \text{ Ом}.$$

Для того, чтобы определить значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания, необходимо произвести расчет по формуле (5.4):

$$I_{п0} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 8,62} = 7,7 \text{ кА}.$$

Для того, чтобы определить значение ударной составляющей тока трехфазного короткого замыкания, необходимо произвести расчет по формуле (5.5):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 5,7 \cdot 1,59 = 17,4 \text{ кА}.$$

Результаты расчетов токов КЗ на шинах 110 кВ и 10 кВ подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ, а также ударные токи представлены в таблице 5.1

Таблица 5.1 – Результаты расчетов токов КЗ

ТДН-10000/110/10 кВ			
110 кВ		10 кВ	
Параметр	Значение	Значение	Параметр
Периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания, $I_{п0}$ кА	5,7	7,7	Периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания, $I_{п0}$ кА
Ударный ток трехфазного короткого замыкания, $i_{уд}$ кА	11,7	17,4	Ударный ток трехфазного короткого замыкания, $i_{уд}$ кА

6 Выбор и расчет электрооборудования подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ

Выбор основного электрооборудования для подстанции является одним из важнейших решаемых вопросов в ходе любой реконструкции или нового проектирования. Правильно подобранное оборудование обеспечит надежную, длительную эксплуатацию подстанции с поддержанием всех необходимых выходных параметров на заданном уровне (значение напряжения на зажимах потребителя, сведение к минимуму аварийных отключений).

Для корректного подбора основного электрооборудования необходимо руководствоваться действующими нормативными документами в области электроэнергетического оборудования. Одним из таких документов является стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.10.028-2009 «Норм технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750кВ» [12]. Данный стандарт общепризнан в России и применяется многими сетевыми организациями, а также проектными организациями.

В соответствии со стандартом [12], для выбора основного электрооборудования подстанции, необходимо произвести его проверку по ряду условий, таких как работа электрооборудования в штатном режиме и в режиме продолжительных аварийных перегрузок, а также проверить электрооборудование на устойчивость к воздействию аварийных токов короткого замыкания.

Условия для проверки представлены в методических указаниях [6].

6.1 Технические показатели подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ до реконструкции

Технические показатели подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ до реконструкции представлены таблицей с существующим оборудованием, которое необходимо заменить на новейшее и современное.

Технические показатели представлены далее в таблице 6.1

Таблица 6.1 – Существующие технические показатели подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ

№ п/п	Общее название, место установки	Наименование существующего основного электрооборудования
1	Коммутационная аппаратура, ОРУ 110 кВ	1. Отделитель – ОДМ-110 УХЛ1 с приводом ПРВ-1У1
		2. Короткозамыкатель – КЗ-110 УХЛ1 с приводом ПРК-1У1
		3. Разъединитель с 2-мя заземляющими ножами – РДЗ-2-110/2000 УХЛ1
		4. Разъединитель с 1-м заземляющим ножом – РДЗ-1-110/2000 УХЛ1
		5. Заземлитель нейтрали трансформатора – ЗРН-110 У1
2	Измерительная аппаратура, ОРУ 110 кВ	1. Трансформаторы тока, встроенные во ввода трансформатора – ТВТ-110
		2. Трансформатор напряжения каскадный – НКФ-110-57
3	Аппаратура защиты от перенапряжений (грозовых и коммутационных), ОРУ-110 кВ	1. Разрядник вентильный стационарный – РВС-110
		2. Разрядник в нейтрали трансформатора – РН-110
4	Коммутационная аппаратура, РУ 10 кВ	1. Маломасляный выключатель ВМПЭ-10/3200
		2. Маломасляный высоковольтный выключатель ВМПЭ-10/600
		3. Вакуумный выключатель с электромагнитным приводами – ВВЭ-10/630
5	Измерительная аппаратура, РУ 10 кВ	Трехфазный масляный трансформатор напряжения – НТМИ-10
6	Аппаратура защиты от перенапряжений, РУ 10 кВ	Разрядник вентильный подстанционный – РВП-10
7	Силовой трансформатор	ТДН-6300/110/10

6.2 Выбор выключателей 110 кВ подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ

Вместо устаревших и ненадежных отделителя с короткозамыкателем принимаем к установке на подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ колонковый элегазовый выключатель ВГТ-110-III-40/2000 УХЛ1, производимый заводом электротехнического оборудования г. Великие Луки – ЗАО «ЗЭТО».

Выключатель конструктивно представляет собой три полюса, размещаемых на единой металлической раме. Управление выключателем производится посредством пружинного привода ППрМ [19].

Основные преимущества выключателя:

- утечки элегаза минимальны (<0,5 % в год), что подтверждено испытаниями и говорит о экологичности выключателя;
- выключатель взрывобезопасен (не опасная изоляционная среда SF₆), что подтверждено испытаниями и опытом эксплуатации;
- выключатель шумобезопасен (низкий уровень звуковых шумов при оперировании);
- гашение дуги выключателем осуществляется посредством автоматического дутья, т.е. дуга гасится потоком элегаза, который возникает за счет движения поршней при размыкании контактов и вытеснении элегаза с одной из полостей в камере гашения, а также при помощи расширения элегаза за счет энергии самой дуги

Проверка выключателя ВГТ-110-III-40/2000 УХЛ1 произведена в соответствии с условиями, описанными в методических указаниях [6], с учетом указаний и условий, описанных в [15, 12]. Данные выключателя взяты из каталога [19]. Данные по периодической составляющей тока короткого замыкания и по ударному току взяты из п.5 настоящей бакалаврской работы. Данные по токам предоставлены филиалом ПАО «МРСК Юга»-«Ростовэнерго». Остальные необходимые величины рассчитаны в процессе выполнения настоящей бакалаврской работы по стандартным методикам и в целях экономии места представлены только результаты. Проверка представлена в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Проверка выключателя ВГТ-110-III-40/2000 УХЛ1

Выключатель элегазовый колонковый 110 кВ		
Расчетные данные	Данные каталога	Условие выбора
	ВГТ-110-III-40/2000 УХЛ1	
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{max} = 88 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{п0} = 5,7 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$I_{п0} \leq i_{дин}$
$i_y = 11,7 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{дин}$
$I_{п.т} = 5,7 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{п.т} \leq I_{отк.ном}$
$\sqrt{2} \cdot 5,7 + 10,5 =$ $18,6 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} (1 + \beta_H) =$ $= \sqrt{2} \cdot 40 \cdot (1 + 0,4) = 57,8 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{п.т} + i_{а,т} \leq$ $\sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} (1 + \beta_H)$
$B_k = 30,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Выключатель ВГТ-110-III-40/2000 УХЛ1 успешно прошел проверку по всем условиям, представленным в таблице 6.2 и годен к установке и эксплуатации на подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ.

