

Аннотация

В изложенной ниже выпускной квалификационной работе описывается процесс формирования проекта реконструкции электрической части подстанции 35/10 кВ «Северная».

В ходе выполнения работы произведен расчет токов короткого замыкания, а также выбор оборудования, которое предполагается установить на подстанции, и его проверка на устойчивость к возможным авариям.

Основой для расчета послужили годовые графики нагрузки подстанции. На основании этой информации произведен выбор числа и мощности устанавливаемых трансформаторов, а также достигнуто понимание уровня нагрузки, который должно выдерживать прочее оборудование.

Выполнен расчет и определение уставок элементов релейной защиты подстанции, произведен расчет заземления и молниезащиты.

Выпускная квалификационная работа выполнена в объеме 49 страниц, содержит 13 таблиц, 8 рисунков, список используемых источников из 20 наименований, графическую часть на 6 листах формата А1.

Abstract

The title of the graduation work is «Reconstruction of the electrical part of the Severnaya substation ». This graduation project is about the reconstruction and modernization of the substation.

The aim of graduation work is to propose solutions on the reorganization of the obsolete electrical part of the step-down transformer substation.

The graduation work consists of 51 pages, including explanatory note, introduction, 4 figures, 14 tables, and the list of 20 references including 5 foreign sources, and the graphic part on 6 A1 sheets.

All four parts look toward improving the effectiveness of power supply of substation, in particular in terms of increasing the degree of protection of equipment from the effects of emergencies. The key issue of the graduation work is the increasing the reliability of electric power supply to consumers connected to low voltage contacts of a transformer substation, especially regarding the supply of consumers of the first category of power supply reliability. We examine how the incorrect operation of the outdated relay protection system affects the state of the circuit and concluded that it is necessary to replace the electromechanical relays with newer microprocessor devices.

To conclusion we'd like to stress that using of outdated power supply not only reduces the efficiency of the power system, but also creates the danger of accidents, which can lead to serious damage and human casualties.

Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 Характеристика объекта.....	7
2 Расчет нагрузки трансформирующей установки.....	9
3 Определение конфигурации трансформирующего модуля.....	11
3.1 Техничко-экономическое обоснование выбора трансформаторов.....	12
4 Подбор оптимальной электрической схемы подстанции.....	17
5 Расчет токов короткого замыкания.....	18
6 Выбор аппаратуры и токоведущих частей подстанции «Северная».....	21
6.1 Выбор выключателей на стороне высокого напряжения.....	21
6.2 Выбор секционных выключателей на стороне низкого напряжения.....	22
6.3 Выбор выключателей на стороне низкого напряжения.....	24
6.4 Выбор разъединителей.....	25
6.5 Выбор трансформаторов тока на стороне высокого напряжения.....	26
6.6 Выбор трансформаторов тока на напряжение 10 кВ.....	28
6.7 Выбор трансформаторов напряжения на низкой стороне.....	29
6.8 Выбор предохранителей на стороне 10 кВ.....	30
6.9 Выбор ограничителей перенапряжения.....	30
6.10 Выбор токоведущих частей.....	31
6.11 Выбор опорных изоляторов.....	34
7 Определение собственных нужд подстанции «Северная».....	36
8 Разработка схемы заземления объекта.....	37
9 Расчет релейной защиты.....	39
9.1 Пример расчета модуля дифференциальной защиты трансформатора.....	40
10 Расчет молниезащиты подстанции.....	43
11 Система оперативного тока подстанции.....	44
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	46
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И ИСТОЧНИКОВ.....	48

Введение

В наши дни промышленный сектор экономики Российской Федерации, оправившись от, казалось бы, непоправимых повреждений, нанесенных ему сначала перестройкой, а затем приватизацией и долгим периодом стагнации вступает на новый этап развития. В прошлом остаются грандиозные предприятия прошлых лет с независимой инфраструктурой и системой снабжения, которые могли производить весь перечень процедур по производству товара, начиная от проектирования и обработки первичного сырья, и заканчивая упаковкой готовых изделий.

Сегодня приоритеты смещаются в сторону организации небольших предприятий, находящихся в частных руках, которые занимаются обработкой продукции лишь на определенном этапе. Данные организации имеют цеха с относительно небольшой установленной мощностью оборудования, однако их достаточно много.

В связи с этим, возникает проблема высокой разветвленности сетей электроснабжения и повышаются требования к их надежности и энергоэффективности.

В соответствии с концепцией подстанции предполагается установка, направленная на преобразование и распределение электроэнергии. Ее основными компонентами являются трансформатор, распределительное устройство, устройства измерения и защиты.

В энергосистеме используются следующие четыре основных типа подстанций.

- Узловая распределительная подстанция (УРП).
- Главная понизительная подстанция
- Подстанция глубокого ввода (ПГВ).
- Трансформаторная станция (ТП)

В то же время комплектная подстанция (КТП) широко применяется в компаниях, малых предприятиях, горнодобывающих, нефтегазоперерабатывающих компаниях, на строительных площадках.

В нашей стране немало тупиковых подстанций, питание которых обеспечивается от одной или нескольких линий.

В дополнение к тупиковым есть также ответвительные подстанции. Их соединение выполняется с одной или двумя проходящими линиями.

Проходная представляет собой подстанцию, соединение которой осуществляется путем подключения одного или двух проводов к линии с использованием односторонней подводимой мощности.

Узловая подстанция представляет собой подстанцию, в которой три или более линий сети соединены с двумя или более электрическими объектами.

Кроме того, подстанция системы отличается от подстанции потребителя в соответствии с ее обозначением. На последней шине связь осуществляется между конкретными областями энергосистемы или между различными энергосистемами. Потребительская подстанция представляет собой подстанцию, предназначенную для распределения электроэнергии между потребителями.

Прежде всего, подстанция строится на территории страны и проектируется группой высококвалифицированных специалистов / инженеров. В ходе проектирования обсчитываются возможности и средства для создания электрических компонентов, техническое и экономическое подтверждение установленных промышленных решений, последующее формирование модулей, электрических сетей и средств контроля. Но в процессе фактического проектирования необходимо решить многие другие проблемы. Это включает в себя мероприятия по снижению потерь энергии в сети, релейной защите, расчету заземляющего оборудования для подстанций и указания направления, средств защиты подстанции от грозы.

1 Характеристика объекта

Подстанция «Северная» основана в 1976 году. В 2018 году она была введена в эксплуатацию.

Изучение объекта решено было проводить, опираясь на методику, описанную в [1].

Основным потребителем подстанции является село Тимофеевка и некоторая часть Центрального района города Тольятти. Она расположена на живописной лесной прогалине между городом Тольятти и селом Тимофеевка и питает потребителей второй и третьей категорий надежности.

В момент ввода в эксплуатацию подстанция была оборудована силовыми масляными трансформаторами марки ТМ мощностью по 6300 кВ напряжением 35/10 кВ.

Сейчас один из трансформаторов был выведен из работы и заменен. В настоящее время на подстанции определены следующие трансформаторы:

- ТМ-6300/35/10 кВ (устаревший)
- ТДН-10000/35/10 кВ

В результате анализа устаревшего трансформатора по методике, описанной в [2], принято решение о несоответствии состояния его изоляции предъявляемым к ней требованиям.

Трансформатор типа ТМ установлен на подстанции с самого ее запуска. Сейчас трансформатор находится в худшем состоянии. Его время от времени выводят из работы для проведения ремонтных работ. Потребность в ремонте появляется обычно один раз в два месяца.

Трансформатор типа ТДН определен в подстанции меньше 2-ух года назад. В этот период не существовало ни одного вывода из работы.

Установленный источник, указанный изготовлением на все без исключения оборудование на подстанции, безусловно помимо новейшего трансформатора, считается испорченным. Внешний вид и внутреннее изнашивание данно-

го оснащения считается наибольшим. Установленное оборудование считается устаревшим.

Предполагается, что на объектах инфраструктуры должно быть установлено наиболее современное оборудование, отвечающее всем требованиям имеющихся нормативных актов. Только использование такого оборудования позволит в полной мере реализовать потенциал современных систем автоматизации [3].

Эта подстанция имеет необходимость в реконструкции, так на ближайшие 10 лет планируется застройка площадей города, находящихся неподалеку от данной подстанции. В проектах формирования можно заметить, как в этой области учтено строительство 2-ух квартирных микрорайонов и технико-промышленного раздела. Это приводит к увеличению потребляемой мощности. Эта нагрузка достанется этой подстанции. По укрупненным расчетам доля потребляемой мощности увеличится в 2,5 раза или на 250% и будет 12,9 МВА против данных нам 5,3 МВА. На подстанции был заменен один трансформатор.

Фотография объекта ВКР представлена на рисунке 1.1.



Рисунок 1.1 – Подстанция 35/10 кВ «Северная»

2 Расчет нагрузки трансформирующей установки

С целью того чтобы выбрать количества, а также мощности трансформаторов нам нужны графики нагрузок за год. Так как в области где расположена подстанция, в кратчайший период времени, намечается строительство, то рационально с целью подбора подстанции применять не оригинальные графики с нагрузками, а видоизмененные с учетом увеличения нагрузки в ближайшие десять лет, которая неминуемо увеличится. Годовой график представлен на рисунке 1.

