

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

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

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

Электроснабжение
(направленность (профиль))

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему «Реконструкция электрической части подстанции 110/10 кВ
«Гранат»

Студент

И.А. Смирнов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., Д.А. Кретов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Консультант

к.п.н., доцент, А.В. Кириллова

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2020

АННОТАЦИЯ

В выпускной квалификационной работе бакалавра, выполненной на тему: «Реконструкция уже существующей электрической части подстанции 110/10 кВ «Гранат»». Для демонстрации актуальности реконструкции подстанции был выполнен анализ текущего состояния подстанции. Учитывая новые и уже построенных производства, был произведен расчет электрических нагрузок, затем были выбраны два трансформатора. Выбраны силовые трансформаторы типа ТРДН 63000/110/10 кВ. Для РУ 110 кВ была выбрана типовая схема – 110-4Н, а для РУ 10 кВ – схема с двумя секционированными системами шин. Для выбранной схемы был произведен расчет токов короткого замыкания, при помощи которого было выбрано и проверено оборудование, устанавливаемое на подстанции.

Для защиты силового трансформатора был выбран блок микропроцессорной защиты Сириус-ТЗ, для которого был произведен расчет уставок. Для системы оперативного постоянного тока были выбраны 2 аккумуляторные батареи. Для выбранного оборудования было решено, что питание потребителей собственных нужд подстанции будет осуществляться от двух трансформаторов собственных нужд. Затем для реконструируемой подстанции было выполнено общее заземляющее устройство и рассчитана зона молниезащиты. Пояснительная записка включает в себя 57 страниц, 19 таблиц, 7 рисунков и графическую часть в виде 6 чертежей формата А1.

ABSTRACT

The graduation project is devoted to the reconstruction of the already existing electrical part of the 110/10 kV « Granat» substation. For the demonstration the relevance, an analysis of the current state of the substation was performed. Taking into account the new and already built production, the electrical loads were calculated, then two transformers were selected. Given the new and already built production, the calculation of electrical loads was carried out, then two transformers were selected. Power transformers of the TRDN 63000/110/10 kV type were selected. For 110 kV switchgear, a typical circuit was chosen - 110-4N, and for 10 kV switchgear - a circuit with two partitioned bus systems. For the selected circuit, the calculation of short circuit currents was carried out, with the help of which the equipment installed at the substation was selected and tested.

The Sirius-T3 microprocessor protection unit was chosen to protect the power transformer for which the settings were calculated. For the direct current system, 2 batteries were selected. For the selected equipment, it was decided that the power supply to consumers of the substations own needs will be provided from two transformers of their own needs. Then a common grounding device was made for the reconstructed substation and a lightning protection zone was calculated. The explanatory note includes 57 pages, 19 tables, 7 figures and a graphic part in the form of 6 drawings in A1 format.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 Обзор исследуемой подстанции	7
1.1 Анализ подстанции гранат	7
1.2 Вывод по 1 разделу	9
2 Выбор числа и расчет мощности силовых трансформаторов подстанции «Гранат» 110кВ.....	10
2.1 Выбор трансформаторов подстанции «Гранат» 110кВ	10
2.2 Вывод по 2 разделу	13
3 Выбор электрической схемы подстанции. Выбор основных конструктивных решений подстанции	14
3.1 Выбор электрической схемы подстанции	14
3.2 Выбор основных конструктивных решений подстанции.....	15
3.3 Вывод по 3 разделу	16
4 Расчет токов короткого замыкания	17
4.1 Токи КЗ.....	17
4.2 Вывод 4 раздела.....	21
5 Выбор электрических аппаратов	22
5.1 Выбор высоковольтных выключателей.....	22
5.2 Выбор трансформаторов тока	25
5.3 Выбор разъединителя.....	28
5.4 Вывод по 5 разделу	30
6 Оборудование на стороне 10 кВ	31
6.1 Выбор оборудования и его проверка на стороне 10 кВ	31
6.2 Вывод по 6 разделу	40
7 Выбор оперативного тока.....	41
7.1 Оперативный ток	41
7.2 Вывод по 7 разделу	41
8 Выбор трансформаторов собственных нужд подстанции	42

8.1 Трансформаторы собственных нужд.....	42
8.2 Вывод по 8 разделу	43
9 Релейная защита	44
9.1 Релейная защита подстанции «Гранат»	44
9.2 Вывод по 9 разделу	46
10 Расчет защитного заземления	47
10.1 Заземление.....	47
10.2 Вывод по 10 разделу	50
11 Расчет молниезащиты.....	51
11.1 Молниезащита	51
11.2 Вывод по 11 разделу	52
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	53
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	54

ВВЕДЕНИЕ

По мере развития предприятий, увеличения мощностей, увеличивается потребляемая энергия этих предприятий. Основной задачей подстанции, является обеспечение потребителя бесперебойным и качественным электроснабжением при наименьших материальных и трудовых затратах.

Система обеспечения электроэнергией работает на пределе возможностей, однако недостаток регулярно наращивается. Они требуют реконструкции или модернизации. Подключение новых абонентов к уже перегруженным подстанциям чревато новыми авариями. Качество отпускаемой электрической энергии, часто не соответствует требованиям ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

Одной из главных обстоятельств плохого электроснабжения является, недостающее оснащение работающих подстанций современным оборудованием. ПС «Гранат» Калужского района имеет недостаточную пропускную способность.

Целью дипломного проекта является разработка проекта реконструкции ПС «Гранат» 110/10 кВ входящая в ПАО «МРСК Центра и Приволжья», улучшение функционирования и повышение надежности и качества электроснабжения.

Немаловажную роль играет то, что некоторое оборудование подстанции устарело как физически, так и морально. Все оборудование на сторонах 110 и 10 кВ масляное. В настоящее время в энергетике все масляное оборудование принято заменять на современное вакуумное или элегазовое.

После проведения реконструкции подстанции - обеспечение более высококачественной электрической энергией и надежности электроснабжения будет гарантирована.

1 Обзор исследуемой подстанции

1.1 Анализ подстанции гранат

В Калужской области, г Калуге, ул Энергетиков на выделенном участке расположилась подстанция «Гранат». Географическое расположение подстанции - $54^{\circ}28'50.1''$ северной широты а так же $36^{\circ}13'32.7''$ восточной долготы. Подстанция «Гранат» обладает рабочим напряжением 110/10 кВ.

Подстанция «Гранат» введена в эксплуатацию в 1985 году и работает по сей день. Подстанция относится к ПАО «МРСК Центра» - «Курскэнерго»

План расположения подстанции «Гранат» изображен на рисунке 1.

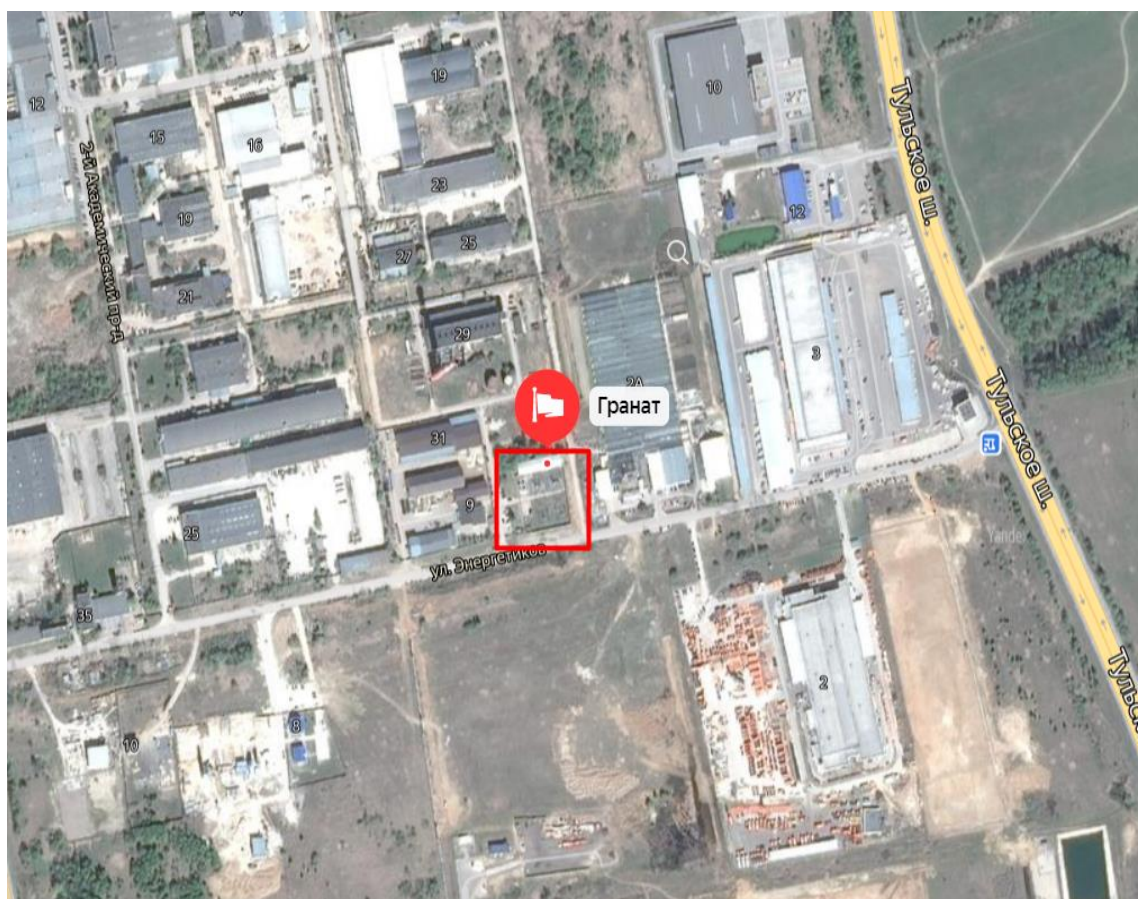


Рисунок 1 – Месторасположение подстанции «Гранат»

На подстанции установлено два трансформатора ТРДН-40000/110 мощностью каждый по 40МВА.

Потребители от подстанции получают по кабельным линиям питание напряжением 10 кВ.

В городе Калуга климатические условия - умеренно-континентальные для которых выраженные времена года: зимой много снега и достаточно холодная, лето влажное, но тёплое. Средняя температура зимы (январь) -8,5; лета (июль) – +17,8.

Район вблизи подстанции состоит из завода по переработке цветных металлов, торгово-строительных центров и других торгово-промышленных предприятий, также машиностроительный завод. На обслуживаемой территории есть строящаяся предприятия. Данные объекты относятся ко второй и третьей категории.

«К потребителям второй категории относят электроприемники, перерыв электроснабжения которых приведет к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. К потребителям третьей категории относят электроприемники вспомогательных цехов, несерийного производства продукции и т. п.» [1].

Учитываем уже присоединенные к подстанции объекты и новые запросы к подключению суммарная нагрузка возрастает с 40 МВт до 63 МВт.

Принимаем во внимание моральную, а также физическую изношенность высоковольтного оборудования и с подъемом электрических нагрузок следует создать план реконструкции электрической части понизительной подстанции. Для этого будет произведена реконструкция отслужившего свой срок оборудования на более новое, а именно:

- Замена силовых трансформаторов ТРДН 40000/110/10;
- Замена масляных выключателей;
- Замена разъединителей;
- Замена измерительного оборудования;
- Замена трансформаторы тока и напряжения;
- Замена ограничителей перенапряжения.

Согласно заявленной по техническому заданию мощности был составлен суточный график нагрузок потребителей подстанции «Гранат», представленный на рисунке 2.