6.3 Выбор разъединителей 110 кВ подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ

Вместо устаревших и ненадежных разъединителей, установленных на данный момент на подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ принимаем к установке разъединители горизонтально-поворотные с полимерной изоляцией с одним и двумя заземляющими ножами РГП.2(1а) – СЭЩ 110.И/1250 УХЛ1, производимые заводом г. Самара – ЗАО «ГК «Электрощит-ТМ Самара».

Разъединитель конструктивно представляет собой три полюса, размещаемых на единой металлической раме. Полюса соединяются между собой при помощи тяг и валов. Сам полюс это двухколонковый аппарат, позволяющий производить разворот главных ножей в горизонтальной плоскости на угол 90 градусов и тем самым осуществлять операции включения или отключению разъединителя [23].

Основные преимущества разъединителя:

- для достижения снижения значения переходного сопротивления, скользящие части контактных выводов разъединителя покрыты гальваническим серебром;
- подшипники поворотных колонок разъединителя смазаны у основания специализированной смазкой, которая благодаря своим свойствам позволяет функционировать разъединителю без обслуживания (смазка) в течение срока службы;
- разъединитель способен выполнять свои функции даже в условиях сильного обледенения, что подтверждено натурными испытаниями;
- разъединитель достаточно легко интегрируется с системой управления подстанции, которая осуществляет его телемеханическое управление (непосредственное управление ножами и информационный опрос текущего состояния).

Проверка разъединителя РГП.2(1а) – СЭЩ 110.И/1250 УХЛ1 произведена в соответствии с условиями, описанными в методических указаниях [6], с учетом указаний и условий, описанных в [15, 12]. Данные разъединителя взяты из каталога [23]. Данные по периодической составляющей тока короткого замыкания и по ударному току взяты из п.5 настоящей бакалаврской работы. Данные по токам предоставлены филиалом ПАО «МРСК Юга»-«Ростовэнерго». Остальные необходимые величины рассчитаны в процессе выполнения настоящей бакалаврской работы по стандартным методикам и в целях экономии места представлены только результаты. Проверка представлена в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Проверка разъединителя РГП.2(1а) – СЭЩ 110.И/1250 УХЛ1

Разъединители горизонтально-поворотные с полимерной изоляцией 110 кВ			
Расчетные данные	Данные каталога		Условие выбора
	РГП.2(1а) – СЭЩ 110.И/1250 УХЛ1		
1	2	3	

Продолжение таблицы 6.3

1	2	3
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{max} = 88 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{п0} = 5,7 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$I_{п0} \leq i_{дин}$
$i_y = 11,7 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{дин}$
$I_{п.т} = 5,7 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.т} \leq I_{отк.ном}$
$B_k = 30,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Разъединитель РГП.2(1а) – СЭЩ 110.П/1250 УХЛ1 успешно прошел проверку по всем условиям, представленным в таблице 6.3 и годен к установке и эксплуатации на подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ.

6.4 Выбор трансформаторов тока 110 кВ подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ

На подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ установке подлежат отдельностоящие трансформаторы тока опорного исполнения газонаполненные с фарфоровой крышкой ТОГФ-110 Ш 1000/5 УХЛ1 0,5S/0.5/10P/10P, производимые заводом электротехнического оборудования г. Великие Луки – ЗАО «ЗЭТО».

Применение отдельностоящих трансформаторов тока обосновано п.13.11 [12], т.к. выключатели 110 кВ – колонкового типа.

Трансформаторы тока конструктивно представляет собой опорную изоляционную колонку с фарфоровой крышкой, наполненной элегазом. У оголовника имеются контактные площадки для подключения проводов, оголовник также заполнен элегазом. В основании трансформатора тока находится коробка зажимов для подключения цепей АИИСКУЭ, РЗиА и пр. [19].

Основные преимущества трансформатора тока:

- утечки элегаза минимальны (<0,5 % в год), что подтверждено испытаниями и говорит о экологичности трансформатора тока;
- взрывопожаробезопасен (не опасная изоляционная среда SF₆), что подтверждено испытаниями и опытом эксплуатации;
- в высокой степени малообслуживаем.

Проверка трансформатора тока ТОГФ-110 III 1000/5 УХЛ1 0,5S/0.5/10P/10P произведена в соответствии с условиями, описанными в методических указаниях [6], с учетом указаний и условий, описанных в [15, 12, 27]. Данные трансформатора тока взяты из каталога [19]. Данные по периодической составляющей тока короткого замыкания и по ударному току взяты из п.5 настоящей бакалаврской работы. Данные по токам предоставлены филиалом ПАО «МРСК Юга»-«Ростовэнерго». Остальные необходимые величины рассчитаны в процессе выполнения настоящей бакалаврской работы по стандартным методикам и в целях экономии места представлены только результаты. Проверка представлена в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Проверка трансформатора тока ТОГФ-110 III 1000/5 УХЛ1 0,5S/0.5/10P/10P

Трансформатор тока опорного исполнения газонаполненный с фарфоровой крышкой 110 кВ		
Расчетные данные	Данные каталога	Условие выбора
	ТОГФ-110 III 1000/5 УХЛ1 0,5S/0.5/10P/10P	
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{max} = 88 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$i_y = 11,7 \text{ кА}$	$i_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{дин}$
$B_k = 30,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$63 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Трансформаторы тока ТОГФ-110 III 1000/5 УХЛ1 0,5S/0.5/10P/10P успешно прошли проверку по всем условиям, представленным в таблице 6.4 и годны к установке и эксплуатации на подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ.

Помимо вышепроведенной проверки, трансформаторы тока также проверяются по допустимой нагрузке вторичных цепей. Ко вторичным цепям подключается следующее основное оборудование: счетчики электроэнергии, измерительные преобразователи, амперметры, комплекты различных защит. Нагрузки трансформаторов тока симметричны, расчет производится для одной фазы.

Вторичные обмотки трансформаторов тока соединены по схеме «полная звезда». В расчетах вводится коэффициент $k_{сх}$, учитывающий изменение нагрузки элемента цепи на ТТ в данной схеме по отношению к схеме соединения звезда. Для схемы полной звезды (в данном случае так и есть) $k_{сх}=1$.

Данные о приборах $Z_{приб.сх.}$, включенных во вторичные цепи трансформаторов тока, предоставлены ПАО «МРСК Юга»-«Ростовэнерго».