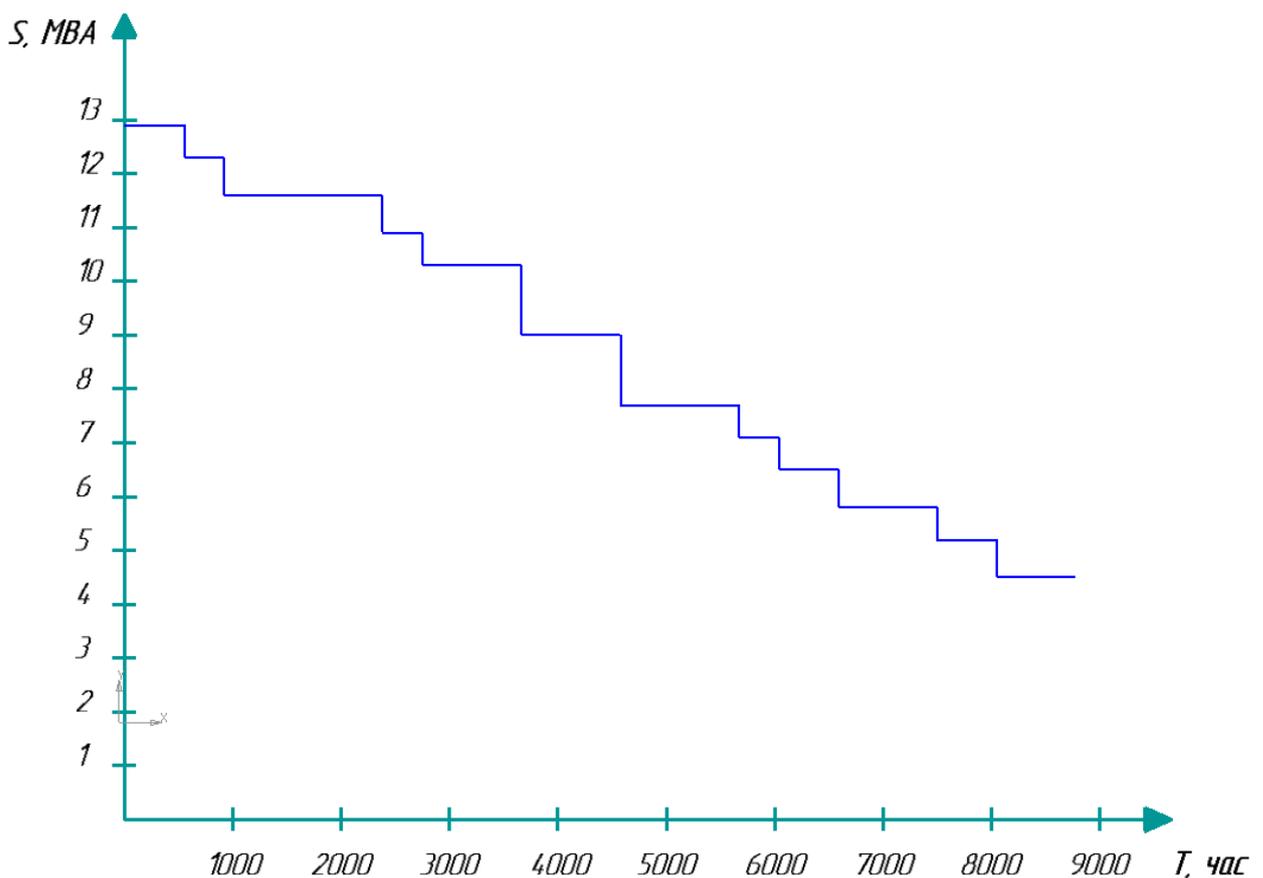


Рисунок 2.1 - Годовой график полной мощности

С целью установления потребляемого электричества для подстанции, используем формулу что показана далее:

$$W_n = \sum_{i=1}^n P_{in} t \cdot t_{in} \quad (2.1)$$

$$W_{\text{пс}} = 71106 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Теперь находим числовое роль длительности наибольшей ежегодной нагрузки подстанции:

$$T_{\text{м}} = \frac{W_{\text{пс}}}{P_{\text{max пс}}} = \frac{71106}{12} = 5925 \text{ ч} \quad (2.2)$$

Найдем числовое значение полной мощности подстанции:

$$S_{\text{сум}} = \frac{P_{\text{пс}}}{\cos \varphi} = \frac{12}{0,93} = 12,9 \text{ МВА} \quad (2.3)$$

В период проектных работ и технической реконструкции, и РУ выбор трансформаторного оборудования выполняется таким образом, что бы при плановых, аварийных отключениях одного из двух трансформаторов, оставшийся в рабочем состоянии трансформатор имел возможность исправно реализовывать электропередачу пользователям.

Для соблюдения принципа эффективной автоматизации процесса расчета, описанного в [4], вычисление параметров нагрузки подстанции выполнялось в программной среде Excel.

С учетом существующих данных по нагрузке на подстанции и возможности формирования региона на будущие десять лет , на основании данных о фактическом состоянии оборудования, а также трансформаторов ТМ-6300/35/10 кВ и ТДН-10000/35/10 кВ, надежности работы за время их использования. Эксплуатация устаревшего трансформатора в дальнейшем неприемлема. Он требует замены.

3 Определение конфигурации трансформирующего модуля

Выбор числа трансформаторов, которые в будущем будут поставлены на объекте, их мощности выполняется опираясь на результаты технико-экономического расчета, отталкиваясь из данных имеющейся нагрузки, учитывая всех потребителей электроэнергии, плотности нагрузок, нынешних тарифных цен на электрическую энергию и иных условий. Необходимо учитывать, что наиболее оптимальная мощность трансформаторов постоянно отвечает маленьким затратам. Так, в соответствии с [5] необходимо всегда производить выбор трансформаторов, мощность которых ближе всего расчетной, избегая слишком низких коэффициентов загрузки.

В обстоятельствах выбора на объекте силовых трансформаторов необходимо руководствоваться правилами, которые расписаны далее:

– Необходимо применять 3х-фазные трансформаторы либо автотрансформаторы, а в случае если данное решение не подходит, в таком случае необходимо составлять целые группы из 1но-фазных трансформаторов;

– Присутствие некоторых уровней напряжения более 2-ух необходимо применять 3х-моточные трансформаторы или автотрансформаторы;

– Трансформаторы, которые станут в следствии установлены на объекте, обязаны иметь встроенное устройство регулирования под нагрузкой напряжения (РПН).

$$S_{\text{ном.Т}} = \frac{S_{\text{мах}}^{\text{ПС}} \cdot K_{1-2}}{K_{\text{пер}} \cdot (n - 1)} = \frac{12,9 \cdot 0,77}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 7,1 \text{ МВА} \quad (3.1)$$

К рассмотрению примем силовые трансформаторы типа ТДН-10000/35/10 и ТДН-16000/35/10.

3.1 Технико-экономическое обоснование выбора трансформаторов

Проанализируем вариант с ТДН – 10000/35

Установим потери реактивной мощности, что будут у трансформатора в режиме х.х.

$$Q_{xx} = \frac{I_x, \%}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}} = \frac{0,3}{100} \cdot 10000 = 30 \text{ квар} \quad (3.2)$$

Приведенные потери:

$$P'_{xx} = \Delta P_{xx} + \kappa_{un} \cdot Q_{xx} = 12 + 0,05 \cdot 30 = 15,75 \text{ кВт} \quad (3.3)$$

Берем потери той реактивной мощности, которая будет в обмотке трансформатора в режиме КЗ:

$$Q_k = \frac{U_k, \%}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}} = \frac{7,5}{100} \cdot 10000 = 750 \text{ квар} \quad (3.4)$$

Определим приведённые потери активной мощности к.з. обмоток трансформатора:

$$P'_k = P_k + \kappa_{un} \cdot Q_k = 60 + 0,05 \cdot 750 = 97,5 \text{ кВт} \quad (3.5)$$

Экономическая нагрузка трансформаторов для подстанции:

$$S_9^{\text{ПС}} = S_{\text{ном.Т}} \cdot \frac{n \cdot (n - 1) \cdot P'_{xx}}{P'_k} = 10 \cdot \frac{2 \cdot (2 - 1) \cdot 15,75}{97,5} = 5,68 \text{ МВА} \quad (3.6)$$

Определим потери электроэнергии:

$$\Delta W_{\text{ПС}} = \sum n_i \cdot P'_{xx} \cdot T_i + \sum \left(\frac{1}{n} \cdot \kappa_{3.В}^2 \cdot P'_{к.В} \cdot T_i \right) \quad (3.7)$$

Итоги расчётов ничемно растроченной электроэнергии показаны в таблице 3.1.

i	S_B , МВА	n_i	T_i , ч	ΔW_x , кВт·ч	$k_{3.B.}$	ΔW_k , кВт·ч
1	12,9	2	549	17294	1,29	44538
2	12,3	2	366	11529	1,23	26994
3	11,6	2	1461	46021	1,16	95838
4	10,9	2	365	11498	1,09	17794
5	10,3	2	910	28665	1,03	44362
6	9	2	915	28823	0,9	36131
7	7,7	2	1093	34429	0,77	31591
8	7,1	2	366	11529	0,71	8743
9	6,5	2	548	17262	0,65	11287
10	5,8	2	913	14379	0,58	14972
11	5,2	1	546	8599	0,52	14394
12	4,5	1	728	11466	0,45	14373
						$\Delta W_{\text{ПС}} = 602511$

Таблица 3.1 – Итоговые результаты расчёта потерь электроэнергии в трансформаторе ТДН – 10000/35

Посмотрим стоимость электроэнергии за 1 кВт·ч:

$$C_{\text{э}} = \frac{\alpha}{T_{\text{М}}} + \beta = \frac{4608}{5925} + 1,16 = 1,93 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч} \quad (3.8)$$

где $\alpha = 4608$ - основная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт условной мощности;

$\beta = 1,16$ - дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый кВт·ч.