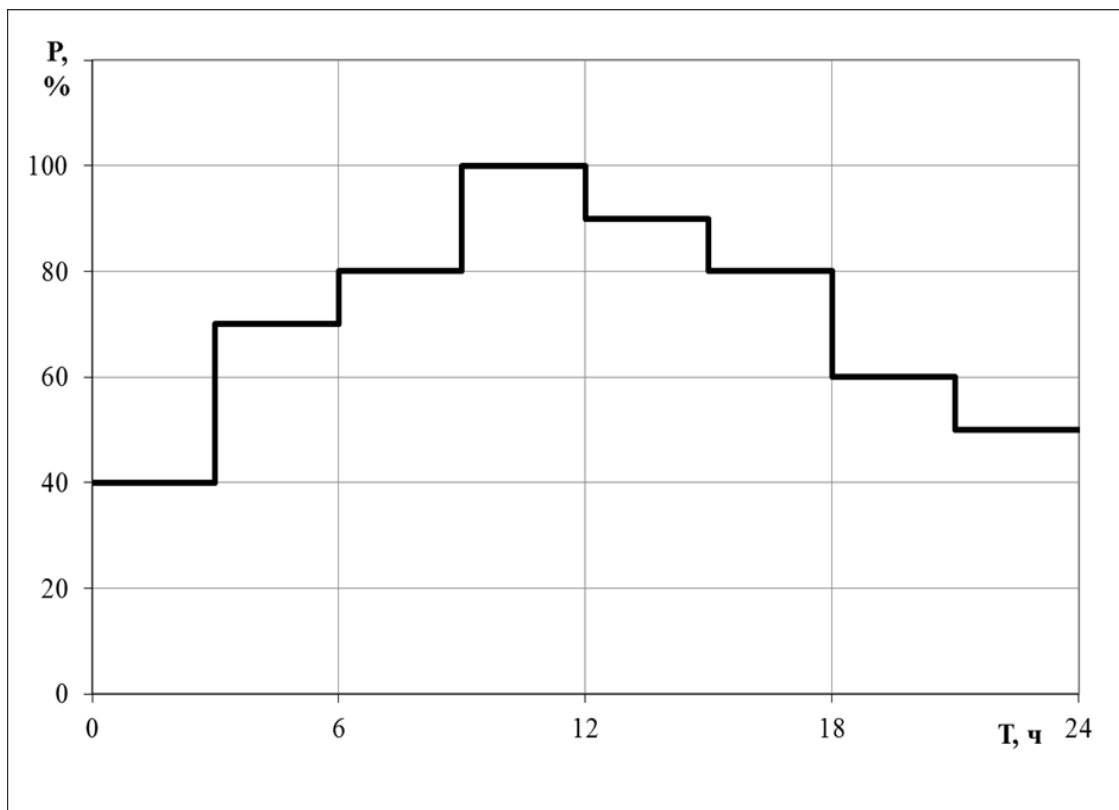


Рисунок 2 – Суточный график нагрузок потребителей подстанции «Гранат»

1.2 Вывод по 1 разделу

В данном разделе мы узнали где находится подстанция, к чему она относится, какие трансформаторы стоят. Так же узнали о районе, какой климат у города. Выяснили какое оборудование будет заменено на новое, был составлен суточный график нагрузок потребителей подстанции «Гранат».

2 Выбор числа и расчет мощности силовых трансформаторов подстанции «Гранат» 110кВ

2.1 Выбор трансформаторов подстанции «Гранат» 110кВ

Вначале рассчитаем номинальную мощность выбираемого трансформатора для безопасного питания.

Поскольку в задании даны потребители второй и третьей категории, к установке требуется два трансформатора.

Производим расчет номинальной мощности, для электрической подстанции 110/10 кВ, с использованием суточного графика. Значения для других ступеней нагрузки по графику определяются пропорционально в виде $P_{in}(t)$. Для нашего графика нагрузки $P_{max}=68$ МВт.

С использованием заданного значения коэффициента мощности потребителей график активной мощности преобразуется в график полной мощности по выражению:

$$S_{max} = \frac{P_{max}}{\cos\varphi} = \frac{68}{0,81} = 71,6 \text{ МВА} \quad (1)$$

В задании указаны потребители 2-ой и 3-ой категории, следовательно питание осуществляется от двух независимых источников. Опираясь на вышесказанное, намечаем к установке двух трансформаторную подстанцию.

Следовательно, для подстанции с двумя силовыми трансформаторами учитывается допустимый уровень аварийной перегрузки, равный 40%. Как следствие, для дальнейшего расчета номинальной мощности будущего трансформатора должна быть использована следующая формула:

$$S_{ном.т.} \geq 0,7 \cdot S_{max} \geq 0,7 \cdot 71,6 = 50,1 \text{ МВА} \quad (2)$$

Рассчитаем полную мощность для всех остальных ступеней:

$$S_{1\text{ступени}} = \frac{71,6 \cdot 40}{100} = 28,6 \text{ МВА}$$

$$S_{5\text{ступени}} = \frac{71,6 \cdot 90}{100} = 64,4 \text{ МВА}$$

$$S_{2\text{ступени}} = \frac{71,6 \cdot 70}{100} = 50,1 \text{ МВА}$$

$$S_{6\text{ступени}} = \frac{71,6 \cdot 80}{100} = 57,3 \text{ МВА}$$

$$S_{3\text{ступени}} = \frac{71,6 \cdot 80}{100} = 57,3 \text{ МВА}$$

$$S_{7\text{ступени}} = \frac{71,6 \cdot 60}{100} = 43 \text{ МВА}$$

$$S_{4\text{ступени}} = \frac{71,6 \cdot 100}{100} = 71,6 \text{ МВА}$$

$$S_{8\text{ступени}} = \frac{71,6 \cdot 50}{100} = 35,8 \text{ МВА}$$

Округляем полученное значение номинальной мощности до ближайшего значения в соответствие со шкалой мощностей, представленной в нормативных документах: ГОСТ 11920 – 85 [2], ГОСТ 12965 – 85[3] . Ближайшее число равно 63 МВА.

Как было описано выше, выбранный трансформатор должен содержать систему расщепленных обмоток, обладать регулированием питания под нагрузкой и быть трехфазным. Намечаем к дальнейшей эксплуатации трансформатор типа ТРДН 63000/110/10/10 номинальной мощностью $S_{\text{ном.Т}} = 63 \text{ МВА}$. Трансформатор взят с сайта производителя ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД» [4].

Для проверки силового трансформатора по аварийной перегрузке предварительно заданный суточный график преобразуем в двухступенчатый параметрами K_1 , K_2 и h .

Проведем на заданном графике (Рис. 3) горизонтальную линию с ординатой $K=1$, пересечением этой линии с исходным графиком выделим участок наибольшей перегрузки продолжительностью h .

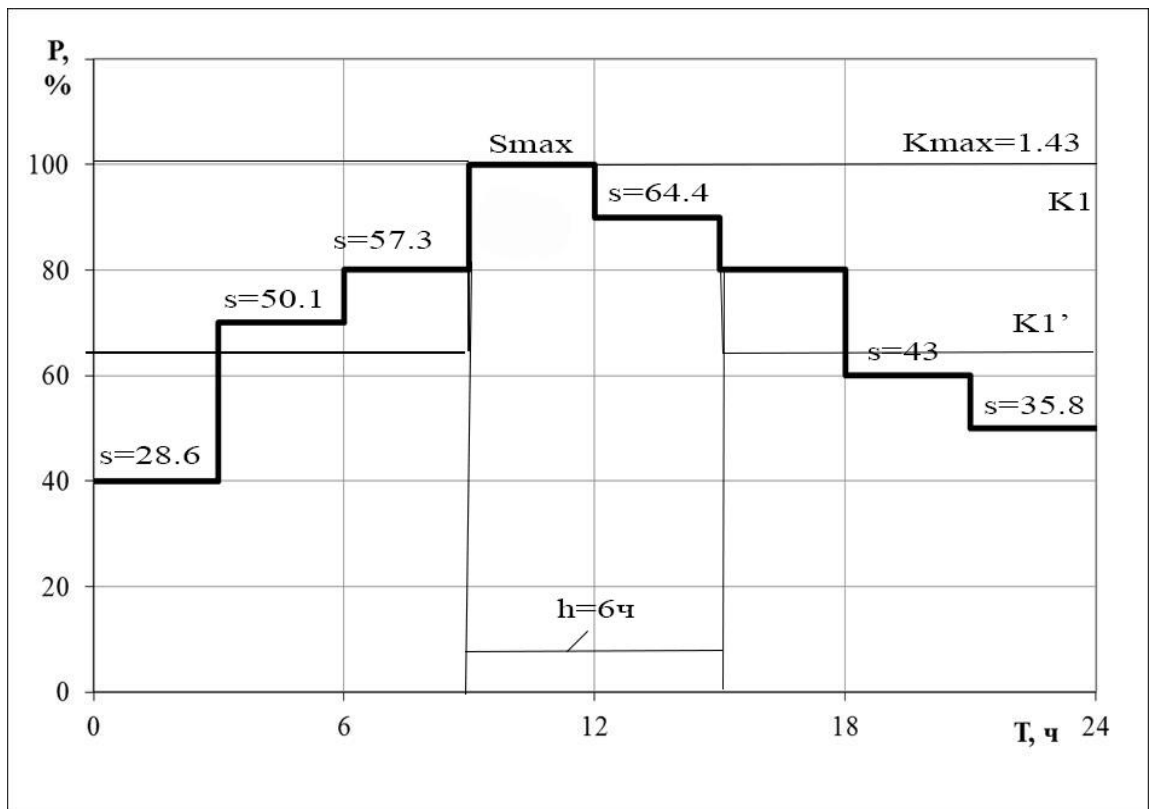


Рисунок 3 – Преобразование исходного суточного графика нагрузки в эквивалентный двухступенчатый подстанции «Гранат»

Рассчитываем начальную нагрузку K_1 :

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + \dots + S_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \dots + \Delta t_m}} = \frac{1}{63} \sqrt{\frac{(25,6^2 + 50,1 + 57,3^2 + 57,3 + 43^2 + 35,8) \cdot 3}{18}} = 0,74 \quad (3)$$

Находим предварительное значение нагрузки K_2' :

$$K_2' = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \sqrt{\frac{(S_1')^2 \Delta h_1 + \dots + (S_p')^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \dots + \Delta h_p}} = \frac{1}{63} \sqrt{\frac{(71,6^2 + 64,4^2) \cdot 3}{6}} = 1,08 \quad (4)$$

Сравним значение нагрузки K_2' с $K_{\text{max}} = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ.Т}}}$ исходного графика:

$$K_{\text{max}} = \frac{71,6}{50,12} = 1,43 \quad (5)$$

(Так как $K'_2 \geq 0,9K_{\max}$, следует принять $K_2 = K'_2$)

Найдём продолжительность перегрузки:

$$h = \frac{(K'_2)^2 h'}{(0,9K_{\max})^2} = \frac{(1,08)^2 \cdot 6}{(0,9 \cdot 1,43)^2} = 4,2 \quad (6)$$

Для допустимых аварийных перегрузок при системе охлаждения Д (масляное охлаждение с дутьем), $\theta_{\text{охл}} = +3^\circ\text{C}$, $K_1 = 0,74$, $h = 4,2$ ч по таблице 11 [4] находим $K_{2\text{доп}} = 1,7$. Данное значение больше фактической перегрузки $K_2 = 1,23$, условие $K_2 \leq K_{2\text{доп}}$ соблюдается.

$$S_{\max} = 71,6 \leq S_{\text{ном.Т}} \cdot K_{2\text{доп}} = 63 \cdot 1,7 = 107,1 \text{ МВА} \quad (7)$$

Подводя итог под всем вышесказанным, можно смело утверждать, что трансформаторы типа ТРДН 63000/110/10/10 [3] удовлетворяют всем расчетным условиям и идеально подходит к монтажу на реконструируемой подстанции.