Расчет производится по методике [15] и представлен далее.

Общее сопротивление на одну фазу вторичных цепей трансформатора тока рассчитывается далее:

$$Z_{ном} = Z_{приб.} + R_{пров.} + R_{конт.}, \quad (6.1)$$

где $Z_{приб.}$ - нагрузка приборов данной токовой цепи,

$R_{пров.}$ - сопротивление жил кабеля,

$R_{конт.}$ - сопротивление контактов токовой цепи.

С учетом схемы включения номинальная нагрузка вторичных цепей трансформаторов тока $Z_{зном}$ должна удовлетворять условию:

$$Z_{\text{ЗНОМ}} \geq Z_{\text{приб.сх}} + (R_{\text{пров.}} + R_{\text{конт.}}) \cdot K_{\text{сх}}, \quad (6.2)$$

где $Z_{\text{приб.сх}}$ - нагрузка приборов данной токовой цепи с учетом схемы включения.

В целях расчета, сопротивление одного контакта $R_{\text{конт.}}$ принимается равным 0,05 Ом.

Сопротивление проводов $R_{\text{пров.}}$ рассчитывается по следующей формуле:

$$R_{\text{пров.}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{пров.}}}{q}, \quad (6.3)$$

где ρ - удельное сопротивление материала проводника кабеля (медь 0,0175 Ом·м/мм², алюминий 0,028 Ом·м/мм²),

$l_{\text{пров.}}$ - длина кабеля,

q - сечение жилы кабеля.

Минимально допустимое сечение жил кабеля по нагрузочной способности трансформатора тока находится исходя из формулы (6.2) и представлено далее:

$$R_{\text{пров.доп}} = \frac{Z_{\text{ЗНОМ}} - Z_{\text{приб.сх}} - R_{\text{конт.}}}{K_{\text{сх}}}, \quad (6.4)$$

$$q_{\text{мин.}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{пров.}}}{R_{\text{пров.доп}}}. \quad (6.5)$$

Расчеты по формулам (6.1-6.5) сведены в таблицу 6.5.

Таблица 6.5 – Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока 110 кВ

Наименование	Трансформатор тока			Проводка токовых цепей							Нагрузка приборов с $k_{сх}$, Ом/фаза ($Z_{приб.сх} \cdot k_{сх}$)	Общая нагрузка, Ом/фаза ($Z_{ном}$)	$R_{пров.доп}$	Минимально допустимое расчетное сечение жил кабеля, мм ² (qмин)
	Фаза	Марка	Доп. нагрузка вторичных цепей, Ом ($Z_{3ном}$)	$k_{сх}$	Тип кабеля	Длина, м	Сечение, мм ²	Сопротивление медного провода, Ом ($R_{пров.}$)	Сопротивление контактов, Ом ($R_{конт.}$)	Общее сопротивление с учетом $k_{сх}$, Ом ($R_{пров.} + R_{конт.} \cdot k_{сх}$)				
ТА1-Т1Г 110кВ	А	ТОГФ-110	0,8	1	КВВГЭнг-LS	30	2,5	0,21	0,05	0,26	0,004	0,264	0,74 6	0,7
	В													
	С													
ТА1-Т1Г 110кВ	А	ТОГФ-110	0,8	1	КВВГЭнг-LS	43	2,5	0,301	0,05	0,351	0,004	0,355	0,74 6	1,00 9
	В													
	С													

Трансформаторы тока ТОГФ-110 III 1000/5 УХЛ1 0,5S/0.5/10P/10P успешно прошли проверку по допустимой нагрузке вторичных цепей.

6.5 Выбор трансформаторов напряжения 110 кВ подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ

На подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ установке подлежат трансформаторы напряжения индуктивные заземляемые антирезонансные элегазовые ЗНГ-110 УХЛ1, производимые заводом г. Екатеринбург – АО «Уралэлектротяжмаш».

Трансформатор напряжения конструктивно представляет собой опорную изоляционную колонку с фарфоровой крышкой, наполненной элегазом. В основании трансформатора напряжения находится коробка зажимов для подключения цепей АИИСКУЭ, РЗиА и пр. [22]

Основные преимущества трансформатора напряжения:

- утечки элегаза минимальны (<0,2 % в год), что подтверждено испытаниями и говорит о экологичности трансформатора напряжения;
- взрывопожаробезопасен (не опасная изоляционная среда SF₆ и взрывозащитная мембрана, исключающая взрыв даже при КЗ внутри), что подтверждено испытаниями и опытом эксплуатации;
- высокая степень точности измерений благодаря классу точности 0,2;
- исключение частичных разрядов ввиду отсутствия твердой изоляции.

Проверка трансформатора напряжения ЗНГ-110 УХЛ1 произведена в соответствии с условиями, описанными в методических указаниях [6], с учетом указаний и условий, описанных в [15, 12]. Данные трансформатора напряжения взяты из каталога [22]. Остальные необходимые величины рассчитаны в процессе выполнения настоящей бакалаврской работы по стандартным методикам и в целях экономии места представлены только результаты. Проверка представлена в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Проверка трансформатора напряжения ЗНГ-110 УХЛ1

Индуктивные заземляемые антирезонансные элегазовые трансформаторы напряжения 110 кВ		
Расчетные данные	Данные каталога	Условие выбора
	ЗНГ-110 УХЛ1	
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$

Трансформаторы напряжения ЗНГ-110 УХЛ1 успешно прошли проверку по всем условиям, представленным в таблице 6.6 и годны к установке и эксплуатации на подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ.

Помимо вышеприведенной проверки, трансформаторы напряжения также проверяются по допустимой нагрузке вторичных цепей и по падению напряжения.

К измерительным обмоткам трансформаторов напряжения подключаются счетчики, измерительные преобразователи, регистраторы, приборы измерения мощности.

На всех рассчитываемых присоединениях измерительные обмотки трансформаторов напряжения соединены по схеме звезда. Нагрузки измерительных обмоток трансформаторов напряжения симметричны. Для данной схемы включения коэффициент $k_{сх} = 1$, поэтому в расчетах его не учитываем.

Данные о приборах, включенных во вторичные цепи трансформаторов тока, предоставлены ПАО «МРСК Юга»-«Ростовэнерго».

Активное сопротивление одной фазы вторичных цепей трансформатора напряжения рассчитывается по следующей формуле:

$$R_3 = R_{\text{приб.}} + R_{\text{пров.}} + R_{\text{конт.}}, \quad (6.6)$$

где $R_{\text{приб.}}$ - сопротивление приборов данной токовой цепи,

$R_{\text{пров.}}$ - сопротивление жил кабеля,

$R_{\text{конт.}}$ - сопротивление контактов токовой цепи (0,05 Ом).