Определим цену годовых потерь электроэнергии:

$$И_{\text{э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{э}} = 602511 \cdot 1,93 = 1162846,2 \text{ руб.} \quad (3.9)$$

Увидим экономическую целесообразность трансформаторов применяя способ приведённых затрат, показанных далее:

$$З_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \cdot K + p_{\text{сум}} \cdot K + И_{\text{э}} \quad (3.10)$$

Выполним расчет:

$$З_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 6000000 + 0,094 \cdot 6000000 + 1162846,2 = 2626846,2 \text{ руб.}$$

Рассмотрим вариант с ТДН-16000/35

Посчитаем потери реактивной мощности трансформатора в режиме х.х.

$$Q_{\text{хх}} = \frac{I_{\text{х}}, \%}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}} = \frac{0,3}{100} \cdot 16000 = 112 \text{ квар} \quad (3.11)$$

Увидим эти приведённые потери мощности, какие станут в режиме х.х.:

$$P'_{\text{хх}} = \Delta P_{\text{хх}} + k_{\text{un}} \cdot Q_{\text{хх}} = 17 + 0,05 \cdot 112 = 22,6 \text{ кВт} \quad (3.12)$$

Определим недостачу реактивной мощности в обмотке трансформатора в режиме к.з.:

$$Q_{\text{к}} = \frac{U_{\text{к}}, \%}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}} = \frac{10}{100} \cdot 16000 = 1600 \text{ квар} \quad (3.13)$$

Определяем эмпирически-аналитическим методом приведённые потери активной мощности к.з. обмоток трансформатора:

$$P'_k = P_k + \kappa_{un} \cdot Q_k = 85 + 0,05 \cdot 1600 = 145 \text{ кВт} \quad (3.14)$$

Экономическая нагрузка трансформаторов для подстанции:

$$S_3^{\text{ПС}} = S_{\text{НОМ.Т}} \cdot \frac{n \cdot (n - 1) \cdot P'_{\text{XX}}}{P'_k} = 16 \cdot \frac{2 \cdot (2 - 1) \cdot 22,6}{145} = 9,1 \text{ МВА} \quad (3.15)$$

Определим недостачу электроэнергии вследствие потерь:

$$\Delta W_{\text{ПС}} = \sum n_i \cdot P'_{\text{XX}} \cdot T_i + \sum \left(\frac{1}{n} \cdot \kappa_{3.В}^2 \cdot P'_{\text{К.В}} \cdot T_i \right) \quad (3.16)$$

Итоги подсчетов потерей электроэнергии оформлены в таблице 3.2.

Найдем сколько станет стоить электроэнергия за 1 кВт·ч:

$$C_3 = \frac{\alpha}{T_M} + \beta = \frac{4608}{5925} + 1,16 = 1,93 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}} \cdot \text{ч} \quad (3.17)$$

Определим цену потерь электроэнергии за год:

$$I_3 = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_3 = 552312 \cdot 1,93 = 1065962,2 \text{ руб.} \quad (3.18)$$

Найдем насколько экономически рационально применять этот трансформатор используя метод приведённых затрат:

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 8000000 + 0,094 \cdot 8000000 + 1065962,2 = 10985962,2$$

Согласно технико-финансовому подсчету более подходящим к монтажу считается трансформатор ТДН – 10000/35. Отличие с ТДН – 16000/35 является сумма больше 17000000 рублей. Кроме того, он имеет меньшие потери холостого хода, что, как сказано в [6], является важным аспектом при выборе.

i	S_B , МВА	n_i	T_i , ч	ΔW_x , кВт·ч	$k_{3.B.}$	ΔW_k , кВт·ч
1	12,9	2	549	24815	0,81	26114
2	12,3	2	366	16543	0,77	15733
3	11,6	2	1461	66037	0,72	54910
4	10,9	2	365	16498	0,68	12236
5	10,3	2	910	41132	0,64	27023
6	9	1	915	20679	0,56	41607
7	7,7	1	1093	24702	0,48	36515
8	7,1	1	366	8272	0,44	10274
9	6,5	1	548	12385	0,41	13357
10	5,8	1	913	20634	0,36	17157
11	5,2	1	546	12339	0,33	8621
12	4,5	1	728	16453	0,28	8276
						$\Delta W_{TC} = 552312$

Таблица 3.2 - Подсчет потерь электроэнергии в трансформаторе ТДН – 16000/35

4 Подбор оптимальной электрической схемы подстанции

Требования, основным способом оказывающие большое влияние на подбор схемы подстанции это - обеспечения самой большой надёжности, возможности с целью формирования объекта в дальнейшем, проведения ремонта и запланированной работы и безопасности эксплуатации.

Основным шагом при конструировании считается выбор электрической схемы, он устанавливает целая структура электрооборудования и взаимосвязей между ними.

Подберем схему № 35-5АН «Два блока с выключателями и автоматической перемычкой».

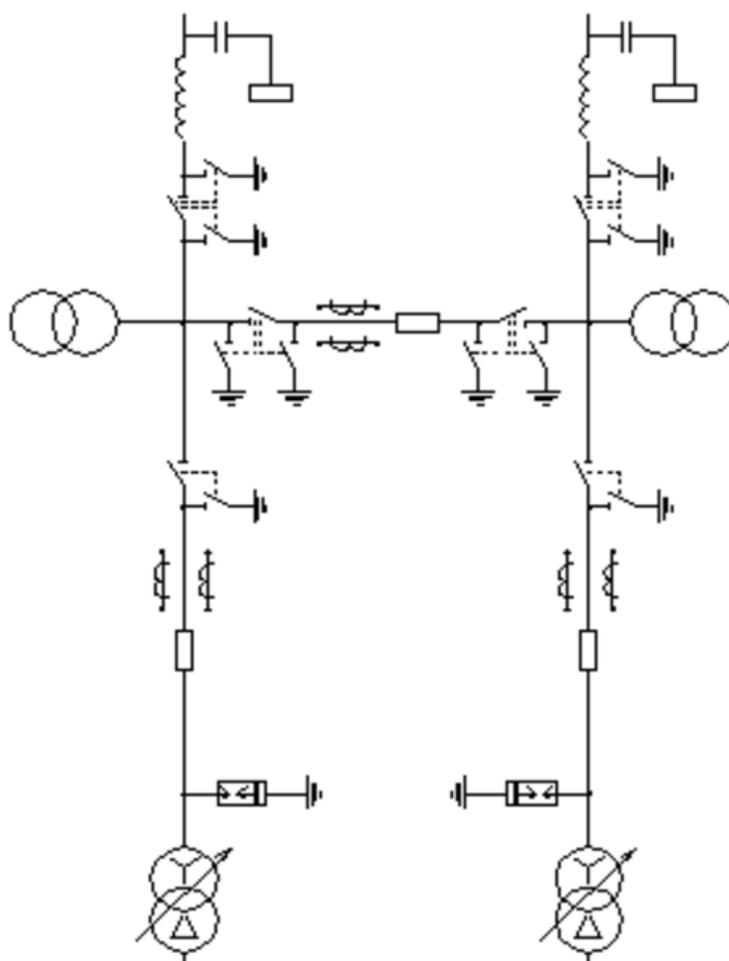


Рисунок 4.1 - Схема №35-5АН

5 Расчет токов короткого замыкания

С целью подбора токоведущих элементов, аппаратов, заземлителей и т.д., следует осуществить, а далее применять вычисление токов КЗ. Подсчет этих токов производится на первом этапе проектировании подстанции.

Как утверждает автор [7], на настоящий момент высокое значение имеет применение современных методик расчета, которые не только учитывают величину токов КЗ, но и определяют влияние возникающих при их протекании электромагнитных полей на работу микропроцессорных цепей управления и защиты.

Вычисление подобных токов КЗ выполняется в соответствии с методикой, описанной в [8] для выбора аппаратов и проводников, а также для того, чтобы проконтролировать их согласно обстоятельствам стойкости термической и электродинамической при вероятном возникновении короткого замыкания. С целью этого, для того чтобы отыскать и установить характеристики срабатывания, таким образом для оценки чувствительности и согласованных действий устройств РЗА электроустановок 0,4-220 кВ выполняется приближенными, так называемыми эмпирическими методами.