2.2 Вывод по 2 разделу

В этом разделе было выбрано число и мощность новых трансформаторов. Был выбран трансформатор ТРДН 63000/110/10/10. Так же построен график нагрузок с изображенным графиком перегрузки.

3 Выбор электрической схемы подстанции. Выбор основных конструктивных решений подстанции

3.1 Выбор электрической схемы подстанции

В связи с требованиями, которые выдвигаются к проектированию подстанций, основные решения по электрическим соединениям элементов оборудования должны приниматься с учетом обеспечения оптимального функционирования и надежности для всех работ на подстанции. А также, обеспечивать надлежащий уровень безопасности для обслуживающего персонала.

И в зависимости от расположения коммутирующих устройств, шин на стороне НН и схем питания на стороне высокого напряжения, на сегодняшний день, существует несколько типовых электрических схем подстанции, а также, их типов.

Намечаем к использованию конечную, другими словами, тупиковую, схему будущей подстанции [5]. Данный выбор основывается на её простоте и надежности в современных реалиях энергоснабжения потребителей.

В соответствие с параметрами проектируемой подстанции, изобразим предварительную схему на рисунке 4.

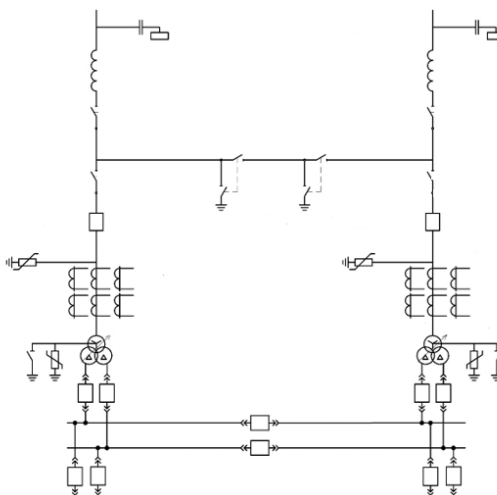


Рисунок 4 – Схема подстанции «Гранат»

«Тупиковая подстанция, это подстанция, получающая электроэнергию от одной электроустановки по одной или нескольким параллельным линиям.»

3.2 Выбор основных конструктивных решений подстанции

В соответствие с требованиями, предъявляемыми к проектированию электрических подстанций, необходимо обоснование выбора всех конструктивных решений, выдвигаемых в курсовой работе.

Так как, подстанция будет функционировать на напряжения 110/10 кВ, где 110 это высокое напряжения, а 10 низкое напряжение, то на стороне ВН необходимо открытое распределительное устройство (ОРУ). Другими словами, данное оборудование будет размещаться на открытом воздухе в соответствии с рекомендациями на напряжение 35 кВ и выше. А на стороне НН, выбираем КРУ (комплектное распределительное устройство).

В качестве токоведущих частей рекомендуется использовать жесткую или гибкую ошиновку на участках открытого распределительного устройства. В данной работы, будет применяться жесткая ошиновка, в связи с уменьшением занимаем площади открытыми распределительными устройствами, при предъявляемом типе ошиновке, по сравнению с гибкой.

На сегодняшний день, на современных подстанциях устанавливают вакуумные или элегазовые выключатели, в связи с их положительными качествами, по сравнению с масляными и воздушными выключателями, которые являются морально устаревшим оборудованием.

«Допускается установка встроенных трансформаторов тока на стороне ВН, если они соответствуют требуемым усилиям релейной защиты, и способны обеспечить нормальное функционирование систем учета электроэнергии и измерительных приборов» [8]. Чаще всего, применяются отдельно стоящие трансформаторы тока.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов должны быть выполнены маслоприемники, где укладывается слой гравия толщиной не

менее 25 сантиметров. Масло отводы и маслосборники делаются в соответствии с требованиями ПУЭ.

На напряжение 10 кВ обычно применяются комплектные распределительные устройства (КРУ) – распределительные устройства, состоящие из закрытых шкафов (металлических ячеек) или блоков со встроенными в них аппаратами, устройствами измерения, защиты и автоматики и соединительных элементов, поставляемых в собранном или полностью подготовленном для сборки виде.

Использование КРУ закрытого типа может допускаться [8]:

1) в районах, где по климатическим условиям, условиям загрязнения атмосферы или наличия снежных заносов невозможно применение КРУН;

2) при числе шкафов (ячеек) более 25;

Сами шкафы сооружаются с использованием элегазовых или вакуумных выключателей, устанавливаемых производителем самостоятельно. В отличие от стороны высокого напряжения, все электротехническое и коммутирующее оборудование, внутри КРУ, предварительно выбрано разработчиком технического решения (заводом изготовителем) и поставляется в нескольких вариациях. Итоговая комплектация комплектного распределительного устройства утверждается заказчиком на основе этих вариантов.

3.3 Вывод по 3 разделу

В этом разделе выбрали тупиковую схему подстанции и были озвучены конструктивные решения подстанции.

4 Расчет токов короткого замыкания

4.1 Токи КЗ

Выполнение расчета и анализа токов короткого замыкания обусловлено необходимостью проверки будущего высоковольтного оборудования на стороне высокого и низкого напряжения, а также для полноценной настройки электрической аппаратуры и устройств релейной защиты. Практически все оборудования в дальнейшем, так или иначе, будет задействовать токи короткого замыкания в своих расчетах.

В связи с вышесказанным, упростим электрическую схему подстанции, представленную в пункте 3.1, и произведем расчет токов КЗ. Видоизмененная схема изображена на рисунке 5. Также, изобразим принципиальную расчетную схему на рисунке 4. В ней представлены выбранные нами трансформаторы ТРДН 63000/110/10 с расщепленными обмотками (рисунок 6а). А эквивалентная схема замещения, с сопротивлениями элементов, изображена на рисунке 6,б. Исходные данные следующие: $S_k = 1750$ МВА, длина ВЛ составляет 12 км. Удельное сопротивление проводов равно 0,4 Ом/км.

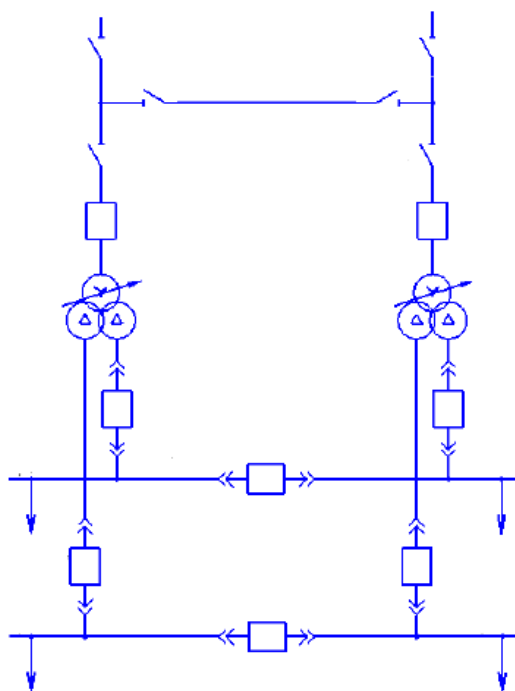


Рисунок 5 – Упрощенная электрическая схема подстанции «Гранат»

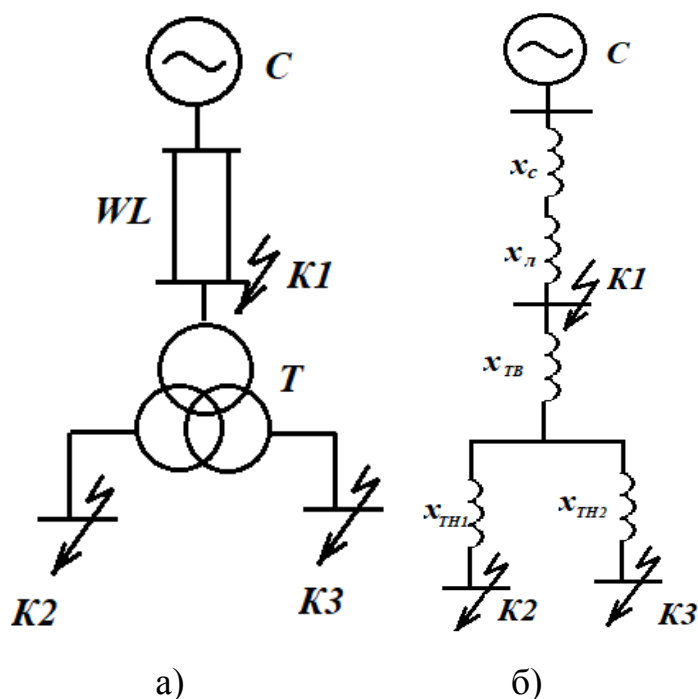


Рисунок 6 – Принципиальная схема (а) и схема замещения (б) подстанции «Гранат»

Все данные трансформаторов берем с сайта производителя. Технические параметры силового трансформатора ТРДН 63000/110 представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Паспортные данные предъявляемого силового трансформатора

Тип	$S_{ном.Т}$ МВА	Каталожные данные					
		$U_{ном}$ обмоток, кВ		u_k , %		$P_{кз}$, кВт	P_x , кВт
		ВН	НН	ВН- НН	НН1- НН2		
ТРДН –63000/110	63	115	10,5-10,5	10.5	30	245	50

Приступим к расчётам КЗ, для этого переведём в относительные единицы, что даст нам более точные значения.

$$S_{\sigma} = 1000 \text{ МВА}$$

$$U_{cp} = U_{\sigma} = 115 \text{ кВ (на стороне ВН)}$$

$$U_{\sigma} = 10,5 \text{ кВ (на стороне НН)}$$

Сопротивление линии:

$$X_{*б.л.} = X_{уд.} \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{cp}^2} = 0,45 \cdot 9 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,306 \quad (8)$$

Сопротивление воздушной линии:

$$X_{*б.л.} = \frac{S_б}{S_к} = \frac{1000}{2225} = 0,45 \quad (9)$$

Сопротивления трансформатора:

$$U_{к.в.} = U_{к.вн-нн} - U_{к.нн1-нн2} = 10,5 - 0,25 \cdot 30 = 3 \quad (10)$$

$$X_{*тв.} = \frac{U_{к.в.}\%}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном}} = \frac{3}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 0,476 \quad (11)$$

$$U_{к.н1.} = U_{к.н2} = 0,5 \cdot U_{к.нн1-нн2} = 0,5 \cdot 30 = 15\% \quad (12)$$

$$X_{*тн1} = X_{*тн2} = \frac{U_{к.н1}\%}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном}} = \frac{15}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 2,38 \quad (13)$$

КЗ в т. К₁:

Результирующее сопротивление до т. К₁:

$$X_{*б.рез.} = X_{*б.с} + X_{*б.л} = 0,45 + 0,306 = 0,756 \quad (14)$$

Базисный ток в т. К₁:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА} \quad (15)$$

Энергетическая система и точка К₁ взаимосвязаны, то действующее значение периодической составляющей тока КЗ от системы будет равным $I_{н,t} = I_{н,0} = \text{const}$, при трехфазном коротком замыкание периодической

составляющей K^3 в т. К1:

$$I_{п,о} = \frac{E''_6}{X_{*б.рез.}} \cdot I_6 = \frac{1}{0,756} \cdot 5,02 = 6,64 \text{ кА} \quad (16)$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд.} = \sqrt{2} \cdot I_{п,о} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 6,64 \cdot 1,8 = 16,9 \quad (17)$$

где $k_{уд} = 1,8$ –ударный коэффициент.