Сопротивление приборов токовой цепи рассчитывается по следующей формуле:

$$R_{\text{приб.}} = \frac{1}{\sum_{i=1}^m \frac{n_i}{R_i}}, \quad (6.7)$$

где n – число приборов i -го типа, подключенных к данному трансформатору,

R – сопротивление прибора i -го типа.

Падение напряжения в проводах от трансформатора напряжения до приборов рассчитывается по следующей формуле:

$$\Delta U = \frac{R_{\text{конт.}} + R_{\text{пров.}}}{R_{\text{конт.}} + R_{\text{пров.}} + R_{\text{приб.}}} \cdot 100\%. \quad (6.8)$$

Расчеты по формулам (6.6-6.8) сведены в таблицу 6.7.

Таблица 6.7 – Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов напряжения 110 кВ

Наименование	Трансформатор напряжения		Проводка цепей напряжения									Общая нагрузка, ВА/фаза	Падение напряжения в проводке, %
	Фаза	Марка	Напряжение в фазе (В)	Допустимая нагрузка вторичных цепей, ВА/фаза	Тип кабеля	Длина, м	Сечение, мм ²	Сопротивление контактов, Ом	Активное сопротивление цепи напряжения счетчика R _{приб.} , Ом	Сопротивление медного провода, Ом (R _{пров.})	Общее сопротивление, Ом		
TV1G-110 кВ	А	ЗНГ-110	57,7	20	КВВГЭнг-LS	40	2,5	0,05	3026,6	0,63	3027,28	1,5	0,022
	В												
	С												
TV2G-110 кВ	А	ЗНГ-110	57,7	20	КВВГЭнг-LS	55	2,5	0,05	3026,6	0,735	3027,28	1,5	0,026
	В												
	С												

Трансформаторы напряжения ЗНГ-110 УХЛ1 успешно прошли проверку по допустимой нагрузке вторичных цепей и по падению напряжения.

6.6 Выбор ограничителей перенапряжений 110 кВ подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ

Вместо устаревших вентильных разрядников принимаем к установке на подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ ограничители перенапряжения нелинейные ОПНп-110/88/10/650 III УХЛ1 для установки на ОРУ-110 кВ, ОПНп-110/56/10/650 III УХЛ1 для установки в нейтрали трансформатора.

Ограничители перенапряжений конструктивно представляют собой корпус, выполненный в виде полимерной крыши, внутри которой расположены блоки, соединенных по последовательной схеме, варисторов оксидно-цинкового вида [21].

Проверка ограничителей перенапряжения произведена в соответствии с условиями, описанными в методических указаниях [6], с учетом указаний и условий, описанных в [15, 12, 10, 11]. Данные ограничителей перенапряжения взяты из каталога [21]. Остальные необходимые величины рассчитаны в процессе выполнения настоящей бакалаврской работы по стандартным методикам и в целях экономии места представлены только результаты. Проверка представлена в таблицах 6.8 и 6.9.

Таблица 6.8 – Проверка ограничителей перенапряжения ОРУ-110 кВ

Ограничитель перенапряжения нелинейный 110 кВ		
Расчетные данные	Данные каталога	Условие выбора
	ОПНп-110/88/10/650 III УХЛ1	
$U_{нр} = 80 \text{ кВ}$	$U_{нро} = 88 \text{ кВ}$	$U_{нр} \leq U_{нро}$
$U_{остк} = 223 \text{ кВ}$	$\frac{U_{ки}}{1,15} = 298 \text{ кВ}$	$U_{остк} \leq \frac{U_{ки}}{1,15}$
$U_{ост} = 330 \text{ кВ}$ (для 10 кА)	$U_{ги} = 480 \text{ кВ}$	$U_{ост} \leq U_{ги}$

Таблица 6.9 – Проверка ограничителя перенапряжения нейтрали

Ограничитель перенапряжения нелинейный 110 кВ		
Расчетные данные	Данные каталога	Условие выбора
	ОПНп- 110/56/10/650 III УХЛ1	
1	2	3
1	2	3
$U_{нр} = 46,2 \text{ кВ}$	$U_{нро} = 56 \text{ кВ}$	$U_{нр} \leq U_{нро}$
$U_{остк} = 149 \text{ кВ}$	$\frac{U_{ки}}{1,15} = 298 \text{ кВ}$	$U_{остк} \leq \frac{U_{ки}}{1,15}$
$U_{ост} = 274 \text{ кВ}$ (для 10 кА)	$U_{ги} = 480 \text{ кВ}$	$U_{ост} \leq U_{ги}$

Ограничители перенапряжений ОРУ-110 кВ и нейтрали силового трансформатора успешно прошли проверку по всем условиям, представленным в таблицах 6.8 и 6.9 и годны к установке и эксплуатации на подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ.

6.7 Выбор жесткой и гибкой ошиновки 110 кВ подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ

Часть ошиновки ОРУ-110 кВ выполнена жесткой ошиновкой ОЖ СЭЩ110-1000-4Н-ОРУ, т.к. данное решение позволяет разместить все необходимое электрооборудование в пределах существующего землеотвода подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ. Жесткая ошиновка это трубчатые шины из сплава 1915Т диаметром 105 мм с толщиной стенки 5 мм. Вибрации возникающие в жесткой ошиновке гасятся стальным прутком 5мм, проложенным внутри полости трубы. Между собой же трубы соединяются при помощи токовых компенсаторов, для учета температурных деформаций.

Спуски к оборудованию и некоторые связи между оборудованием выполнены гибкой ошиновкой АС-70 (ток 117 А, согласно данным ПАО «МРСК Юга»-«Ростовэнерго») длительно допустимый ток которой составляет 265 А.

Проверка жесткой и гибкой произведена в соответствии с условиями, описанными в методических указаниях [6], с учетом указаний и условий, описанных в [15, 12]. Данные жесткой и гибкой ошиновки взяты из каталога [20, 3]. Данные по токам предоставлены филиалом ПАО «МРСК Юга»-«Ростовэнерго». Остальные необходимые величины рассчитаны в процессе выполнения настоящей бакалаврской работы по стандартным методикам и в целях экономии места представлены только результаты. Проверка представлена в таблицах 6.10.