Расчетная схема и схема замещения рассчитываемой цепи представлены на рисунке 5.1.

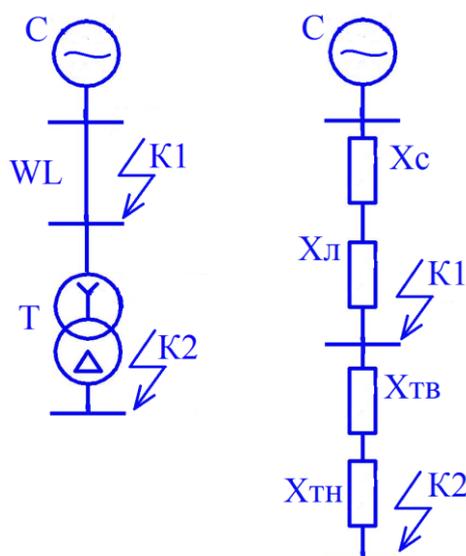


Рисунок 5.1 – Расчетная схема и схема замещения

Технические данные:

Система:

$$U_6 = 37 \text{ кВ};$$

$$S_6 =$$

$$1000 \text{ МВА};$$

$$S_{кз} = 800 \text{ МВА};$$

Линия:

$$X_0 = 0,4 \text{ Ом/км};$$

$$L = 25 \text{ км};$$

Число трансформаторов $n = 2$

В согласовании с существующей схемой замещения осуществим вычисление сопротивления любого из данных элементов цепи.

Система:

$$X_{c(6)} = \frac{S_6}{S_{кз}} = \frac{1000}{800} = 1,25 \text{ о. е.} \quad (5.1)$$

Линия электропередач:

$$X_{л(6)} = \frac{1}{n} \cdot X_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_{ср}^2} = \frac{1}{2} \cdot 0,4 \cdot 25 \cdot \frac{1000}{37^2} = 3,6 \text{ о. е.} \quad (5.2)$$

Трансформатор:

$$X_{Т_6} = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 7,5 \text{ о. е.} \quad (5.3)$$

Определим роль нужного базисного тока в точке К1:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА} \quad (5.4)$$

Найдем базисный ток в точке К2:

$$I_{\phi} = \frac{S_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА} \quad (5.5)$$

Базисное сопротивление в соответствующей точке K_1 :

$$X_{*\text{рез } \phi 1} = X_{*\text{с } \phi} + X_{*\text{л } \phi} = 1,25 + 1,36 = 4,85 \text{ о.е} \quad (5.6)$$

Подобным образом ток короткого замыкания, который станет в точке K_1 станет равный:

$$I_{K1} = \frac{E''_{\phi}}{X_{*\text{рез } \phi 1}} \cdot I_{\phi} = \frac{1}{4,85} \cdot 15,6 = 3,2 \text{ кА} \quad (5.7)$$

Ударный ток в точке K_1 :

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{K1} \cdot K_{\text{дУ}} = \sqrt{2} \cdot 3,2 \cdot 1,8 = 8,1 \text{ кА} \quad (5.8)$$

Базисное сопротивление в точке K_2 :

$$X_{*\text{рез } \phi 2} = X_{*\text{рез } \phi 1} + X_{*\text{тр}(\phi)} = 4,85 + 7,5 = 12,35 \text{ о.е} \quad (5.9)$$

Ток короткого замыкания в точке K_2 :

$$I_{K2} = \frac{E''_{\phi}}{X_{*\text{рез } \phi 2}} \cdot I_{\phi} = 12,35 \cdot 55 = 4,45 \text{ кА} \quad (5.10)$$

Ударный ток в точке K_1 :

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{K2} \cdot K_{\text{дУ}} = \sqrt{2} \cdot 4,45 \cdot 1,96 = 12,3 \text{ кА} \quad (5.11)$$

Вычисление несимметричных КЗ делаться никак не станет, таким образом это значение очень мало в сравнении с трехфазными токами короткого замыкания. В взаимосвязи с этими данными с целью контроля аппаратуры станут восприниматься токи трехфазного короткого замыкания.

6 Выбор аппаратуры и токоведущих частей подстанции «Северная»

Для обеспечения своевременного и качественного электроснабжения потребителей с соблюдением требований, которые диктуются установленной категорией надежности, существует необходимость установки на подстанции определенных типов оборудования. С одной стороны, это должны быть устройства, проверенные временем и доказавшие свою надежность на протяжении значительного периода эксплуатации. С другой стороны, целесообразно выбирать современное оборудование, которое более просто достать. Кроме того, оно, зачастую, отличается высокими эксплуатационными характеристиками, что не может не повлиять положительным образом на качество выполнения технического задания.

Первоначально произведем выбор выключателей на стороне высокого напряжения.

6.1 Выбор выключателей на стороне высокого напряжения

Рассчитываем точное значение максимального тока:

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{T.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 218 \text{ А} \quad (6.1)$$

Осуществляем соответствующие действия с целью контроля на термическую стойкость:

$$B_K = I_{no}^2 \cdot t_{откл} + T_a = 3,2^2 \cdot 0,05 + 0,05 = 1,024 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (6.2)$$

Выберем ВГТ – 35 – 50/3150.

Проверим выключатель на соответствие установленным параметрам сети. Результаты проверки сведем в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Выбор и проверка нормальности функционирования выключателя

Расчетные данные	Данные из каталога
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$ $U_M = 40,5 \text{ кВ}$
$I_{max} = 218 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$
$I_{кз} = 3,2 \text{ кА}$	$I_{откл} = 50 \text{ кА}$
$i_{уд} = 8,1 \text{ кА}$	$I_{прс} = 51 \text{ кА}$
$В_k = 1,024 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 125 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

В соответствии с данными, представленными в вышеизложенной таблице, можно сказать, что выключатель соответствует заявленным требованиям.

6.2 Выбор секционных выключателей на стороне низкого напряжения

Найдем максимальный ток:

$$I_{max} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 1,4 \cdot \frac{12900}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 709 \text{ А} \quad (6.3)$$

Выполняем вычисление и контроль на термическую стойкость:

$$В_k = I_{no}^2 \cdot t_{откл} + T_a = 4,45^2 \cdot 0,035 + 0,23 = 5,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (6.4)$$

Выполняем выбор выключателя VF12 – М – 10 – 20/800.

Далее необходимо произвести проверку данного выключателя на соответствие требованиям противопожарной и технологической стойкости. Если быть обстоятельнее, необходимо выяснить, не будет ли он уничтожен при протекании через него тока короткого замыкания. Уничтоженный выключатель – это не только материальные затраты на его замену, но и опасность сокращения

персонала подстанции, что в условиях нехватки квалифицированных кадров неприемлемо. Ход проверки приведен в таблице 6.2

Таблица 6.2 – Выбор и проверка секционного и вводных выключателей

Расчетные данные	Данные из каталога
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$ $U_M = 12 \text{ кВ}$
$I_{max} = 709 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 800 \text{ А}$
$I_{кз} = 4,45 \text{ кА}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$
$i_{уд} = 12,3 \text{ кА}$	$I_{прс} = 51 \text{ кА}$
$B_k = 5,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 87,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Далее выберем основные выключатели на стороне НН

6.3 Выбор выключателей на стороне низкого напряжения

Выполняем примерный расчет мощности для каждого из фидеров:

$$S_1 = \frac{S_{T.НОМ}}{n} = \frac{12900}{6} = 2150 \text{ МВА} \quad (6.5)$$

Определяем значение большего тока:

$$I_{max} = \frac{S_1}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 1,4 \cdot \frac{2150}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 118,5 \text{ А} \quad (6.6)$$

Вычисляем интеграл Джоуля:

$$B_k = I_{по}^2 \cdot t_{откл} + T_a = 4,45^2 \cdot 0,035 + 0,23 = 5,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (6.7)$$

Выбор делается в пользу выключателя VF12 – М – 10 – 20/630.

Далее также необходимо проверить выключатель на корректную работу в условиях аварии. Его взрыв также, как и в предыдущим случае приведет к нежелательным последствиям, а значит недопустим. Результаты проверки сведены в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Выбор выключателей на НН

Расчетные данные	Данные из каталога
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$ $U_M = 12 \text{ кВ}$
$I_{max} = 118,5 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 630 \text{ А}$
$I_{кз} = 4,45 \text{ кА}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$
$i_{уд} = 12,3 \text{ кА}$	$I_{прс} = 51 \text{ кА}$
$B_K = 5,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 87,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

6.4 Выбор разъединителей

Разъединители, сперва, нужны, чтобы осуществлять отключения и включения обесточенных цепей, и нужны, чтобы формировать разрыв видный глазом, в нашей цепи, которая пребывает в состоянии отключения. [9]

Подбор, безусловно, необходимо осуществлять согласно значению величины номинального напряжения, и принимать во внимание максимальный рабочий ток, ток короткого замыкания и ударный ток. Еще следует брать во внимание при выборе разъединителя перечисленные далее факторы: климатическую зону, где находится объект реконструкции, и то место, где его станут устанавливать.