Расчет токов КЗ на стороне НН. Так как, трансформатор с расщепленной обмоткой, исчисления следует выполнять для одной из точек так как $K_2 = K_3$.

Результирующее сопротивление до т. К2:

$$\begin{aligned} X_{*б.рез.} &= X_{*б.с} + X_{*б.л} + X_{*тв.} + X_{*тн1}, \\ X_{*б.рез.} &= 0,45 + 0,306 + 0,476 + 2,38 = 3,612. \end{aligned} \quad (18)$$

Базисный ток в т. К2:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \quad (19)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей:

$$I_{п,о} = \frac{E''_6}{X_{*б.рез.}} \cdot I_6 = \frac{1}{3,612} \cdot 55 = 15,23 \text{ кА} \quad (20)$$

Ударный ток КЗ в точке K_2 :

$$i_{уд.} = \sqrt{2} \cdot I_{п,о} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 15,23 \cdot 1,82 = 39,2 \text{ кА} \quad (21)$$

где $k_{уд} = 1,82$ – ударный коэффициент.

Все произведенные вычисления записываем в таблицу 2.

Таблица 2 – Данные расчета токов КЗ на стороне ВН и НН

$I_{п,о}$ в точке К1	6.64 кА
$I_{п,о}$ в точке К2	15.23 кА
$i_{уд}$ в точке К1	16.9 кА
$i_{уд}$ в точке К2	39.2кА

4.2 Вывод 4 раздела

В этом разделе упростили схему подстанции, представили принципиальную схему и схему замещения. Был произведен расчет сопротивления линии, сопротивление трансформатора, найден базисный ток, ударный ток, и в конце расчетов была построена таблица для демонстрации полученных значений.

5 Выбор электрических аппаратов

По произведенным расчетам рабочих токов присоединения и токов коротких замыкания для сторон высокого и низкого напряжения, начинаем выбор высоковольтного оборудования по заданной электрической схеме из прошлого пункта.

Расчетные величины сопоставляются с соответствующими номинальными параметрами аппаратов.

5.1 Выбор высоковольтных выключателей

На основании, выше произведенных расчетов $K^3 I_{п,о} = 6.64 \text{ кА}$, $i_{уд} = 16.9 \text{ кА}$ (3 пункта т. К1) выполним технический выбор и проверку высоковольтного выключателя на стороне ВН. Мощность силового трансформатора, выбранного нами в пункте 1, составляет 63 МВА.

Намечаем к установке вакуумный выключатель типа ВВП-110-31,5/2000, имеющий следующие параметры: номинальное напряжение $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$; номинальный ток $I_{ном} = 2000 \text{ А}$; начальное действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока короткого замыкания $I_{пр.с} = 31,5 \text{ кА}$; наибольший пик (ток электродинамической стойкости) предельного сквозного тока короткого замыкания (амплитудное значение) $i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$; наибольший пик тока включения (нормированное мгновенное значение тока включения) $i_{вкл.норм} = 80 \text{ кА}$; начальное (нормированное) действующее значение периодической составляющей $I_{вкл.норм} = 31,5 \text{ кА}$; номинальный ток отключения $I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА}$; нормированное процентное содержание аperiodической составляющей $\beta_{нор} = 30 \%$; ток термической стойкости $I_T = 31,5 \text{ кА}$; длительность протекания тока термической стойкости $t_T = 3 \text{ с}$; собственное время отключения выключателя $t_{св} = 0,05 \text{ с}$; полное время отключения выключателя $t_{пв.откл} = 0,075 \text{ с}$. Паспортные данные взяты с сайта производителя АО «НПП «Контакт» [13].

Проверку высоковольтного выключателя производим с применением следующих условий:

1) номинального напряжения $-U_{\text{НОМ}} \leq U_{\text{сет.НОМ}}$;

$$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ} = U_{\text{сет.НОМ}} = 110 \text{ кВ} \quad (22)$$

2) номинального длительного тока $-I_{\text{раб}} \leq I_{\text{НОМ}}; I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}};$

$$\begin{aligned} I_{\text{раб}} &= 331 \text{ А} \leq I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}; \\ I_{\text{max}} &= 463,4 \text{ А} \leq I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}, \end{aligned} \quad (23)$$

$$\text{где } I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{T.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 331 \text{ А}, I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 463,4 \text{ А} \quad (24)$$

3) отключающей способности:

а) симметричного тока отключения $-I_{n,\tau} \leq I_{\text{откл.НОМ}};$

где в расчетах используется $I_{n,\tau} = I_{\text{п,о}} = 6,64 \text{ кА};$

$I_{n,\tau} = 6,64 \text{ кА} \leq I_{\text{откл.НОМ}} = 31,5 \text{ кА}.$

б) на отключение апериодической составляющей:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.\text{НОМ}} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{НОР}}/100) \cdot I_{\text{откл.НОМ}}, \quad (25)$$

где $i_{a,\tau}$ – номинальное допустимое значение апериодической составляющей для времени $\tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{с.в}} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с},$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п,о}} e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 6,64 \cdot e^{-0,06/0,05} = 2,8 \text{ кА}, \quad (26)$$

где $T_a = 0,05$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей, берется из таблицы 4 методической литературы [11];

$$i_{a.ном} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{нор}/100) \cdot I_{откл.ном} = (\sqrt{2} \cdot 30/100) \cdot 31,5 = 13,36 \text{ кА.} \quad (27)$$

$$i_{a,\tau} = 2,8 \text{ кА} \leq i_{a.ном} = 13,36 \text{ кА.} \quad (28)$$

в) в связи с тем, что оба условия соблюдаются, то в условие в) нет необходимости и его можно пропустить.

4) по включающей способности

$$I_{п,о} \leq I_{вкл.норм}, \quad (28)$$

$$i_{уд} \leq i_{вкл.норм}, \quad (29)$$

$$I_{п,о} = 6,64 \text{ кА} \leq I_{вкл.норм} = 31,5 \text{ кА};$$

$$i_{уд} = 16,9 \text{ кА} \leq i_{вкл.норм} = 80 \text{ кА};$$

5) по предельному сквозному току – на соблюдение электродинамической стойкости:

$$I_{п,о} \leq I_{пр.с}, \quad (30)$$

$$i_{уд} \leq i_{дин} = i_{пр.с}, \quad (31)$$

$$I_{п,о} = 6,64 \text{ кА} \leq I_{пр.с} = 31,5 \text{ кА},$$

$$i_{уд} = 16,9 \text{ кА} \leq i_{пр.с} = 80 \text{ кА};$$

б) тепловому импульсу – на соблюдение термической стойкости:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \text{ при условии } t_{откл} \succ t_T;$$

$$\text{если } t_{откл} \prec t_T, \text{ то } B_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл},$$

где время отключения короткого замыкания:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{пв.откл} = 0,01 + 0,075 = 0,085 \text{ с.} \quad (32)$$

$$B_k = I_{п,о}^2 (t_{откл} + T_a) = (6,64 \cdot 10^3)^2 (0,085 + 0,05) = 5,95 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с} \quad (33)$$

В связи с тем, что в нашем случае $t_{откл} = 0,085с < t_T = 3с$, то условие проверки на термическую стойкость имеет следующий вид:

$$W_K = 5,95 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с} \leq I_T^2 \cdot t_{откл}, \quad (34)$$

$$(31,5 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,085 = 84,3 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \text{с}$$

Оперируя произведенными расчетами, можно с уверенностью говорить, что выбранный выключатель ВБП-110-31,5/2000 соответствует всем требованиям выбора и проверки.

Занесем полученные значения в таблицу 3, вместе с номинальными значениями выключателя и требованиями из методической литературы.

Таблица 3 – Полученные данные для выключателя на стороне ВН

Выключатель ВБП-110-31,5/2000		
Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$
$I_{раб} = 331 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{раб} \leq I_{ном}$
$I_{max} = 463,4 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{п,т} = 6,64 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п,т} \leq I_{откл.ном}$
$I_{п,о} = 6,64 \text{ кА}$	$I_{вкл.ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п,о} \leq I_{вкл.ном}$
$i_{а,т} = 2,8 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 13,36 \text{ кА}$	$i_{а,т} \leq i_{а.ном}$
$I_{п,о} = 6,1 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п,о} \leq I_{пр.с}$
$i_{уд} = 15,5 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$
$i_{уд} = 15,5 \text{ кА}$	$i_{вкл.ном} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл.ном}$
$W_{красч} = 5,95 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \text{с}$	$W_{квыкл} = 84,3 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \text{с}$	$W_{красч} \leq W_{квыкл}$

5.2 Выбор трансформаторов тока

Выбираем трансформатор тока на стороне ВН электрической подстанции 110кВ. К трансформатору тока будет электрически подсоединен один амперметр.

Намечаем к монтажу трансформатор тока наружной установки класса напряжения 110кВ с элегазовой изоляцией – ТРГ-110. Паспортные данные ТРГ-110кВ: номинальное напряжение $U_{ном} = 110$ кВ; номинальный ток $I_{1ном} = 400$ А; номинальный вторичный ток $I_2 = 5$ А; ток термической стойкости $I_T = 31,5$ кА; длительность протекания тока термической стойкости $t_T = 3$ с; номинальная вторичная нагрузка при $\cos \varphi_2 = 0,8$ $S_2 = 50$ ВА; ток электродинамической стойкости $i_{дин} = 102$ кА. Паспортные данные взяты с сайта производителя ЗАО «Энергомаш» [14].

Номинальный ток трансформатора необходимо выбирать как можно ближе к рабочему току установки: $I_{1ном} = 400$ А, так как, при большой разнице между токами, возникнет недогрузка первичной обмотки, что приведет к существенным погрешностям.

Выбрал по следующим параметра:

- 1) номинальному напряжению – $U_{ном} \leq U_{сет.ном}$;

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ} = U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}. \quad (35)$$

- 2) номинальному длительному току – $I_{раб} \leq I_{1ном}$;

$$\text{где } I_{раб} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 330.6 \text{ А} \quad (36)$$

$$I_{раб} = 330.6 \text{ А} \leq I_{1ном} = 400 \text{ А}; \quad (37)$$

- 3) электродинамической стойкости – $i_{уд} \leq i_{дин} = K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном}$,

$$i_{уд} = 16.9 \text{ кА} \leq i_{дин} = 102 \text{ кА} . \quad (38)$$

- 4) термической стойкости – $B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1ном}^2 \cdot t_T = I_T^2 \cdot t_T$,

$$B_k = I_{п,о}^2 (t_{откл} + T_a) = (6.64 \cdot 10^3)^2 (0,07 + 0,03) = 4.4 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{c},$$

где $t_{откл} = 0,07 \text{ A}$ - время отключения короткого замыкания, значение взято из примера 4.1,

$T_a = 0,03\text{c}$ – значение берется из таблицы 4 методической литературы [11];.

$$B_k = 4.4 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{c} \leq I_T^2 \cdot t_T = (40 \cdot 10^3)^2 \cdot 3 = 4800 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{c}. \quad (39)$$

5) конструкции и классу точности – с обмоткой звеньевого типа, бумажно-масляной изоляцией, класс точности 0,2S;

б) вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном},$$

$$Z_{2ном} = \frac{S_2}{I_2^2} = \frac{50}{5^2} = 2 \text{ Ом} - \text{номинальное полное сопротивление нагрузки}$$

вторичной обмотки к предъявляемому классу точности;

Z_2 – вторичная нагрузка.