Таблица 6.10 – Проверка ошиновки

Ошиновка 110 кВ		
Расчетные данные	Данные каталога	Условие выбора
	Жесткая ошиновка	
$I_{\max} = 117,7 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}$
п.2.5.1 ПУЭ [13], сечение не менее 70 мм^2 – условие выполняется		
Расчетные данные	Данные каталога	Условие выбора
	Гибкая ошиновка	
$I_{\max} = 117,7 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}$
п.2.5.1 ПУЭ [13], сечение не менее 70 мм^2 – условие выполняется		

Жесткая и гибкая ошиновка успешно прошли проверку по всем условиям таблицы 6.10 и годны к установке на подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ.

6.8 Выбор комплектного распределительного устройства наружной установки 10 кВ подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ

В качестве КРУН 10 кВ на подстанции «ВРЗ» выбираем КРУ СЭЩ-59 производителя ЗАО «ГК «Электроцит – ТМ Самара». Ячейки установлены в модульном здании заводского производства ЗАО «ГК «Электроцит – ТМ Самара». Количество планируемых к установке ячеек – 22шт (Ввод 2шт., ТСН 2шт., ТН 2шт., СВ 2шт., Отходящие линии 14шт., Резерв 2шт.).

Основные достоинства которыми обладает КРУ СЭЩ-59 это высокая надежность оборудования, наличие блокировки от ошибочных действий

персонала, реализация возможности осмотра оборудования через смотровые окна без приближения к частям под напряжением, возможность заземления любого участка главных цепей с помощью заземлителей, установленных стационарно в корпусе [17].

КРУ СЭЩ-59 комплектуется стандартным электрооборудованием, которое подобрано согласно каталога [17] и представлено далее:

- Выключатель 10 кВ – ВВУ-СЭЩ-П-10-31,5/1000 УХЛ2;
- Трансформатор тока 10 кВ – ТОЛ-10-СЭЩ-УХЛ2-0,2S/0,5/10P/10P;
- Трансформатор напряжения 10 кВ – 3хЗНОЛП-10-УХЛ2;
- Ограничитель перенапряжения 10 кВ - ОПНп-10/13,7/10/650 (II) УХЛ2;
- Сборные шины 10 кВ на ток 1600 А. Ток термической стойкости – 31 кА, ток электродинамической стойкости – 81 кА.;
- Алюминиевая коробчатая шина 10 кВ – АД-2х695 (шинный мост).

Проверка выключателя 10 кВ ВВУ-СЭЩ-П-10-31,5/1000 УХЛ2 выполнена аналогично п.6.2 настоящей бакалаврской работы и представлена в таблице 6.11.

Проверка трансформатора тока 10 кВ – ТОЛ-10-СЭЩ-УХЛ2-0,2S/0,5/10P/10P выполнена аналогично п.6.4 настоящей бакалаврской работы и представлена в таблице 6.12, 6.13.

Проверка трансформатора напряжения 10 кВ – 3хЗНОЛП-10-УХЛ2 выполнена аналогично п.6.5 настоящей бакалаврской работы и представлена в таблице 6.14, 6.15.

Проверка ограничителя перенапряжения 10 кВ - ОПНп-10/13,7/10/650 (II) УХЛ2 выполнена аналогично п.6.6 настоящей бакалаврской работы и представлена в таблице 6.16.

Проверка сборных шин КРУ и шинного моста АД-2х695 до КРУН выполнена аналогично п.6.7 настоящей бакалаврской работы и представлена в таблице 6.17.

Таблица 6.11 – Проверка выключателя ВВУ-СЭЩ-П-10-31,5/1000 УХЛ2

Выключатель вакуумный 10 кВ		
Расчетные данные	Данные каталога	Условие выбора
	ВВУ-СЭЩ-П-10-31,5/1000 УХЛ2	
1	2	3
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{max} = 963 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{п0} = 7,7 \text{ кА}$	$i_{дин} = 50 \text{ кА}$	$I_{п0} \leq i_{дин}$
$i_y = 17,4 \text{ кА}$	$i_{дин} = 50 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{дин}$
$I_{п.т} = 7,7 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА}$	$I_{п.т} \leq I_{отк.ном}$
$\sqrt{2} \cdot 7,7 + 10,5 = 21,4 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} (1 + \beta_H) = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot (1 + 0,4) = 39,5 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{п.т} + i_{a,\tau} \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} (1 + \beta_H)$
$B_k = 37,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Таблица 6.12 – Расчет нагрузки вторичных цепей ТТ- 10 кВ

Наименование	Трансформатор тока			Проводка токовых цепей						Нагрузка приборов с $K_{сх}$, Ом/фаза ($Z_{приб.сх} \cdot K_{сх}$)	Общая нагрузка, Ом/фаза ($Z_{ном}$)	$R_{пров.доп}$	Минимально допустимое расчетное сечение жил кабеля, мм ² ($q_{мин}$)	
	Фаза	Марка	Доп. нагрузка вторичных цепей, Ом ($Z_{ном}$)	$K_{сх}$	Тип кабеля	Длина, м (Пров)	Сечение, мм ² (q)	Сопротивление медного провода, Ом (Рпров.)	Сопротивление контактов, Ом ($R_{конт.}$)					Общее сопротивление с учетом $K_{сх}$, Ом ($(R_{пров.} + R_{конт.}) \cdot K_{сх}$)
яч. 21 ввод 2с.ш.	А	ТОЛ-СЭЩ-10	0,4	1	ВВГнг-LS	10	2,5	0,07	0,05	0,12	0,004	0,124	0,346	0,5
Б														
С														

Таблица 6.13 – Проверка трансформатора тока ТОЛ-10-СЭЩ-УХЛ2-0,2S/0,5/10P/10P 0,5S/0.5/10P/10P

Трансформатор тока с литой изоляцией 10 кВ		
Расчетные данные	Данные каталога	Условие выбора
	ТОЛ-10-СЭЩ-УХЛ2-0,2S/0,5/10P/10P 0,5S/0.5/10P/10P	
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{max} = 963 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$i_y = 17,4 \text{ кА}$	$i_{дин} = 40 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{дин}$
$B_k = 17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Таблица 6.14 – Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов напряжения 10 кВ

Наименование	Трансформатор напряжения		Проводка цепей напряжения									Общая нагрузка, ВА/фаза	Падение напряжения в проводке, %
	Фаза	Марка	Напряжение в фазе (В)	Допустимая нагрузка вторичных цепей, ВА/фаза	Тип кабеля	Длина, м	Сечение, мм ²	Сопротивление контактов, Ом	Активное сопротивление цепи напряжения счетчика Rприб., Ом	Сопротивление медного провода, Ом (Rпров.)	Общее сопротивление, Ом		
ТВ1К 10 кВ	А	3хЗНО ЛП-10	57,7	225	КВВГЭнг-LS	8	2,5	0,05	378,325	0,14	378,515	12	0,05
	В												
	С												
ТВ2К 10 кВ	А	3хЗНО ЛП-10	57,7	225	КВВЭГнг-LS	8	2,5	0,05	378,325	0,231	378,606	12	0,074
	В												
	С												