На объекте подстанции «Северная» для установки станут использоваться перечисленные далее разъединители РГП – 2 – 35/1000 УХЛ1.

Посчитанные и паспортные данные взяты и показаны в таблице под номером 6.4.

Таблица 6.4 – Паспортные данные для разъединителя

Расчетные данные	Данные из каталога
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$ $U_M = 40,5 \text{ кВ}$
$I_{max} = 218 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{кз} = 3,2 \text{ кА}$	$I_{откл} = 50 \text{ кА}$
$i_{уд} = 8,1 \text{ кА}$	$I_{прс} = 20 \text{ кА}$

На той стороне, где класс напряжения соответствует десяти кВ установка разъединителей никак не учтена, таким образом они там не требуют Разрыв который станет виден в цепи глазом на стороне минимального напряжения станет обеспечен за счет установки в ячейках КРУН выкатных выключателей. Такая мера даст возможность ограничиться в необходимости монтажа разъединителей.

6.5 Выбор трансформаторов тока на стороне высокого напряжения

Используем трансформатор тока - ТОЛ – 35 – 300/5. Рассчитаем и проверим его. Получившиеся результаты для сравнения указаны в таблице под номером 6.5.

В соответствии с [10] ИТН должны проверяться по следующим основным критериям:

- Номинальное напряжение
- Номинальный рабочий ток обмоток
- Допустимая нагрузка на стороне низкого напряжения

Таблица 6.5 – Параметры измерительного трансформатора тока

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$ $U_M = 40,5 \text{ кВ}$

$I_{max} = 218 \text{ A}$	$I_{ном} = 300 \text{ A}$
---------------------------	---------------------------

Трансформаторы тока, помимо прочего, подлежат контролю вторичной нагрузки. Именно поэтому сделаем проверку данного трансформатора и по этому критерию. Значения полученных нагрузок представим в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Значение нагрузки трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, В·А			Количество приборов
		А	В	С	
Амперметр	ЩК – 120	4	4	4	1
Итого		4			

Сопротивление приборов найдем следующим образом по формуле:

$$R_{пр} = \frac{S_{пр}}{I_T^2} = \frac{4}{5^2} = 0,08 \text{ Ом}, \quad (6.8)$$

Найдем полное сопротивление по формуле:

$$R_{полн} = Z_{ном} - R_{пр} - R_{конт} = 1,2 - 0,08 - 0,1 = 1,02 \text{ Ом} \quad (6.9)$$

Выбор сечения провода:

$$S = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{полн}} = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 40}{1,02} = 1,18 \text{ мм}^2 \quad (6.10)$$

Для использования выбираем, провод с медными жилами сечением $S = 1,5 \text{ мм}^2$.

Выбранный трансформатор, подходит нам для установки по проверенным параметрам. Принимаем его к установке.

6.6 Выбор трансформаторов тока на напряжение 10 кВ

Далее твердым шагом следуем к этапу, на котором нам необходимо произвести выбор трансформаторов тока. Трансформатор - ТОЛ – 10 – 300/5, пожалуй, подойдет. Получившиеся данные по расчету и сравнению приведены в таблице 6.7.

Таблица 6.7 – Паспортные данные трансформатора тока

Расчетные данные	Данные из каталога
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$ $U_M = 12 \text{ кВ}$
$I_{max} = 118,5 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 300 \text{ А}$

Применим последующие действия для контроля трансформатора по вторичной нагрузке. Получившиеся данные нагрузки показаны в таблице 6.8.

Таблица 6.8 – Значение нагрузки трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, В·А			Количество приборов
		А	В	С	
Амперметр	ЩК – 120	4	4	4	1
Счетчик	Меркурий 230 AR	0,1	0,1	0,1	1
Итого	4,1				

Определим сопротивление приборов:

$$R_{\text{пр}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_T^2} = \frac{4,1}{5^2} = 0,16 \text{ Ом}, \quad (6.11)$$

Также находим полное сопротивление:

$$R_{\text{полн}} = Z_{\text{ном}} - R_{\text{пр}} - R_{\text{конт}} = 1,2 - 0,16 - 0,1 = 0,94 \text{ Ом} \quad (6.12)$$

Рассчитываем оптимальное сечение проводника для присоединения трансформатора:

$$S = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{полн}}} = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 40}{0,94} = 1,2 \text{ мм}^2 \quad (6.13)$$

Итак, воспользуемся проводами с медными жилами сечением $S = 1,5 \text{ мм}^2$.

6.7 Выбор трансформаторов напряжения на низкой стороне

Приборы, которые станут в дальнейшем подсоединены к трансформатору напряжения, их число, тип и мощности показаны в таблицу 6.9.

Таблица 6.9 – Приборы, подключаемые к трансформатору напряжения

Прибор	Тип	Потребляемая мощность, ВА	Количество	Общая мощность, ВА
Вольтметр	СВ-3020	0,1	2	0,2
Ваттметр	Д-366	1,5	1	1,5
Варметр	Д-365	1,5	1	1,5
Счетчик	Меркурий 230 AR	0,3	3	0,9
Итого	4,1			

К установке берем трансформатор напряжения ЗНИОЛ – 10. Технические характеристики указаны в таблице 6.10.

Как сказано в [11], данный трансформатор оптимально подходит для подключения современных приборов учета.

Таблица 6.10 - Паспортные данные трансформатора напряжения

Расчетные данные	Паспортные данные
U=10 кВ	U=10 кВ
S=4,1 ВА	S=200 ВА

6.8 Выбор предохранителей на стороне 10 кВ

Для того, чтобы выбрать правильно предохранитель необходимо учесть рабочий ток и класс напряжения. Поэтому основополагающим при выборе являются именно эти параметры.

Рабочий ток можно определить по следующей формуле:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{0,041}{1,73 \cdot 10,5} = 0,002 \text{ А} \quad (6.14)$$

Рабочий ток аппаратов в любом случае должен быть меньше максимального рабочего тока прибора. Максимальный рабочий ток предохранителя ПН – 01 – 10 составляет 3,2 А.

К установке выбираем следующий предохранитель - ПН – 01 – 10.

6.9 Выбор ограничителей перенапряжения

На основании [12] можно заключить, что для защиты оборудования подстанции от электромагнитного импульса используется ограничитель перенапряжения.

По каталогам находим и выбираем следующие ограничители перенапряжений.

Для ВН:

ОПН – П – 35 – УХЛ1

Для НН:

ОПН – П – 10/12/20 – УХЛ1

6.10 Выбор токоведущих частей

В процессе выбора гибких шин на сторону, где класс напряжения 35 кВ должно соблюдаться такое условие:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}} \quad (6.15)$$

Номинальный ток $I_{\text{н}}=201$ А . Максимальный ток будет найден из выражения ниже:

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot I_{\text{н}} = 1,4 \cdot 201 = 281 \text{ А} \quad (6.16)$$

Сечение будет подобрано по следующей формуле:

$$S = \frac{I_{\text{ном}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{201}{1} = 201 \text{ мм}^2 \quad (6.17)$$

Подобрали по [14] провод АС 240/32. Сечение его $S = 240 \text{ мм}^2$, диаметр 21,6 мм, допустимый ток $I_{\text{доп}}=605$ А.

Проверка этого провода по длительному допустимому току выполняется следующим образом:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}} \quad (6.18)$$

Производим сравнение на основании данного условия:

$$281 \text{ А} \leq 605 \text{ А}$$

В таких случаях, когда класс напряжения 35 кВ и выше необходимо проводить дополнительно проверку по условию коронирования.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{r}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{1,08}\right) = 32 \text{ кВ/см} \quad (6.19)$$

Подсчитаем значение напряженности электрического поля возле провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r}} = \frac{0,354 \cdot 37}{1,08 \cdot \lg \frac{252}{1,08}} = 5,1 \text{ кВ/см} \quad (6.20)$$

Для проверки условия отсутствия короны выполним следующие действия:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (6.21)$$

Произведем вычисление по данной формуле:

$$5,4 \text{ кВ/см} \leq 28,8 \text{ кВ/см}$$

Выбор делаем в пользу провода АС 240/32, так как он подходит по всем параметрам.

На стороне, где напряжение 10 кВ, определим к установке жесткие шины.

Сечение данных шин будет выбрано по следующим данным:

$$I_{\text{max}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{12900}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 709 \text{ А} \quad (6.22)$$

Рассчитываем оптимальное сечение шин:

$$S = \frac{I_{\text{max}}}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{709}{1} = 709 \text{ мм}^2 \quad (6.23)$$

Определим к установке на объекте шины прямоугольного сечения 60х6 АД31Т с $I_{\text{доп}} = 880 \text{ А}$.

Условие $I_{\text{max}} < I_{\text{доп}}$ выполняется.

Определяем наименьшее сечение шин по термической стойкости (сечение, при котором шина не перегорит от КЗ)

$$S_{\text{min}} = \frac{\overline{B_k}}{C_T} = \frac{\overline{5,25} \cdot 10^3}{90} = 25,5 \text{ мм} \quad (6.24)$$

Условие $S_{\text{min}} \leq S_{\text{max}}$ выполняется, так как $25,5 \text{ мм} < 360 \text{ мм}$.