Определяем сопротивление прибора, подключенного к наиболее нагруженной обмотке трансформатора тока. В данном случае подключен только один амперметр. Выбираем амперметр типа Э42702 с потребляемой мощностью $S_{приб} = 0,5 \text{ ВА}$ [15].

$$R_{приб} = S_{приб} / I_2^2 = 0,5 / 5^2 = 0,02 \text{ Ом}. \quad (40)$$

Выбираем переходное сопротивление контактов, равное $R_k = 0,05 \text{ Ом}$, из-за присоединения одного амперметра.

Сопротивление проводов $R_{пр} \leq Z_{2ном} - R_{приб} - R_k = 2 - 0,02 - 0,05 = 1,93 \text{ Ом}$.

Сечение соединительных проводов

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 75}{1,93} = 0.68 \text{ мм}^2, \quad (41)$$

где $l_p = l = 75$ м – расчетная длина провода. Соединение идет по схеме полной звезды. При такой схеме, расчетная длина для будущих проводов будет равна рекомендованной длине. А для распределительных устройств напряжением 110 кВ, эта длина будет равна 75 м; $\rho = 0,0175$ Ом·мм²/м – удельное сопротивление для проводов с медными жилами.

Сечение медных проводов считаем равным $s = 2,5$ мм², соблюдая условие необходимой прочности сечения, из методических указаний [9,11].

Полученные результаты вписываем в таблицу 4.

Таблица 4 – Рассчитанные значения для трансформатора тока

Трансформатор тока ТРГ-110		
Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{сет.ном} = 110$ кВ	$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$
$I_{раб} = 330.6$ А	$I_{1ном} = 400$ А	$I_{раб} \leq I_{1ном}$
$i_{уд} = 15.5$ кА	$i_{дин} = 102$ кА	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{красч} = 4.4 \cdot 10^6$ А ² с	–	$B_{красч} \leq B_{кТТ}$
$R_{пр} \leq 1.93$ Ом, $R_k = 0.05$ Ом, провода с медными жилами $s = 2,5$ мм ² .		

5.3 Выбор разъединителя

Производим выбор разъединителя и его проверку, для правильности монтажа намеченного разъединителя на стороне ВН напряжением 110 кВ.

Разъединителя наружной установки на горизонтально-поворотного типа, марки РДЗ–110/1000. Данное высоковольтное оборудование имеет следующие параметры: номинальное напряжение $U_{ном} = 110$ кВ; номинальный ток $I_{ном} = 1000$ А; наибольший пик (ток электродинамической стойкости) номинального кратковременного выдерживаемого тока (амплитудное значение) $i_{пр.с} = 80$

кА; ток термической стойкости $I_T = 31,5$ кА; длительность протекания тока термической стойкости $t_T = 3$ с. Данные взяты с сайта «Завод электротехнического оборудования».

Выбрал по следующим параметра:

1) номинальному напряжению – $U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$;

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ} = U_{\text{сет.ном}} = 110 \text{ кВ} \quad (42)$$

2) номинальному длительному току – $I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$;

$$I_{\text{раб}} = 330,6 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}, \quad (43)$$

$$\text{где } I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{T.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 330,6 \text{ А}. \quad (44)$$

3) на электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}} = i_{\text{пр.с}}, \quad (45)$$

$$i_{\text{уд}} = 15,5 \text{ кА} \leq i_{\text{пр.с}} = 40 \text{ кА}; \quad (46)$$

4) на термическую стойкость:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \text{ при условии } t_{\text{откл}} \succ t_T; \quad (47)$$

$$\text{если } t_{\text{откл}} \prec t_T, \text{ то } B_k \leq I_T^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (48)$$

где время отключения КЗ $t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{пв.откл}} = 0,01 + 0,06 = 0,07$ с
(значение взято из пункта 4.2).

$$B_k = I_{п,о}^2 (t_{откл} + T_a) = (6,64 \cdot 10^3)^2 (0,07 + 0,03) = 4,4 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{c} \quad (49)$$

В связи с тем, что при наших расчетах $t_{откл} = 0,07\text{c} < t_T = 3\text{c}$, то, следовательно, проверка разъединителя на термическую стойкость будет иметь следующий вид:

$$B_k = 4,4 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{c} \leq I_T^2 \cdot t_{откл} = (40 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,07 = 112 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{c}. \quad (50)$$

Выбранный разъединитель РДЗ–110/1000 соответствует всем требованиям выбора и проверки.

Полученные результаты вписываем в таблицу 5.

Таблица 5 – Рассчитанные данные для разъединителя

Разъединитель РДЗ–110/1000		
Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$
$I_{раб} = 330,6 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб} \leq I_{ном}$
$i_{уд} = 16,9 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$
$B_{красч} = 4,4 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{c}$	–	$B_{красч} \leq B_{краз}$

5.4 Вывод по 5 разделу

В данном разделе выбрали вакуумный выключатель и сделали проверку. Выбрали трансформатор тока и сделали проверку. Выбрали разъединитель и сделали его проверку.

6 Оборудование на стороне 10 кВ

6.1 Выбор оборудования и его проверка на стороне 10 кВ

На стороне низкого напряжения необходимо выбрать комплектное распределительное устройство с уже встроенным в него оборудованием: КРУ серии КРУ-СЭЩ-63 со следующим встроенным оборудованием: вакуумными выключателями ВВМ-СЭЩ; измерительными трансформаторами тока ТШЛ-СЭЩ; измерительными трансформаторами напряжения НАЛИ-СЭЩ; ограничителями перенапряжений ОПН-10; трансформаторами собственных нужд ОЛС-СЭЩ. Данные взяты с сайта производителя ЗАО ГК «Электрощит».

Таблица 6 – Перечень применяемого в КРУ оборудования

Тип ячейки КРУ-СЭЩ-63	
Параметр	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10 кВ
Тип трансформатора тока	ТОЛ-СЭЩ-10
Тип трансформатора напряжения	НАЛИ-СЭЩ-10
Тип выключателя	LF-1

Исходные данные: мощность трансформатора с расщепленной обмоткой 63 МВА, ударный ток равен $i_{уд} = 39.2$ кА, $I_{п,о} = 15.23$ кА (значения взяты из пункта 4 для точки К₂). Полное время отключения КЗ равно $t_{откл} = 0,07$ с.

Выполним проверку ТОЛ-СЭЩ и НАЛИ-СЭЩ по методическим параметрам и условиям, аналогичным образом, как и для стороны ВН.

Трансформатор напряжения должен быть установлен на каждой секции сборных шин, в соответствии с требованиями. К нему подключаются различные измерительные приборы: вольтметр, ваттметр, счетчик активной энергии, счетчик реактивной энергии всех присоединений данной секции.

Состав всех необходимых измерительных приборов, устанавливаемых на концевую подстанцию с трансформатором типа ТРДН, указан в

методических материалах[4]

Данные трансформатора напряжения: номинальное напряжение НАЛИ-СЭЩ – 10 кВ; номинальная мощность в классе точности 0,5 – $S_{ном} = 75 \text{ ВА}$.

Выполняем проверку оборудования по вторичной нагрузке $S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$. Для облегчения будущих вычислений, нагрузку приборов можно не разделять по фазам: А, В и С. В данном случае, допускается расчет по следующей формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cos \phi)^2 + (\sum S_{\text{приб}} \sin \phi)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (51)$$

Реактивной мощности, а также, косинусом и синусом фи, в связи с нехваткой данных в паспорте измерительных приборов, пренебрегаем.

Мощность, потребляемая всеми необходимыми к установке на трансформаторе напряжения приборами, берется из паспортных данных с сайта производителя измерительных приборов [15].

Все расчеты нагрузки измерительных приборов трансформатора напряжения выполняем в таблице 7.

Таблица 7 – Расчет вторичной нагрузки приборов ТН

Приборы	Тип	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число приборов	Общая потребляемая мощность
				P, Вт
Вольтметр	Ц42701	2	2	4
Ваттметр	ЩВ72.1	1,5	5	7
Счетчик активной и реактивной энергии многофункциональный	Альфа А1700	4	4	16
Итого:				27

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \sqrt{27^2 + 0} = 27 \text{ ВА} . \quad (52)$$

$$27 = S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}} = 75 \quad (53)$$

Общая вторичная нагрузка всех электрических измерительных приборов не больше, чем номинальная установленная мощность на трансформаторе напряжения в выбранном нами классе точности оборудования и монтировать дополнительный трансформатор напряжения, в добавок к уже встроенному, не целесообразно.

Паспортные величины трансформатора напряжения и вычисленное значение общей вторичной нагрузки записываем в таблицу 8.

Таблица 8 – Параметры трансформатора напряжения

Параметр	Значение
Номинальное напряжение обмотки, В: ВН НН	$10000 / \sqrt{3}$ $100 / \sqrt{3}$
Вторичная нагрузка, ВА: расчетная $S_{2\Sigma}$ $S_{\text{ном}}$	27 75
Класс точности	0,5

Следующим этапом, проверяем трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ. Паспортные данные ТОЛ-СЭЦ следующие: номинальное напряжение $U_{\text{ном}} = 10$ кВ; номинальный ток $I_{\text{ном}} = 2000$ А; номинальный вторичный ток $I_2 = 5$ А; ток термической стойкости $I_T = 40$ кА; длительность протекания тока термической стойкости $t_T = 1$ с; номинальная вторичная нагрузка при $\cos \varphi_2 = 0,8$ $S_2 = 30$ ВА; ток электродинамической стойкости $i_{\text{дин}} = 50$ кА. Данные взяты с сайта производителя ЗАО ГК «Электроцит» [18].

Выбрал по следующим параметра:

- 1) номинальному напряжению –
- 2)

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}} ;$$

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ} \leq U_{\text{сет.ном}} = 10 \text{ кВ.} \quad (54)$$

2) номинальному длительному току – $I_{\text{раб}} \leq I_{\text{1ном}}$;

где на стороне НН при двух установленных трансформаторов с расщепленной обмоткой

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{T.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10} = 1820 \text{ А} \quad (55)$$

– номинальный расчетный первичный ток (нагрузки) трансформатора тока;

$$I_{\text{раб}} = 1820 \text{ А} \leq I_{\text{1ном}} = 2000 \text{ А}. \quad (56)$$

Номинальный ток трансформатора необходимо выбирать как можно ближе к рабочему току установки: $I_{\text{1ном}} = 2000 \text{ А}$, так как, при большой разнице между токами, возникнет недогрузка первичной обмотки, что приведет к существенным погрешностям.

3) электродинамической стойкости –

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}} = K_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{1ном}}, \quad (57)$$

$$i_{\text{уд}} = 39,2 \text{ кА} \leq i_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}. \quad (58)$$

4) термической стойкости –

$$B_{\text{к}} \leq K_{\text{T}}^2 \cdot I_{\text{1ном}}^2 \cdot t_{\text{T}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}}, \quad (59)$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п,о}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = (15,23 \cdot 10^3)^2 (0,07 + 0,03) = 23,2 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с} \quad (60)$$

где $t_{\text{откл}} = 0,07 \text{ с}$ - время отключения короткого замыкания;

$T_a=0,03$ с – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, взятой из таблицы 4 методической литературы [11];

$$W_k = 23,2 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{c} \leq I_T^2 \cdot t_T = (40 \cdot 10^3)^2 \cdot 1 = 1600 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{c}. \quad (61)$$

5) конструкции и классу точности – трансформатор тока опорный с литой изоляцией, класс точности 0,5.

б) вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (62)$$

где $Z_{2\text{ном}} = \frac{S_2}{I_2^2} = \frac{30}{5^2} = 1,2$ Ом – номинальное полное сопротивление нагрузки вторичной обмотки выбранного трансформатора тока в предъявляемом классе точности; Z_2 – вторичная нагрузка.

Для точной проверки трансформатора тока по вторичной обмотки, необходимо раскинуть нагрузку электроизмерительных приборов по фазам А, В и С. Таким образом, нагрузка находится из наиболее загруженной обмотки.

Состав применяемых электрических измерительных приборов выбирается по таблице 12 [22] из методических материалов. Наибольшая нагрузка будет распределяться на трансформатор фазы А (таблица 9).

Общее сопротивление приборов этой фазы:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{1,2}{5^2} = 0,048 \text{ Ом}. \quad (63)$$

$$R_{\text{пр}} \leq Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_k = 1,2 - 0,048 - 0,1 = 1,052 \text{ Ом}. \quad (64)$$

Таблица 9 - Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э42704	0,5	---	---
Ваттметр	ЩВ02.1	0,5	---	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии многофункциональный	Альфа А1700	0,2	---	0,2
Итого		1,2	---	0,7

Далее, рассчитываем сечение соединительных проводов:

$$s = \frac{\rho \cdot I_p}{R_{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 6}{1,052} = 0,0998 \text{ мм}^2, \quad (65)$$

где $I_p = I = 6 \text{ м}$ – расчетная длина провода.

Соединение идет по схеме полной звезды. Для распределительных устройств напряжением 10 кВ, эта длина будет равна 6 м;

Сечение медных проводов считаем равным $s = 2,5 \text{ мм}^2$, соблюдая условие необходимой прочности сечения, из методических указаний [9,11].

Полученные результаты вписываем в таблицу 10.

Таблица 10 – Рассчитанные значения для трансформатора тока

Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10		
Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$
$I_{раб} = 1820 \text{ А}$	$I_{Iном} = 2000 \text{ А}$	$I_{раб} \leq I_{Iном}$
$i_{уд} = 27,33 \text{ кА}$	$i_{дин} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{красч} = 23,2 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{кТТ} = 1600 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{красч} \leq B_{кТТ}$
$R_{пр} \leq 1,052 \text{ Ом}, R_k = 0,1 \text{ Ом}, Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}, R_{приб} = 0,048 \text{ Ом},$ провода с медными жилами $s = 2,5 \text{ мм}^2$.		

Произведём проверку вакуумного выключателя типа LF-3 на стороне 10 кВ, имеющего следующие технические параметры: номинальное напряжение $U_{\text{ном}} = 10$ кВ; номинальный ток $I_{\text{ном}} = 3150$ А; начальное действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока короткого замыкания $I_{\text{пр.с}} = 31,5$ кА; наибольший пик (ток электродинамической стойкости) предельного сквозного тока короткого замыкания (амплитудное значение) $i_{\text{пр.с}} = 81$ кА; наибольший пик тока включения (нормированное мгновенное значение тока включения) $i_{\text{вкл.норм}} = 81$ кА; начальное (нормированное) действующее значение периодической составляющей $I_{\text{вкл.норм}} = 31,5$ кА; номинальный ток отключения $I_{\text{откл.ном}} = 31,5$ кА; нормированное процентное содержание аperiodической составляющей $\beta_{\text{нор}} = 30$ %; ток термической стойкости $I_{\text{T}} = 31,5$ кА; длительность протекания тока термической стойкости $t_{\text{T}} = 3$ с; собственное время отключения выключателя $t_{\text{св}} = 0,048$ с; полное время отключения выключателя $t_{\text{пв.откл}} = 0,07$ с. Данные взяты с сайта производителя.

Проверку выключателя на стороне НН производим с применением следующих условий:

1) номинального напряжения –

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}} ; \quad (66)$$

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ} = U_{\text{сет.ном}} = 10 \text{ кВ} \quad (67)$$

2) номинального длительного тока –

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}} ; \quad (68)$$

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}} ; \quad (69)$$

$$I_{\text{раб}} = 1820 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А};$$

$$I_{\text{мах}} = 2549 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$$

$$\text{где } I_{\text{раб}} = \frac{S_{T.\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 2} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 1820 \text{ А}, \quad (70)$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 2546 \text{ А}.$$

3) отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения –

$$I_{n,\tau} \leq I_{\text{откл.НОМ}}; \quad (71)$$

где в расчетах используется $I_{n,\tau} = I_{n,0} = 15,23 \text{ кА}$;

$$I_{n,\tau} = 15,23 \text{ кА} \leq I_{\text{откл.НОМ}} = 31,5 \text{ кА}.$$

б) на отключение аperiodической составляющей:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.\text{НОМ}} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{НОР}} / 100) \cdot I_{\text{откл.НОМ}}, \quad (72)$$

где $i_{a,\tau}$ – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей для времени $\tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{с.в}} = 0,01 + 0,048 = 0,058 \text{ с}$,

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 15,23 \cdot e^{-0,048/0,03} = 4,34 \text{ кА}, \quad (73)$$

где $T_a = 0,03$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания, взятой из таблицы 4 методической литературы [11];

$$i_{a.\text{НОМ}} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{НОР}} / 100) \cdot I_{\text{откл.НОМ}} = (\sqrt{2} \cdot 40 / 100) \cdot 31,5 = 17,82 \text{ кА} \quad (74)$$

$$i_{a,\tau} = 4,34 \text{ кА} \leq i_{a.\text{НОМ}} = 17,82 \text{ кА}.$$

3) по включающей способности

$$I_{п,о} \leq I_{вкл.норм}, \quad (75)$$

$$i_{уд} \leq i_{вкл.норм}, \quad (76)$$

$$I_{п,о} = 15,23 \text{ кА} \leq I_{вкл.норм} = 31,5 \text{ кА};$$

$$i_{уд} = 39,2 \text{ кА} \leq i_{вкл.норм} = 81 \text{ кА};$$

5) предельному сквозному току КЗ – на соответствие электродинамической стойкости:

$$I_{п,о} \leq I_{пр.с}, \quad (77)$$

$$i_{уд} \leq i_{дин} = i_{пр.с}, \quad (78)$$

$$I_{п,о} = 15,23 \text{ кА} \leq I_{пр.с} = 31,5 \text{ кА},$$

$$i_{уд} = 39,2 \text{ кА} \leq i_{пр.с} = 81 \text{ кА};$$

б) тепловому импульсу – на соответствие термической стойкости:

$$W_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \text{ при условии } t_{откл} \succ t_T; \quad (79)$$

$$\text{если } t_{откл} \prec t_T, \text{ то } W_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл},$$

где время отключения $t_{откл} = t_{рз} + t_{пв.откл} = 0,01 + 0,07 = 0,08 \text{ с}$.

$$W_k = I_{п,о}^2 (t_{откл} + T_a) = (15,23 \cdot 10^3)^2 (0,08 + 0,03) = 25,5 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \text{ с}.$$

(80)

В связи с тем, что в нашем случае $t_{откл} = 0,08 \text{ с} \prec t_T = 3 \text{ с}$, то условие проверки на термическую стойкость имеет следующий вид:

$$W_k = 25,5 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{c} \leq I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = (31,5 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,08 = 79,4 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{c}.$$

(81)

Выбранный выключатель LF-3 соответствует всем требованиям проверки.

Занесем полученные значения в таблицу 11.

Таблица 11 – Вычисленные значения выключателя на стороне НН

Выключатель LF-3		
Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб}} = 1826 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{мах}} = 2549 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{п,т}} = 15,23 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п,т}} \leq I_{\text{откл.ном}}$
$I_{\text{п,о}} = 15,23 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл.ном}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п,о}} \leq I_{\text{вкл.ном}}$
$i_{\text{а,т}} = 4,34 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = 17,82 \text{ кА}$	$i_{\text{а,т}} \leq i_{\text{а.ном}}$
$I_{\text{п,о}} = 15,23 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п,о}} \leq I_{\text{пр.с}}$
$i_{\text{уд}} = 39,2 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$
$i_{\text{уд}} = 39,2 \text{ кА}$	$i_{\text{вкл.ном}} = 81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл.ном}}$
$W_{\text{к расч}} = 25,5 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{c}$	$W_{\text{к выкл}} = 79,4 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{c}$	$W_{\text{к расч}} \leq W_{\text{к выкл}}$

6.2 Вывод по 6 разделу

В этом разделе мы рассматривали сторону 10 кВ, выбрали оборудование на стороне 10 Кв а именно трансформатор тока, трансформатор напряжения, выключатель, сделали их проверку.

7 Выбор оперативного тока

7.1 Оперативный ток

Для оптимального обеспечения функционирования всей рабочей аппаратуры, в которую входят: система управления, сигнализация, РЗ, автоматика и другое электрическое оборудование, необходим постоянный источник оперативного питания. На сегодняшний день, питание постоянный оперативным током является самым эффективным методом, используемым на подстанциях.

Так как подстанция на 110 кВ, будет задействовано питание постоянным оперативным током, поступающим от аккумулятора, в режиме постоянной подзарядки.

Для системы оперативного постоянного тока были выбраны 2 аккумуляторные батареи типа 7 ocsm 805 1a производства Exide Technologies, которые состоят из 120 элементов

Таблица 12 – Основные параметры аккумуляторной батареи

Наименование параметра	Значение параметра
Тип	7 OCSM 805 LA
Напряжение, В	2
Емкость, А·ч	805
Внутреннее сопротивление, мОм	0,312
Ток короткого замыкания, А	6731
Количество пар полюсов	2

Выбранная аккумуляторная батарея высокоэффективна и надежна, Есть возможность запитать как российское, так и зарубежное оборудование. Аккумуляторная батарея долгосрочна – срок службы 25 лет.

7.2 Вывод по 7 разделу

В данном разделе выбран постоянный оперативный ток. Источником питания выбран цепей постоянного оперативного тока выбрано две аккумуляторных батареи.

8 Выбор трансформаторов собственных нужд подстанции

8.1 Трансформаторы собственных нужд

Следующим этапом, выбираем тип, число и мощность трансформаторов собственных нужд для обеспечения нужд трансформаторной подстанции 110/10 кВ.

«Трансформатор собственных нужд (ТСН) - это силовой понижающий трансформатор для питания электроприёмников собственных нужд подстанции. Правильный выбор и последующая эксплуатация ТСН обеспечивают бесперебойное питание внутренних потребителей подстанции, которые предназначены для защиты и нормальной работы подстанционного оборудования.»

Мощность трансформатора рассчитывается по следующей формуле:

$$S_{ТСН} \geq k_c \cdot S_{сн} = 0,7 \cdot 65 = 45,5 \text{ кВА.} \quad (82)$$

Таблица 13 – Потребители собственных нужд подстанции «Гранат»

Наименование потребителя собственных нужд подстанции	Общая потребляемая мощность $P_{с.н.}$, кВт, при установленной мощности трансформаторов подстанции 40 МВА
Устройства охлаждения трансформаторов	16
Питание РПН трансформаторов	2,2
Подогрев выключателей и приводов	8,2
Подогрев разъединителей и приводов	5,6
Шкаф КРУ	10,0
Освещение и обогрев КРУ	34
Шкаф АВР	1,5
Освещение ОРУ	10,4
Сеть аварийного освещения	2,2
Подогрев релейного шкафа	1,0
Звуковая сигнализация	0,1
Заряд и обогрев шкафов аккумуляторных батарей	45,0
Итого	136,2

Определим расчетную активную мощность на один ТСН:

$$S_{T.c.n} = 0,7 \cdot \sum P_{c.n} \quad (83)$$

$$S_{T.c.n} = 0,7 \cdot 136,2 = 95,3$$

В итоге, выбираем два трансформатора собственных нужд типа 2хТЛС- 100/10 кВ, способных обеспечить двух трансформаторную подстанцию.