Таблица 6.15 – Проверка трансформатора напряжения 3хЗНОЛП-10-УХЛ2

Трансформаторы напряжения 10 кВ		
Расчетные данные	Данные каталога	Условие выбора
	3хЗНОЛП-10-УХЛ2	
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$

Таблица 6.16 – Проверка ограничителей перенапряжения 10 кВ

Ограничитель перенапряжения нелинейный 10 кВ		
Расчетные данные	Данные каталога	Условие выбора
	ОПНп-10/13,7/10/650 (II)	
$U_{нр} = 12 \text{ кВ}$	$U_{нро} = 13,7 \text{ кВ}$	$U_{нр} \leq U_{нро}$

Таблица 6.17 – Проверка ошиновки

Ошиновка 10 кВ		
Расчетные данные	Данные каталога	Условие выбора
	Шинный мост АД-2х695	
$I_{max} = 925 \text{ А}$	$I_{доп} = 2670 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{доп}$
$B_k = 37,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 15^2 \cdot 3 = 675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$i_y = 17,4 \text{ кА}$	$i_{дин} = 40 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{дин}$
Расчетные данные	Данные каталога	Условие выбора
	Сборные шины КРУН-10 кВ	
$I_{max} = 578 \text{ А}$	$I_{доп} = 1600 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{доп}$

КРУН КРУ СЭЩ-59 и устанавливаемое в нем оборудование: выключатели ВВУ-СЭЩ-П-10-31,5/1000 УХЛ2, трансформаторы тока ТОЛ-10-СЭЩ-УХЛ2-0,2S/0,5/10P/10P, трансформаторы напряжения 3хЗНОЛП-10-УХЛ2, ограничители перенапряжения ОПНп-10/13,7/10/650 (II) УХЛ2, коробчатые алюминиевые шины АД-2х695, сборные шины КРУН-10 кВ на ток 1600А успешно прошли проверку и годны к установке и эксплуатации на подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ.

7 Выбор системы оперативного тока подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ

Устройства РЗиА на подстанции питаются от оперативного постоянного тока напряжением 220 В. Источником постоянного напряжения 220 В является распределительная система постоянного тока РСПТ, выполненная в виде 2-х шкафов распределения и шкафа аккумуляторных батарей «Oldham»-«Powersafe».

Согласно [12] при потере собственных нужд, батарея, установленная на подстанции, должна после процесса разряда током нагрузки в течении 2-х часов питать максимальные расчетные толчковые токи.

Согласно данным от ПАО «МРСК Юга»-«Ростовэнерго» ток, потребляемый в длительном режиме $I_{\text{длит}} = 8 \text{ А}$, а в аварийном режиме за 4ч $I_{\text{ав}} = 16,84 \text{ А}$.

Емкость батареи, оцениваемая предварительно, рассчитывается далее:

$$Q = \sum (I_i \cdot t_i) = 16,84 \cdot 4 = 67,36 \text{ А} \cdot \text{ч}, \quad (7.1)$$

где I_i – значение разрядного тока батареи в определенный период времени,
 t_i – продолжительность периода времени разряда.

Количество элементов в батарее рассчитывается по следующей формуле:

$$N = \frac{U_{\text{max}}}{U_{\text{под.эл}}} = \frac{234}{2,3} = 102 \text{ эл}, \quad (7.2)$$

где $U_{\text{max}} = 234 \text{ В}$ – уровень напряжения, являющийся максимальным, для приемников постоянного тока [12],

$U_{\text{под.эл}} = 2,23 \text{ В/эл}$ – подзарядное напряжение для одного элемента.

Значение напряжения на батарее, которое допустимо минимально, с учетом падения напряжения у приемников рассчитывается далее:

$$U_{\text{min.бат}} = U + \Delta U = 187 + 2,81 = 189,8 \text{ В}, \quad (7.3)$$

где $U_{\text{min}} = 187 \text{ В}$ – уровень напряжения, являющийся минимальным, для приемников постоянного тока [12],

ΔU - потеря напряжения в кабеле наиболее удаленного приемника.

$$\Delta U = \frac{1000}{\gamma \cdot s} \cdot \sum (I_m \cdot l_m) = \frac{1000 \cdot 0,018}{2,5} \cdot 2 \cdot 3 \cdot 0,065 = 2,81 \text{ В}, \quad (7.4)$$

где $\gamma = 1/0,018 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ – расчетный коэффициент,

$s = 2,5 \text{ мм}^2$ – сечение проводов.

Напряжение, допустимое на элементе минимально, рассчитывается следующей формуле:

$$U_{\text{min.эл}} = \frac{189,8}{108} = 1,76 \text{ В}.$$

Для минимального напряжения на элементе равного 1,8 В, напряжение, в течении разряда равного 2-ум часам, на батарее составит $U_{\text{min.эл}} \cdot N = 1,9 \cdot 102 = 193 \text{ В}$, что больше 189,8 В.

Соответственно, по найденной зарядной характеристике для нагрузочного тока равного 16,34 А и для минимального напряжения элемента равного 1,8 В принимаем к установке аккумуляторную батарею «Oldham»-«Powersafe» 12V92F.

8 Выбор и расчет трансформатора собственных нужд подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ

Электроснабжение собственных нужд переменного тока на подстанции осуществляется на напряжении 0,4 кВ.

Основными потребителями системы собственных нужд являются (по данным ПАО «МРСК Юга»-«Ростовэнерго»):

- Питание и обогрев приводов выключателей, разъединителей 110 кВ;
- Телемеханика;
- Питание СОПТ;
- Обдув, устройства РПН силовых трансформаторов;
- Шкаф видеонаблюдения;
- Сварочный пост;
- Обогрев, освещение шкафов наружной установки ОРУ-110 кВ;
- Обогрев, освещение КРУН, ОПУ;
- Освещение ОРУ-110 кВ;
- АИИСКУЭ и пр.

Суммарная нагрузка потребителей собственных нужд $S_{расч}$ составляет 72,4 кВА. Мощность трансформатора собственных нужд считается по формуле:

$$S_{ТСН} = \frac{S_{расч}}{K_{п}} = \frac{72,4}{1,4} = 51,7 \text{ кВА}, \quad (8.1)$$

где $K_{п} = 1,4$ – коэффициент аварийной перегрузки.