Момент инерции определяется по формуле:

$$J = \frac{h \cdot b^3}{12} = \frac{60 \cdot 0,6^3}{12} = 0,11 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4 \quad (6.25)$$

Теперь определяется масса выбранной шины на единицу длины:

$$m = \delta \cdot S \cdot l = 2,7 \cdot 10^{-3} \cdot 6 \cdot 0,6^3 \cdot 100 = 0,35 \frac{\text{кг}}{\text{м}} \quad (6.26)$$

Частоту собственных колебаний можно определить по формуле ниже:

$$f_0 = \frac{r^2}{2 \cdot \pi \cdot l_{\text{пр}}^2} \cdot \frac{E \cdot J}{m} \quad (6.27)$$

Выполним расчет:

$$f_0 = \frac{4,73^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,45^2} \cdot \frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0,11 \cdot 10^{-8}}{0,35} = 261 \text{ Гц}$$

Отсюда найдем момент сопротивления поперечного сечения шины:

$$W = \frac{h \cdot b^2}{6} = \frac{6 \cdot 0,6^2}{6} = 0,36 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3 \quad (6.28)$$

Значение максимального напряжения в заданном материале шины высокой жесткости при трехфазном к.з. можно определить следующим путем:

$$f_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot l_{\text{пр}}^2 \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot k_{\text{ф}} \cdot k_{\text{расп}}}{\lambda \cdot W \cdot a} \quad (6.29)$$

Произведем расчет величины по вышеуказанной формуле

$$f_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 0,45^2 \cdot 12,3 \cdot 10^3 \cdot 0,95 \cdot 1}{12 \cdot 0,36 \cdot 10^{-6} \cdot 0,22}$$

Так как механическая прочность была соблюдена, то выбираются выбранные нами шины для установки на объекте реконструкции.

6.11 Выбор опорных изоляторов

Для установки выбираем проходной изолятор ИПУ – 10/1000 – 7,5 УХЛ1.
Изображение изолятора приведено на рисунке 6.1.

Проведем проверку, чтобы понять, выполняется ли условие по току:

$$I_{max} \leq I_{ном}$$
$$709 \text{ A} \leq 1000 \text{ A}$$

Определяем допустимую нагрузку:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н} \quad (6.30)$$

Определяем расчетную нагрузку по формуле:

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l_{пр} \cdot 10^{-7} \quad (6.31)$$

Производим подбирающий расчет:

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \frac{12,3 \cdot 10^3 \cdot 2}{0,22} \cdot 0,45 \cdot 10^{-7} = 15,5 \text{ Н}$$

Так как условие $F_{расч} \leq F_{доп}$ удовлетворительно, то данные изоляторы могут быть установлены на нашей подстанции.

Выбираем опорные изоляторы.

Для установки выберем изолятор ИОР – 10 – 7,5 УХЛ1

Приведем формулу для определения допустимой нагрузки на изолятор:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} \cdot \frac{H_{из}}{(H_{из} + b + \frac{h}{2})} \quad (6.32)$$

Произведем расчет:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 7500 \cdot \frac{0,12}{0,12 + 0,006 + \frac{0,06}{2}} = 3461 \text{ Н}$$

Формула для вычисления расчетной нагрузки:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} \cdot l_{\text{пр}} \cdot 10^{-7} \cdot k_{\text{ф}} \cdot k_{\text{расп}} \quad (6.33)$$

Произведем расчет по данной формуле:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{12,3 \cdot 10^3 \text{ }^2}{0,22} \cdot 0,45 \cdot 10^{-7} \cdot 1 \cdot 0,95 = 11 \text{ Н}$$

Так как расчетная нагрузка не превышает допустимую, изоляторы могут быть допущены к установке в данной цепи подстанции.



Рисунок 6.1 – Опорный изолятор

7 Определение собственных нужд подстанции «Северная»

На 2-х трансформаторных подстанциях 35-750 кВ к установке применяются 2 ТСН, мощность каждого из которых определяется в соответствии с нагрузкой, при этом учитывая допустимый перегруз, который может возникнуть, в ходе выполнения ремонтных работ и выхода из строя одного из двух трансформаторов.

Состав статей, по которым будет потребляться мощность собственными нуждами подстанции зависит от ее типа, мощности, установленных на ней трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов и, конечно, типа электрооборудования. Более подробно список собственных нужд подстанции приводится в таблице 7.1

Таблица 7.1 – Перечень статей собственного потребления ПС 35-10 кВ «Северная»

Наименование затраты	Мощность, кВт
Устройства охлаждения для СТ	4
Подогрев выключателей и приводов	3,95
Подогрев КРУН	18
Подогрев приводов разъединителя	5
Отопление, освещение ОПУ	20
Вентиляция аккумуляторной	15
Освещение ОРУ	3
Зарядные устройства	10
Итого с учетом коэффициента загрузки ($K_3 = 0,7$) :	55,8

На основании данных данной таблицы выберем для установки на подстанции трансформаторы собственных нужд марки ТМГ-63/10/0,4 кВ.

8 Разработка схемы заземления объекта

Чтобы вычислить допустимое сопротивление устройств заземления согласно [6] с учетом типа грунта воспользуемся формулой:

$$R'_3 = \frac{R_{гр}}{100} \cdot R_3 = \frac{150}{100} \cdot 4 = 6 \text{ Ом} \quad (8.1)$$

Сопротивление растеканию найдем из выражения:

$$R = \frac{0,366 \cdot \rho_{рас}}{l} \cdot \lg \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4t' + l}{4t' - l} \quad (8.2)$$

Произведем расчет:

$$R = \frac{0,366 \cdot 300}{3} \cdot \lg \frac{2 \cdot 3}{0,06} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 2,1 + 3}{4 \cdot 2,1 - 3} = 79 \text{ Ом}$$

Определить нужное количество вертикальных заземлителей можно так:

$$n_B = \frac{R_B}{\eta_B \cdot R_3} = \frac{79}{0,61 \cdot 4} = 32 \text{ шт} \quad (8.3)$$

Вычисляем сопротивление растекания для блока горизонтальных заземлителей.

Расчетная формула:

$$R_r = \frac{0,366 \cdot \rho_{рас}}{l_r} \cdot \lg \frac{2 \cdot l_M^2}{b \cdot t_0} \quad (8.4)$$

Расчет:

$$R_r = \frac{0,366 \cdot 300}{192} \cdot \lg \frac{2 \cdot 192^2}{0,04 \cdot 0,6} = 3,45 \text{ Ом}$$

Реальное сопротивление отличается от расчетного и определяется по следующей формуле:

$$R'_Г = \frac{R_Г}{\eta_Г} = \frac{3,45}{0,32} = 10,8 \text{ Ом} \quad (8.5)$$

Для того, чтобы найти уточненное значение величины сопротивления растеканию заземлителя вертикального, нужно посчитать следующее выражение:

$$R'_Б = \frac{R'_Г \cdot R_3}{R'_Г - R_3} = \frac{10,8 \cdot 4}{10,8 - 4} = 6,4 \text{ Ом} \quad (8.6)$$

Итоговое числовое значение вертикальных заземлителей посчитаем по следующей формуле, представленной ниже:

$$n'_Б = \frac{R_Б}{\eta_Б \cdot R'_Б} = \frac{79}{0,61 \cdot 6,4} = 20 \text{ шт} \quad (8.7)$$

Схематичное изображение того, как будет выполнено контурное заземление на объекте, представлено на рисунке 8.1.

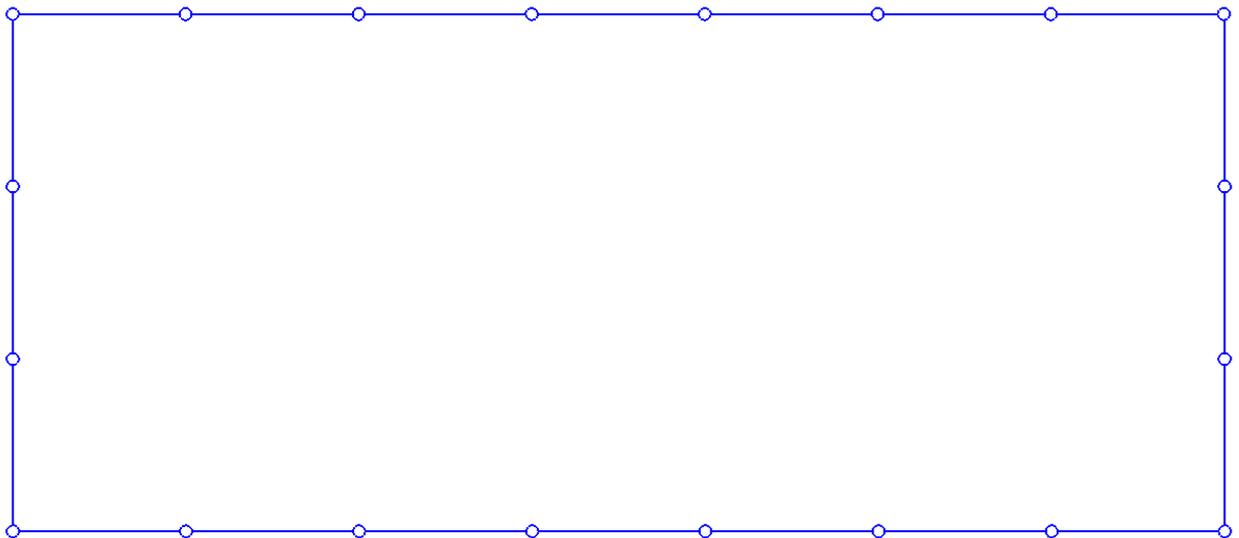


Рисунок 8.1 –Контур заземления подстанции

9 Расчет релейной защиты

Источник [15] утверждает, что в процессе работы силовой сети и оборудования происходят различные повреждения и ненормальные режимы работы, что приводит к резкому увеличению тока и снижению напряжения в системе электропитания. Наиболее опасным повреждением считается короткое замыкание.