8.2 Вывод по 8 разделу

Выполнен расчет электрических нагрузок потребителей, относящихся к системе собственных нужд подстанции 110/10 кВ «Гранат». Для питания потребителей собственных нужд предлагается использовать два трансформатора собственных нужд подключение которых необходимо произвести со стороны низкого напряжения подстанции, т.е. к распределительному устройству 10 кВ, подключение выполняется через предохранители. Для питания потребителей собственных нужд, по результатам расчета нагрузок выбраны тип, число и мощность трансформаторов собственных нужд для обеспечения нужд трансформаторной подстанции 110/10 кВ «Гранат».

9 Релейная защита

9.1 Релейная защита подстанции «Гранат»

Релейная защита – «самая важная система, надежность и правильная работа которой влияет на электроснабжение потребителей. Однако, независимо от названия (защита), она не может защитить от аварийных режимов. Другими словами, релейная защита не может предотвратить аварийный режим в системе электропитания, но может ограничивать его негативное воздействие на эту систему во времени и в пространстве, то есть ограничивать материальный ущерб, вызванный инцидентом, и не более того. Все упомянутое выше, относится к неповрежденным реле и его правильному функционированию. Однако такое реле, как и любое другое сложное техническое устройство, может выйти из строя. Кроме того, в случае чрезвычайной ситуации неисправное реле не будет ограничивать его влияние на энергосистему во времени и в пространстве. Однако эту ситуацию можно прогнозировать и учитывать вероятность ее возникновения при проектировании релейной защиты энергосистем» [9].

Одним из важных устройств является силовой трансформатор. Чтобы предотвратить неисправности и вовремя их обнаружить, произведем расчет релейной защиты. Рассчитаем дифференциальную токовую защиту силового трансформатора ТРДН 63000/110/10/10. Для защиты трансформатора устанавливается блок микропроцессорной защиты Сириус-ТЗ, который выполняет основную функцию защиты трансформатора с расщепленной обмоткой низкого напряжения.

Расчет уставок выполнен в таблицах 14,15,16,17

Таблица 14 – Расчет уставок

Параметр	Формула для определения параметра	Расчетное значение	
		Высокая сторона	Низкая сторона
1	2	3	4
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, А	$I_{\text{ном перв}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном ср}}}$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 2} = 1050$

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4
Коэффициент трансформации трансформатор	K_1 ($I_{\text{перв ТТ}} / I_{\text{втор ТТ}}$)	$\frac{400}{5} = 80$	$\frac{2000}{5} = 4$
Схема соединения трансформаторов тока	Y, D	D $\sqrt{3}$	Y 1
Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{\text{ном.втор.}} = \frac{I_{\text{ном.перв.}}}{K_1} \cdot k_{\text{сх}}$	$\frac{201 \cdot \sqrt{3}}{100} = 3.5$	$\frac{1050 \cdot 1}{400} = 2.6$
Уставки	$I_{\text{баз ВН}}$ $I_{\text{баз НН}}$	3.5	2.6
Размах РПН, %	Размах РПН	$\frac{100 \cdot (126 - 96,5)}{(2 \cdot 111, 25)} = 13$	

Выберем уставки дифференциальной защиты ДЗТ-2.

Таблица 15 – Расчет уставок чувствительной тормозной характеристики

Параметр	Формула для определения параметра	Расчетное значение
Расчетный ток небаланса при протекании тока равного базисному, о.е.	$I_{\text{нб расч}} = K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{добав}}$	$2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,04 + 0,04 = 0,28$
Уставка срабатывания	$I_{\text{д чувс}} / I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб расч}}$	$1,2 \cdot 0,28 = 0,34$
Базовая уставка срабатывания	$I_{\text{д чувс}} / I_{\text{баз}}$	0,4
Коэффициент снижения тормозного тока	$K_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - I_{\text{нб.расч}}}$	$\sqrt{1 - 0,28} = 0,85$
Расчетный коэффициент торможения, %	$K_{\text{торм}} = 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot \frac{I_{\text{нб.расч}}}{K_{\text{сн.т}}}$	$100 \cdot 1,2 \cdot \frac{0,28}{0,85} = 39,5$
Уставка коэффициента торможения	$K_{\text{торм чувс}}, \%$	40
Уставка второй точки излома	$I_{\text{м2.чувс}} / I_{\text{ном}}$	2
Уставка блокировки по второй гармонике	$I_{\text{дг2}} / I_{\text{дг1}}$	0,15

Таблица 16 – Расчет уставок грубой тормозной характеристики

Параметр	Формула для определения параметра	Расчетное значение
Ток небаланса	$I_{\text{нб.расч}} = K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{добав}}$	$2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04 = 0,37$
Уставка срабатывания	$I_{\text{д.чувс}}/I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}$	$1,2 \cdot 0,37 = 0,44$
Базовая уставка срабатывания	$I_{\text{д.чувс}}/I_{\text{баз}}$	0,5
Коэффициент снижения тормозного тока	$K_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - I_{\text{нб.расч}}}$	$1 - 0,37 = 0,79$
Расчетный коэффициент торможения, %	$K_{\text{торм}} = 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot \frac{I_{\text{нб.расч}}}{K_{\text{сн.т}}}$	$100 \cdot 1,2 \cdot \frac{0,37}{0,79} = 56$
Уставка коэффициента торможения	$K_{\text{торм.чувс}}, \%$	56
Уставка второй точки излома	$I_{\text{м2.чувс}}/I_{\text{ном}}$	2

Выберем уставки дифференциальной отсечки ДЗТ-1.

Таблица 17 – Расчет уставок дифференциальной защиты

Параметр	Формула для определения параметра	Расчетное значение
		Низкая сторона
Максимальный ток внешнего КЗ, приведенный к стороне ВН, А	$I_{\text{кз.внеш.макс}} = \frac{I_{\text{кз}}}{I_{\text{ном}}}$	$\frac{1820}{201} = 9,0$
Расчетный ток небаланса при внешнем КЗ	$I_{\text{нб}} = K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{добав}}) \cdot I_{\text{кз.внеш.макс}}$	$1,5 \cdot (3 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04) \cdot 9 = 6,35$
Выбор уставки срабатывания с учетом отстройки от БНТ и небаланса при внешнем КЗ	$I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}} \geq I_{\text{нб}}$ $I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}} \geq 6$	19
Уставка	$I_{\text{диф.чувс}} / I_{\text{баз}}$ $I_{\text{диф.груб}} / I_{\text{баз}}$	19

9.2 Вывод по 9 разделу

В этом разделе рассчитана релейная защита и уставки к ней. Все расчеты сведены в таблицы.

10 Расчет защитного заземления

10.1 Заземление

«Любая электроустановка имеет металлические части, не находящиеся под напряжением, поэтому для предотвращения нанесения электрических травм необходима установка устройств защитного заземления. Заземлением называется специальное соединение металлических частей электроустановок, которые могут оказаться под напряжением, с землей» [7].

Все электротехнические сооружения во избежание повреждения от ударов молний должны в строгом порядке комплектоваться молниезащитой от прямых поражений током, приводящим к выходу подстанции из строя. С учетом категорий потребителей, это недопустимо.

Для реконструируемой подстанции будет выполнено общее заземляющее устройство, представляющее собой наружный контур из вертикальных и горизонтальных заземлителей. Данные для расчета защитного заземления сведены в таблицу 18

Таблица 18 – Необходимые данные для расчета защитного заземления

Наименование параметра	Значение параметра
Площадь подстанции $S_{пс}$, м ²	36 × 40
Плотность грунта ρ , Ом · м	1
Время срабатывания релейной защиты $t_{сз}$, с	0,01
Время отключения выключателя $t_{о.в}$, с	0,03
Ток замыкания на землю при однофазном коротком замыкании $I^{(1,1)}$, кА	4,3

Для $\tau = t_{сз} + t_{о.в} = 0,01 + 0,03 = 0,04$ по [4] наибольшее допустимое напряжение прикосновения $U_{доп.пр} = 500$ В.

Рассчитаем коэффициент напряжения прикосновения:

$$K_{пр} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot l_{Г}}{\alpha \cdot \sqrt{S}} \right)} \quad (85)$$

где M – коэффициент, зависящий от плотности грунта (при $\rho = 1$, $M = 0,5$);

$l_B = 5$ м – длина вертикального заземлителя;

$L_T = 340$ м – длина горизонтального заземлителя;

$a = 8,5$ м – расстояние между вертикальными заземлителями;

$S = 1440$ м² – площадь заземляющего устройства;

β – коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека $R_{ч}$ (1000 Ом) и сопротивлению растекания тока от ступени R_c (для чернозема – 30 Ом·м):

$$\beta = \frac{R_{ч}}{R_{ч} + R_c} \quad (86)$$
$$\beta = \frac{1000}{1000 + 30} = 0,97$$
$$k_{пр} = \frac{0,5 \cdot 0,97}{\left(\frac{5 \cdot 340}{8,5 \cdot \sqrt{1440}}\right)^{0,45}} = 0,22$$

Найдем напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{доп пр}}{k_{пр}} \quad (87)$$
$$U_3 = \frac{500}{0,22} = 2273 \text{ В}$$

Полученное значение напряжения на заземлителе удовлетворяет условию $U_3 = 2273 \text{ В} \leq U_{ном} = 10 \text{ КВ}$

Найдем сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{з, доп} = \frac{U_3}{I^{(1,1)}} \quad (88)$$
$$R_{з, доп} = \frac{2273}{4300} = 0,53 \text{ Ом}$$

Устройство заземлителя представим в виде квадратной модели,

сторона которой равна:

$$\sqrt{S} = \sqrt{1440} = 37,95 \text{ м}$$

Число ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 \quad (89)$$
$$m = \frac{340}{2 \cdot 38} - 1 = 4$$

Рассчитаем длину полос в расчетной модели:

$$L'_{\Gamma} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \quad (90)$$
$$L'_{\Gamma} = 2 \cdot 38 \cdot (4 + 1) = 380 \text{ м}$$

Длина стороны ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (91)$$
$$b = \frac{38}{4} = 9,5 \text{ м}$$

Количество вертикальных заземлителей, располагающихся по контуру равно:

$$n_{\text{В}} = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{l_{\text{В}}} \quad (92)$$
$$n_{\text{В}} = \frac{38 \cdot 4}{5} = 30,4 \approx 30$$

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_{\text{В}} = l_{\text{В}} \cdot n_{\text{В}} \quad (93)$$

$$L_B = 5 \cdot 30 = 150 \text{ м}$$

Общая глубина погружения вертикальных электродов:

$$\frac{l_B+t}{\sqrt{S}} = \frac{5+0.7}{38} = 0,15 \leq 0,1 \quad (94)$$

Следовательно, по [4]:

$$A = \left(0.444 - 0.84 \cdot \frac{L_B+t}{\sqrt{S}} \right) \quad (95)$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,15 = 0,32$$

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_3+L_B} \quad (96)$$

$$R_3 = 0,32 + \frac{20}{38} + \frac{20}{340 + 150} = 0,21 \text{ Ом}$$

Полученное значение сопротивления сложного заземлителя удовлетворяет условию $R_3=0,21 \text{ Ом} \leq R_{3 \text{ доп}} = 0,53 \text{ Ом}$

Напряжение прикосновения равно:

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{пр}} \cdot I^{(1,1)} \cdot R_3 \quad (97)$$

$$U_{\text{пр}} = 0,22 \cdot 4300 \cdot 0,21 = 199,7 \text{ В}$$

Значение напряжения прикосновения получилось меньше максимального допустимого напряжения прикосновения

$$U_{\text{пр}} = 199,7 \text{ В} \leq U_{\text{пр, доп}} = 500 \text{ В}$$

10.2 Вывод по 10 разделу

В разделе было рассчитано защитное заземление.