Принимаем к установке трансформаторы собственных нужд типа ТМГ-СЭЩ-63/10/0,4 кВ. Питание осуществляется по сети 0,4 кВ от щита собственных нужд. Рабочая система шин секционирована секционным автоматическим выключателем (АВ) и работает отдельно. Резервирование предусмотрено системой автоматического включения резерва (АВР).

9 Заземление подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ

На подстанции организуется сетка заземления, которая выполняется раскапыванием траншей глубиной 0,5-0,7 м в которую устанавливаются горизонтальные полосы 40x5 из горячекатаной стали. Вертикальные электроды диаметром 32 мм и глубиной устанавливают по периметру заземляющей сетки (путем ввертывания) на уровне 100-150 мм от дна траншеи и присоединяются в горизонтальной полосе сваркой. Горизонтальные полосы между собой также соединяются сваркой [29].

Горизонтальная полоса подлежит укладке вдоль осей основного электрооборудования и в удобном месте между оборудованием.

Максимальный размер ячейки заземляющего устройства – 6x6 м.

Согласно п.17.8.89 ПУЭ «напряжение на заземляющем устройстве при стекании с него тока замыкания на землю в любое время года не должно превышать 10 кВ» [13].

Согласно п.1.7.88-1.7.95 ПУЭ «сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 0,5 Ом в любое время года» [13].

К заземляющему устройству подстанции следует присоединять опорные металлоконструкции оборудования, металлические части железобетонных изделий, заземлители естественного типа, также к заземляющему устройству присоединяется силовой трансформатор.

Необходимо производить заземление кабельных лотков, выполненных из металла, в концах и в местах ввода и вывод кабелей в данные лотки (медным проводом. Экраны электрических кабелей также необходимо заземлять с двух сторон.

Ограждение подстанции не присоединяется к заземляющей сетке, но имеет своё отдельное заземление посредством заглубленных вертикальных электродов, приваренных к элементам ограждения, по периметру.

ОПУ и КРУН имеет внутри собственные контуры, присоединяемые к заземляющему устройству, выполненные заводом изготовителем.

10 Молниезащита подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ

Основными документами, регламентирующими молниезащиту подстанций являются: РД 153-34.3-35.125-99, СО 153-34.21.122-2003 и ПУЭ [13].

Сетка молниеприема, токоотводы и заземляющее устройство в совокупности способны обеспечить надежную молниезащиту зданий и сооружений подстанции.

Нормативный документ, в соответствии с которым выполняется молниезащита зданий и сооружений – гл.3.2 СО СО 153-34.21.122.

Молниезащитная сетка выполняется прутком из оцинкованной стали диаметров 8 мм и укладывается на кровлю здания. Максимальный размер ячейки составляет 12х12 м. Места соединений прутков между собой выполняются посредством сварки. Токоотводы выполняются из прутка оцинкованной стали диаметром 8мм.

Защита основного оборудования подстанции от прямых ударов молнии осуществляет тремя молниеприемниками, установленными на прожекторной мачте, на приемном портале ВЛ 110 кВ и на отдельностоящем молниеотводе.

Подстанция находится в районе со среднегодовой продолжительностью гроз от 40 до 60 часов в год, а также относится к объектам специального назначения с ограниченной опасностью. Исходя из района расположения и степени опасности объекта, принимаемый допустимый уровень надежности составляет 0,9.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе приведены и обоснованы основные решения по реконструкции электрической части подстанции «ВРЗ» 110/10 кВ (внешняя система электроснабжения ООО «Волгодонский ремонтный завод»).

Ввиду роста нагрузок ремонтного завода к установке приняты новые силовые трансформаторы типа ТДН-10000/110/10 кВ, которые обеспечат потребителей необходимой электроэнергией, с высокой степенью надежности, в нормальном и аварийном режимах. Трансформатор выбран к установке на основании технико-экономического сравнения с ТДН-16000/110/10 кВ.

Также для повышения надежности и обеспечения возможности нормальной работы микропроцессорных устройств существующая электрическая схема РУ 110 кВ с отделителями и короткозамыкателями заменена на новую, № 110-4Н, с высоковольтными выключателями. Схема РУ 10 кВ осталась без изменений.

Рассчитаны токи трехфазного короткого замыкания и для РУ 110 кВ значение периодической составляющей и ударной составляет 5,7 кА и 11,7 кА соответственно. Для РУ 10 кВ – 7,7 кА и 17,4 кА соответственно.

Выбрано основное электрооборудование РУ 110 кВ и РУ 10 кВ. Выбор произведен по стандартным методикам и формулам, и представлен в виде описательной части и таблиц. Выбранное оборудование обеспечит надежное функционирование подстанции.

Система оперативного тока выполнена на постоянном токе.

Трансформатор собственных нужд выбран и рассчитан в соответствии с нагрузками, питание которых он осуществляет.

Заземление подстанции обеспечит нормальные условия работы всего оборудования и обеспечит необходимую защиту.

Молниезащита подстанции обеспечит необходимую защиту на должном уровне.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Стратегия социально-экономического развития Ростовской области на период до 2030 года [Электронный ресурс] : офиц. портал Правительства Ростовской области. Ростов-на-Дону, 2018. URL: <https://www.donland.ru/activity/2158/> (дата обращения: 01.03.2019).
2. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Ростовской области на 2019 – 2023 годы [Электронный ресурс] : офиц. портал Правительства Ростовской области. Ростов-на-Дону, 2019. URL: <https://www.donland.ru/activity/1133/> (дата обращения: 1.03.2019).
3. ГОСТ 839-80. Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи [Электронный ресурс]. Утв. и введ. 01.01.1981. М. Стандартинформ, 2001. 23 с. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200008421> (дата обращения: 25.04.2019).
4. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций : учебник для вузов. [отд-е изд-е]. СПб. : БХВ-Петербург, 2013. 608 с. : ил. ISBN 978-5-9775-0833-9.
5. Силовые трансформаторы : справочная книга / под ред. С. Д. Лизунова, А. К. Лоханина. [отд-е изд-е]. М. : Энергоиздат, 2014. 616 с. ISBN 5-98073-004-4.
6. Степкина Ю. В. Проектирование электрической части понизительной подстанции : учеб.-метод. пособие по выполнению курсового проектирования и дипломного проектирования. Тольятти : Изд-во Тольяттинского государственного университета, 2007. 124 с.
7. Схемы электрических соединений подстанций : учеб. пособие / А. И. Хальясмаа, С. А. Дмитриев, С. Е. Кокин, Д. А. Глушков. Екатеринбург : Изд-во Уральского федерального университета им. первого Президента России Б.Н. Ельцина, 2015. 100 с. ISBN 978-5-7996-1457-5.
8. Ilhan K. A Simple Short Circuit Analysis for Power Networks // EDP Sciences. 2016. № 50. P. 1-4.