Также в немалом количестве случаев при возникновении КЗ появляется электрическая дуга, которая в свой черед оказывает разрушительное воздействие на электроаппараты, изоляцию токоведущих частей и т.д.

Чтобы гарантировать надежность источника питания, предотвратить разрушение электрооборудования и обеспечить стабильную работу элементов системы, надо как можно скорее отключить поврежденные участки или элементы, дабы предотвратить опасный, ненормальный режим. В большинстве случаев для таких целей используются специальные автоматические устройства, называемые, в целом, релейной защитой.

Одной из задач системы измерения и релейной защиты подстанции также является сигнализация оператору о ненадлежащем качестве электроэнергии, если оно не соответствует [16].

Далее приведен пример расчета модуля дифференциальной защиты силового трансформатора, работающего на базе микропроцессорных технологий. Блок реализован на основе модуля «Сириус-Т»

9.1 Пример расчета модуля дифференциальной защиты трансформатора

Дифференциальная защита является основной быстродействующей защитой трансформатора.

Продольная дифференциальная защита элемента сети электроснабжения основана на сравнении входящих к нему и выходящих из него токов. Это сравнение реализуется за счет включения в цепь двух и более измерительных трансформаторов тока (до и после защищаемого элемента). Обмотка дифференциального реле, подключается во вторичную цепь измерительных трансформаторов таким образом, чтобы вторичные токи в нормальном режиме работы цепи при векторном сложении образовывали, без учета погрешности трансформаторов тока, 0.

В результате КЗ на защищаемом участке ток через трансформаторы тока стороны НН пропадает, и векторная сумма токов дифференциальной обмотки реле перестает равняться нулю. Это приводит к отключению выключателей в цепях ВН и НН трансформатора, полностью отключая его от сети.

Как сказано в [13], нормальное функционирование цепей дифференциальной защиты является определяющим для сохранения высокой устойчивости к авариям подстанции в целом.

Вычисляем первоначальный ток на стороне ВН трансформирующего модуля:

$$I_{\text{пер.ном ВН}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 156 \text{ А} \quad (9.1)$$

Вычисляем первоначальный ток на стороне НН трансформирующего модуля:

$$I_{\text{пер.ном НН}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 550 \text{ А} \quad (9.2)$$

Необходимо учесть, что схема, по которой соединены обмотки ИТН представляет из себя звезду на ВН и треугольник на НН.

Определим вторичный ток на стороне ВН трансформирующего модуля:

$$I_{\text{втор.ном ВН}} = \frac{I_{\text{ном ВН}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_1} = \frac{156 \cdot \sqrt{3}}{60} = 4,5 \text{ А} \quad (9.3)$$

Вычисляем вторичный ток, который с высокой долей вероятности протекает во вторичном контуре ИТН на стороне НН:

$$I_{\text{втор.ном НН}} = \frac{I_{\text{ном НН}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_1} = \frac{156 \cdot 1}{120} = 1,3 \text{ А} \quad (9.4)$$

Далее производим определение расчетного тока небаланса:

Формула:

$$I_{\text{нб}} = K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}} \quad (9.5)$$

Расчет:

$$I_{\text{нб}} = 2 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,09 + 0,04 = 0,33$$

Определим степень отстройки от тока небаланса:

$$\frac{I_{\text{б1}}}{I_{\text{баз1}}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб}} = 1,05 \cdot 0,33 = 0,346 \quad (9.6)$$

Значение округляем в большую сторону. Так оно составит 0,4.

Вычисляем коэффициент снижения тока торможения:

$$K_{\text{сн.т}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{нб}} = 1 - 0,5 \cdot 0,33 = 0,835 \quad (9.7)$$

По указанной ниже формуле определим коэффициент заторможенности:

$$K_{\text{торм}} = \frac{100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб}}}{K_{\text{сн.т}}} = \frac{100 \cdot 1,2 \cdot 0,33}{0,835} = 47 \% \quad (9.8)$$

Определим ток небаланса при внешнем КЗ:

$$I_{\text{нб}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{торм}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}} \cdot I_{\text{кз внеш}} \quad (9.9)$$

Производим расчет:

$$I_{\text{нб}} = 1,2 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,09 + 0,04 \cdot 20,5 = 8,1$$

Полученное значение округлим до цифры 9.

Изображение модуля защиты приведено на рисунке 9.1

Поскольку производитель микропроцессорных реле дает гарантию соблюдения условия чувствительности (которая для дифференциальной защиты должны быть не менее 2), проверка данного параметра не требуется.



Рисунок 9.1 – Модуль микропроцессорной релейной защиты «Сириус-Т»

10 Расчет молниезащиты подстанции

По [17]: Здания и постройки подстанций в достаточной степени должны быть защищены молниеотводами непосредственно от повреждений, вызванных ударами молнии.

Защитное устройство от прямого удара молнии (грозозащитный разрядник) представляет собой композицию, состоящую из разрядника, токового провода, заземляющего переключателя. Молниеприемник - часть устройства. Он предназначен для перехвата ударов молний. Коллектор (спуск) является частью разрядника и предназначен для пропускания тока молнии от разрядника до заземляющего терминала. Заземляющее устройство представляет собой проводящую часть или набор подключенных проводящих частей, которые находятся в электрическом контакте с землей либо непосредственно, либо через промежуточную проводящую среду.

Надежность защиты принимаем равной 0,99, тогда:

$$h_0 = 0,8 \cdot h; r_0 = 0,8 \cdot h \quad (10.1)$$

Высота электродов 1 и 2, установленных на трансформаторных порталах $h_1 = h_2 = 18$ м. Высота защищаемых объектов $h_x = 7$ м. Тогда:

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{14,4 \cdot (14,4 - 7)}{14,4} = 7,4 \text{ м} \quad (10.2)$$

В соответствии с [18] на мачты молниеотводов и порталы будут установлены прожекторы для освещения ОРУ в ночное время суток.

11 Система оперативного тока подстанции

Самые современные схемы управления коммутационными устройствами, защитой, автоматизация, телемеханика и сигнализация связаны с источниками тока. Рабочий оперативный ток используется для аварийного освещения даже в случае отказа при нормальной работе подстанции. Основным требованием к источнику тока является то, что он всегда готов работать при любых условиях, включая моменты короткого замыкания, когда напряжение на шинах подстанции может упасть до нуля.

В соответствии с [19] для питания собственных нужд целесообразно использовать систему постоянного тока с напряжением 220 В или более.

Резерв обеспечивается батареей аккумуляторов. В нормальном режиме работы подстанции батарея не работает и находится в режиме постоянной подзарядки. Современный аккумулятор работает с определенным режимом подзарядки. Батарея должна быть свинцово-кислотной, а при работе в автономном режиме обеспечивать максимальный рабочий ток после двухчасового разряда при предельном расчетном токе нагрузки.

Необходимо выбрать зарядное устройство в сочетании с АКБ для соответствия всем требованиям, предъявляемым производителем АКБ к условиям, необходимым для поддержания заявленного срока службы батареи и надежной ее работы. На подстанции с напряжением от 35 до 110 кВ используется одно зарядное устройство.

На основе [20] можно сделать вывод, что большая часть современного оборудования контроля и управления системами подстанции рассчитана на работу с постоянным током.

Преимущества использования постоянного тока:

- Независимо от состояния основной сети, все схемы подключенного устройства питаются от требуемого напряжения и тока в любое время.
- Простота и надежность схем релейной защиты.

Исходя из вышесказанного, на подстанции для установки выбирается система с постоянным рабочим током. Аккумуляторная батарея собирается из герметичной свинцово-кислотной аккумуляторной батареи, использующей жидкий электролит серии OPZS производства группы компаний SSZ.

Батарея помещается в здание ОПУ, в специально обозначенное помещение, где предусмотрена вентиляция, что является важным условием для размещения такого оборудования.

Изображение одного из способов размещения АКБ приведено на рисунке 11.1.