11 Расчет молниезащиты

11.1 Молниезащита

Для защиты подстанции эффективно использовать стержневые молниеотводы, размещенные на порталах высокого напряжения, так как, порталы обладают самой большой высотой из всех электротехнических оборудований на подстанции.

Для обеспечения надежности молниеотводы будут выполняться двухстержневого типа одинаковой высоты.

Дальнейший расчет будет производиться для определения зоны защиты, высоты защиты и необходимых параметров молнезащиты.

По таблице 13 выбираем надежность защиты с высотой молниеотвода. Расчет параметром зон защиты двойного стержневого молниеотвода представлен в таблице 12, при надежности защиты равной 0,99 и высоте в 100 метров.

Так как, в данном случае расстояние между стержневыми молниеприемниками L не больше предельного значения L_{\max} , где $L \leq 4h$, то молниеотвод является двойным.

Для расстояний $L_c \leq L \leq L_{\max}$ высота h_c определяется по следующей формуле:

$$h_c = \frac{L_{\max} - L}{L_{\max} - L_c} h_o = \frac{550 - 400}{550 - 250} \cdot 100 = 50 \text{ м.} \quad (98)$$

Как было описано выше, относящиеся к этой формуле расстояния L_{\max} и L_c рассчитываются по таблице 13 [22].

Таблица 19 – Расчет параметров зоны защиты молниеотвода

Надежность защиты	Высота молниеотвода h , м	L_{\max} , м	L_c , м
0,9	от 100 до 150	5,5h	2,5h

Габаритные размеры горизонтальных сечений вычисляются по следующим выражениям:

-максимальная полуширина зоны r_x на высоте h_x ;

$$r_x = \frac{r_o \cdot (h_o - h_x)}{h_o} = \frac{120 \cdot (100 - 40)}{100} = 72; \quad (99)$$

-длина горизонтального сечения l_x на высоте $h_x < h_c$;

$$l_x = \frac{L}{2} = \frac{400}{2} = 200 \quad (100)$$

-ширина горизонтального сечения между молниеотводами на высоте $h_x \leq h_c$:

$$r_{cx} = \frac{r_o \cdot (h_c - h_x)}{h_c} = \frac{120 \cdot (50 - 40)}{50} = 24. \quad (101)$$

Окончательная техническая конфигурация молниезащиты, разработанной для подстанции 110 кВ, выполнена на рисунке 7.

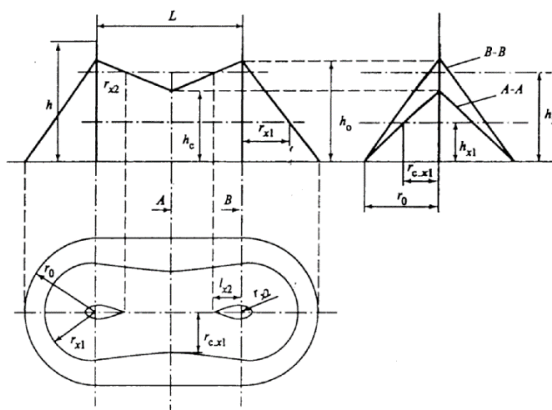


Рисунок 7 – Зона защиты двойного стержневого молниеотвода

11.2 Вывод по 11 разделу

В этом разделе был произведен расчет молниезащиты подстанции «Гранат»

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе бакалавра, выполненной на тему: «Реконструкция электрической части подстанции 110/10 кВ «Гранат»», находящаяся в городе Калуга. Анализируя текущее состояние подстанции было выявлено, что подстанция нуждается в реконструкции. По мере развития предприятий, увеличения мощностей, увеличивается потребляемая энергия этих предприятия.

Основной задачей подстанции, является обеспечение потребителя бесперебойным и качественным электроснабжением при наименьших материальных и трудовых затратах.

Реконструкция трансформаторной подстанции с обновлением устаревшего оборудования в этих условиях экономически оправдана и более прибыльна, в связи с тем, что позволяет минимальными расходами обеспечить штатную работу всех систем.

После проведения реконструкции подстанции - обеспечение более высококачественной электрической энергией и надежности электроснабжения будет гарантирована.

Учитывая новые и уже построенных производства, был произведен расчет электрических нагрузок, затем были выбраны два трансформатора. Выбраны силовые трансформаторы типа ТРДН 63000/110/10 кВ. Для РУ 110 кВ была выбрана типовая схема – 110-4Н, а для РУ 10 кВ – схема с двумя секционированными системами шин. Для выбранной схемы был произведен расчет токов короткого замыкания, при помощи которого было выбрано и проверено оборудование, устанавливаемое на подстанции.

Затем для реконструируемой подстанции было выполнено общее заземляющее устройство и рассчитана зона молниезащиты.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Apeksha Narendra , Bhagat Singh Tomar, “Integrated Reliability Evaluation of Distributed Power System” ISSN: 2278-0181. Vol. 2 Issue 12, December – 2013 (Дата обращения:17.01.2020)
2. C.R. Bayliss, B.J. Hardy, “Relay protection” December 2012 *with* 18 Reads DOI: 10.1016/B978-0-08-096912-1.00010-1 In book: Transmission and Distribution Electrical Engineering, pp.287-359
3. Ashish Mittal, Vipin Rana, Ranjan Walia Substation Automation – A review November 2012 Conference: At Galaxy Global Group Of Institutions, Dinarpur, Ambala, Haryana, India. URL: https://www.researchgate.net/publication/328929064_Substation_Automation_-_A_review (Дата обращения 17.01.2020)
4. Atanackovic, D., McGillis, D.T., Galiana, F.D.: ‘The application of multi-criteria analysis to substation design’, IEEE Trans. Power Syst., 1998, 13, (3), pp. 1172–1178.
5. Ivan Škokljević, Mirjana Žegarac comparative analysis of 35/10 kv/kv high voltage substation reconstruction alternatives Rhodes, Greece 2006 URL: https://www.researchgate.net/publication/270214312_comparative_analysis_of_3510_kvkv_high_voltage_substation_reconstruction_alternatives (дата обращения: 17.01.20)
6. АО «НПП «Контакт» - г. Саратов. [Электронный ресурс].http://www.kontakt-saratov.ru/vakuumny/vakuumny_110/ вакуумный выключатель ВПБ-110-31,5 (дата обращения 10.10.2019)
7. ГОСТ 11920 – 85. [Электронный ресурс]. <http://docs.cntd.ru/document/1200012411> (дата обращения 25.09.2019)
8. ГОСТ 12965 – 85. [Электронный ресурс]. <http://docs.cntd.ru/document/1200012412> (дата обращения 25.09.2019)
9. ЗАО «ЗЭТО» завод электротехнического оборудования – г. Великие Луки. [Электронный ресурс] http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/rg-110-kv

разъединитель горизонтально-поворотного типа РГП-2-110 (дата обращения 28.10.2019)

10. ЗАО «Энергомаш – Уралэлектротяжмаш» - г. Екатеринбург. [Электронный ресурс]. <http://www.kip-guide.ru/info/68633-17> трансформатор тока ТРГ-110 II (дата обращения 18.10.2019)

11. ЗАО ГК «Электрощит» - ТМ Самара. [Электронный ресурс]. <https://www.electroshield.ru/catalog/transformatory-silovie-raspredelitelnie/tls-seshch-0-63-4-kva-6-10-35-kv/> трансформатор собственных нужд ТЛС-СЭЩ-10/0.4 (дата обращения 05.11.2019)

12. ЗАО ГК «Электрощит» - ТМ Самара. [Электронный ресурс]. <https://www.electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-70-6-10-15-20-kv/> КРУ-СЭЩ-70 (дата обращения 05.11.2019)

13. ЗАО ГК «Электрощит» - ТМ Самара. [Электронный ресурс]. <https://www.electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/tshl-seshch-10-20/> трансформатор тока ТШЛ-СЭЩ-10 (дата обращения 05.11.2019)

14. ЗАО ГК «Электрощит» - ТМ Самара. [Электронный ресурс]. <https://www.electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/nali-seshch-6-10-35-iv/> трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЩ-10 (дата обращения 05.11.2019)

15. ЗАО ГК «Электрощит» - ТМ Самара. [Электронный ресурс]. <https://www.electroshield.ru/catalog/vakuumnie-vykluchateli/vvm-seshch-10-kv/> вакуумный выключатель ВВМ-СЭЩ-10 (дата обращения 05.11.2019)

16. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. – М.: Изд-во МЭИ, 2004. – 56 с. (дата обращения 15.11.2019)

17. Карманова Т.Е. Приемники и потребители электрической энергии систем электроснабжения : учеб. пособие. Архангельск. : САФУ имени М.В. Ломоносова, 2015. 120 с

18. Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные и методические материалы для выполнения квалификационных работ: учебно-справочное пособие для вузов/И.П. Крючков, М.В. Пираторов, В.А. Старшинов; под ред. И.П. Крюčkова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2015. – 138 с. ISBN 978-5-383-00958. (дата обращения 28.09.2019)

19. Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций [Электронный ресурс]: учебное пособие / А.Е. Немировский, И.Ю. Сергиевская, Л.Ю. Крепышева. – М: "Инфра-Инженерия", 2018. – 148 с.- ISBN 978-5-9729-0207-1.

20. ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД» - г. Москва. [Электронный ресурс].http://www.elektrozavod.ru/production/1_6 силовой трансформатор ТРДН 63000/110/10/10 (дата обращения 05.10.2019)

21. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: ИНФРА–М, 2017. – 262 с. ISBN 978-5-16-009744-2

22. Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций/Л. Д. Рожкова, Л. К. Корнеева, Т. В. Чиркова. – 2-е изд., стер. – М. Издательский центр «Академия», 2005. – 448 с. (дата обращения 28.09.2019)

23. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98/ под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. 152 с. [Электронный ресурс]. <http://www.gost.rf.com/normadata/1/4294817/4294817179.pdf> (дата обращения 28.09.2018)

24. Старшинов В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие/ В.А. Старшинов, М.В Пираторов, М.А. Козина; под ред. В.А. Старшинова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2015. – 296 с. ISBN 978-5-383-00874-4.

25. СТО 34.01-3.1-002-2016 Типовые технические решения подстанций 6-110 кВ. [Электронный ресурс]. Дата введения: 19.09.2016. https://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/34.01-3.1-002-

2016.pdf (дата обращения 25.09.2019)

26. СТО 56947007- 29.240.10.248-2017 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС.) [Электронный ресурс]. Дата введения: 25.08.2017. http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.10.248-2017.pdf (дата обращения 25.09.2019)

27. Черненко Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции. Выполнение курсового проекта [Электронный ресурс]: электрон. Учеб-метод. пособие / Ю.В. Черненко – Тольятти: ТГУ, 2019.