9. Ermurachi lu V. Electronic Power Transformer for Power Distribution Networks // Problems of the Regional Energetics. 2017. № 3. P. 17-24.

10. Методические указания по применению ограничителей в электрических сетях 110-750 кВ [Электронный ресурс] : утв. департаментом стратегии развития и научно-технической политики РАО «ЕЭС России» 30.09.99. М. : [б.и.], 2000. 36 с. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200080313> (дата обращения: 25.04.2019).

11. Методические указания по применению ограничителей перенапряжений нелинейных в электрических сетях 6-35 кВ [Электронный ресурс] : утв. департаментов научно-техн. политики и развития РАО «ЕЭС России» 27.04.01. М. : [б.и.], 2001. 75 с. URL: <http://files.stroyinf.ru/data2/1/4293850/4293850515.htm> (дата обращения: 25.04.2019).

12. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НПТ ПС) [Электронный ресурс] : СТО 56947007-29.240.10.028-2009 : утв. ОАО «ФСК ЕЭС» 13.04.09. М. : [б.и.], 2009. 96 с. URL: http://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/NTP_PS.pdf (дата обращения: 1.04.2019).

13. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Электронный ресурс] : 7-ое издание. 178 с. URL: https://bolid.ru/files/554/732/h_4b5caa66bb3e627f4d5a006ac89af7d4.pdf (дата обращения: 01.03.2019).

14. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ [Электронный ресурс] : СТО 56947007-29.240.30.047-2010. введ. 2010.06.16. М. : [б.и.], 2010. 128 с. URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.047-2010.pdf> (дата обращения: 1.04.2019).

15. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования [Электронный ресурс] : РД 153-34.0-20.527-98 : утв. Департаментом стратегии развития и научно-технической политики 23.03.1998. М. : НЦ ЭНАС, 2002. 131 с. URL:

<https://www.elec.ru/files/013/000001404/attfile/rd-153-340-20527-98.pdf> (дата обращения: 5.04.2019).

16. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения [Электронный ресурс] : СТО 56947007-29.240.30.010-2008 : введ. 2007-12-20. М. : [б.и.], 2007. 132 с. URL: http://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/Schems.pdf (дата обращения: 1.03.2019).

17. КРУ СЭЩ-59. Комплектное распределительное устройство наружной установки на напряжение 6(10) кВ [Электронный ресурс] : каталог ; разработчик и изготовитель «ГК «Электрощит» ТМ Самара». Самара, 2019. 90 л. URL: <https://electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-59-6-10-kv/> (дата обращения: 02.04.2019).

18. Номенклатурный каталог Тольяттинский Трансформатор [Электронный ресурс] : каталог ООО «Тольяттинский Трансформатор. Тольятти, 2019. 115 с. URL: [http://www.transformator.com.ru/docs/НК_ТТ,ООО_2019%20г.pdf\(2151561%20v1\).pdf](http://www.transformator.com.ru/docs/НК_ТТ,ООО_2019%20г.pdf(2151561%20v1).pdf) (дата обращения: 12.03.2019).

19. Технический каталог. Газонаполненное оборудование [Электронный ресурс] : каталог ; разработчик и изготовитель «Завод электротехнического оборудования». Великие Луки, 2016. 54 л. URL: http://www.zeto.ru/download/5571/3ЭТО_газонаполненное_оборудование_2016.pdf (дата обращения 27.03.2019).

20. Технический каталог. Жесткая ошиновка ОРУ 110-750 кВ [Электронный ресурс] : каталог ; разработчик и изготовитель «Завод электротехнического оборудования». Великие Луки, 2019. 34 л. URL: http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/jestkaya-oshinovka-dlya-oru-110-220-330-500-750-kv_1 (дата обращения: 27.03.2019).

21. Технический каталог. Ограничители перенапряжений нелинейные 0,38-500 кВ [Электронный ресурс] : каталог ; разработчик и изготовитель «Завод электротехнического оборудования». Великие Луки, 2016. 62 л. URL:

http://www.zeto.ru/download/8914/%D0%97%D0%AD%D0%A2%D0%9E_%D0%9E%D0%9F%D0%9D_2016.pdf (дата обращения: 25.04.2019).

22. Трансформаторы напряжения ЗНГ-УЭТМ-110 [Электронный ресурс] : каталог ; разработчик и изготовитель «Уралэлектротяжмаш». Екатеринбург, 2019. 35 л. URL: <http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/znguetm110/> (дата обращения: 27.03.2019).

23. Электроаппараты [Электронный ресурс] : каталог ; разработчик и изготовитель ЗАО «ГК «Электрощит – ТМ Самара». Самара, 2018. 35 л. URL: <https://electroshield.ru/catalog/razyediniteli-i-vla/razediniteli-naruzhnoy-ustanovki-110-kv/> (дата обращения: 1.04.2019).

24. Волгодонский ремонтный завод. Наша компания [Электронный ресурс] : сайт компании ООО «ВРЗ. URL: <http://vdonskrz.narod.ru/index.htm> (дата обращения: 10.03.2019).

25. Прайс-лист на трансформаторы и КТП [Электронный ресурс] : сайт ГОСТиндустрия. URL: <http://transformator.oogost.ru/cena-silovoi-transformator/> (дата обращения: 10.03.2019).

26. Тарифы в Ростовской области на 2019 год [Электронный ресурс] : сайт Energybase.ru. URL: <https://energybase.ru/tariff/rostovskaya-oblast> (дата обращения: 10.03.2019).

27. Csanyi E. The Essentials Of Current Transformers In Power Circuits (Theory and Practice) [Электронный ресурс] : Electrical Engineering Portal. 2018. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/current-transformers-power-circuits> (дата обращения: 15.04.2019).

28. Csanyi E. The basic things about substations you MUST know in the middle of the night! [Электронный ресурс] : Electrical Engineering Portal. 2019. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/substation-basics> (дата обращения: 2.05.2019).

29. Csanyi E. The basic understanding of an earthing protection system (diagram and definitions) [Электронный ресурс] : <https://electrical-engineering-portal.com/earthing-protection-system> (дата обращения: 12.04.2019).