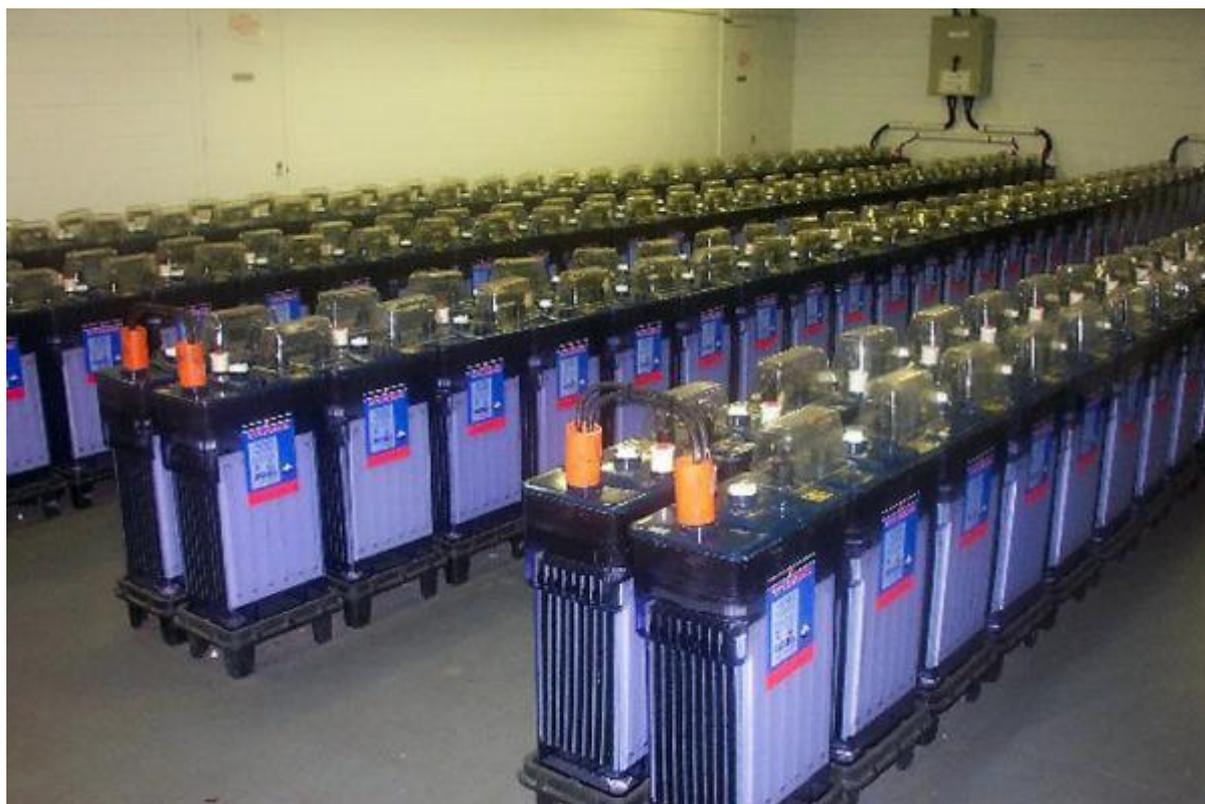


Рисунок 11.1 – Пример размещения АКБ в ОПУ подстанции

Заключение

В результате выполнения выпускной квалификационной работы произведено формирование проекта реконструкции понизительной трансформаторной подстанции «Северная» с напряжением высокой стороны 35 кВ и напряжением низкой – 10 кВ.

Полученный проект реконструкции рассматривает множество отдельных аспектов проектирования, из которых сформирована целостная картина процедур, необходимых для повышения эксплуатационной надежности и безопасности обслуживания объекта.

В ходе разработки ВКР были затронуты следующие вопросы:

Произведен выбор выключателей и выполнена их проверка на соответствие параметрам коммутируемой сети. Для стороны высокого напряжения решено использовать выключатели ВГТ – 35 – 50/3150, для секционирования стороны низкого напряжения - VF12 – М – 10 – 20/800, а для основной коммутации цепей низкого напряжения - VF12 – М – 10 – 20/630.

Выбраны разъединители РГП – 2 – 35/1000 УХЛ1 для стороны ВН подстанции.

Выбраны измерительные трансформаторы тока. Для стороны высокого напряжения решено использовать трансформаторы ТОЛ – 35 – 300/5, для стороны низкого напряжения - ТОЛ – 10 – 300/5.

Выполнен выбор измерительного трансформатора напряжения. По итогам проверки нагрузки вторичных контуров решено устанавливать трансформаторы ЗНИОЛ – 10. Для защиты данных электрических машин решено использовать предохранители марки ПН – 01 – 10.

Выполнен выбор ограничителей перенапряжений. На стороне высокого напряжения принято решение задействовать ОПН – П – 35 – УХЛ1, а на стороне низкого - ОПН – П – 10/12/20 – УХЛ1

В качестве токоведущих частей выбраны гибкие шины марки АС-240/32 – на стороне 35 кВ и жесткие шины из алюминия марки 60х6 АД31Т для стороны

низкого напряжения. Шины установим на опорные изоляторы ИПУ – 10/1000 – 7,5 УХЛ1.

Рассчитана схема заземления подстанции. Произведен расчет молниезащиты. Для защиты подстанции от прямых ударов молний применяются два типа заземлителей:

Мачты из оцинкованного металла длиной 5 метров в количестве 6 штук, закрепляемые на вершинах порталов

В целях повышения надежности функционирования подстанции в нештатных ситуациях для питания оперативных цепей выбран постоянный ток. Это позволит использовать для пуска оперативных цепей аккумуляторные батареи даже в том случае, если основное питание прервется.

Таким образом, в результате выполнения выпускной квалификационной работы произведено формирование проекта, отвечающего требованиям современных нормативно-технических актов. В ходе формирования проекта уделено внимание использованию наиболее современного оборудования, производимого российскими компаниями на отечественных площадках, что позволит не только снизить стоимость доставки приборов и агрегатов до точки монтажа, но и поддержать отечественного производителя. В условиях внешнеполитического давления на Российскую экономику это является немаловажным критерием оценки.

Список используемой литературы и источников

- 1 ГОСТ 31937-2011. Здания и сооружения. Правила обследования и мониторинга технического состояния. М. : Стандартинформ, 2013. 32 с.
- 2 Fofana I.L., Hajaj Y. S. Electrical-Based Diagnostic Techniques for Assessing Insulation Condition in Aged Transformers // Université du Québec à Chicoutimi. 2016. Vol. 9, №6.
- 3 Zabihinejad A. P., Viarouge, P. R. Optimal Design of Coupled Inductors of High Power Modular Multilevel Converter Using a Novel Hybrid // International Journal of Emerging Electric Power Systems. 2017. Vol. 18, № 4.
- 4 Кочковская С.С. Автоматизированное проектирование электрических систем : учеб. пособие. М. : ФЛИНТА, 2017. 111 с.
- 5 Petkova N.L. Software System for Finding the Incipient Faults in Power Transformers // TEM Journal. 2015. Vol. 4, № 2.
- 6 Сибикин Ю. Д. Технология энергосбережения: учебник : учеб. пособие. М. : Форум, 2017. 450 с.
- 7 Ezzati H.R., Varjani A.Y. Design an Automatic Gain Adjustment for Shunt Active Power Filter Based on Total Harmonic Distortion Control for Harmonic Propagation Damping // International Journal of Emerging Electric Power Systems, Walter de Gruyter GmbH, Berlin/Boston. 2017. Vol. 18, № 4.
- 8 Короткие замыкания и выбор электрооборудования : учебное пособие для вузов / И.П. Крючков [и др.]. М. : Издательский дом МЭИ, 2012. 568 с.
- 9 Малафеев С.И. Надежность электроснабжения : учеб. пособие. СПб. : Лань, 2018. 368 с.
- 10 Хромоин П. К. Электротехнические измерения : учеб. пособие. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2018. 288 с.
- 11 Лебедев В.И. Микропроцессорные счетчики электроэнергии. М. : ДМК Пресс, 2017. 196 с.
- 12 Гуревич В.И. Защита оборудования подстанций от электромагнитного импульса. Вологда : Инфра-Инженерия, 2017. 302 с.

13 Электротехнический справочник. Практическое применение современных технологий / под ред. С.Л. Корякина-Черняка. СПб. : Наука и Техника, 2014. 592 с.

14 ПУЭ 7. Правила устройства электроустановок М. : Стандартинформ, 2001. 330 с.

15 Захаров О.Г. Поиск дефектов в релейно-контакторных схемах. Учебно-практическое пособие : учеб. пособие. Вологда : Инфра-Инженерия, 2017. 212 с.

16 ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М. : Стандартинформ, 2012. 20 с.

17 Титков В.В. Перенапряжения и молниезащита : учеб. пособие. СПб. : Лань, 2016. 224 с.

18 ГОСТ 21.607-82. Электрическое освещение территории промышленных предприятий. М. : Стандартинформ, 1982. 6 с.

19 Васильева Т.Н. Надежность электрооборудования и систем электроснабжения : учеб. пособие. М. : Горячая линия-Телеком, 2015. 152 с.

20 Shin I., Song B., Eom D. Auto-Mapping and Configuration Method of IEC 61850 Information Model Based on OPC UA // International Journal of Emerging Electric Power Systems, Walter de Gruyter GmbH. 2016. Vol. 22, № 5.