

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)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Модернизация систем релейной защиты на подстанции 110/10 кВ

Студент

М.К. Смирнов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент С.В. Шаповалов

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

Консультант

к.п.н., доцент А.В. Кириллова

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

Тольятти 2021

Аннотация

В выпускной квалификационной работе как объект реконструкции рассматривается действующая подстанция 110/10 «Восточная», расположенная в г. Балаково Саратовской области.

В работе проведен анализ текущего состояния подстанции, определены основные проблемы, для решения которых предложены решения, соответствующие всем современным нормам и требованиям.

Произведён выбор числа и мощности силовых трансформаторов, выбраны основные схемные решения по подстанции, выполнен расчет токов симметричных и несимметричных КЗ.

Для замены устаревшего, выбрано новое силовое электрооборудование подстанции для сторон 110 и 10 кВ соответственно.

Выбрано исполнение систем РЗА и выполнен расчет уставок защит силовых трансформаторов.

Рассмотрены изменения в системах собственных нужд, молниезащиты и заземления.

ВКР выполнена на 61 листе, содержит 11 рисунков, 15 таблиц. Графическая часть представляет собой 6 чертежей, выполненных на листах формата А1.

Abstract

The title of the graduation work is «Modernization of relay protection systems at the substation».

The graduation project includes an explanatory note on 61 pages, 11 figures, 15 tables, the list of 25 references including 5 foreign sources, and the graphic part on 6 A1 sheets.

The object of the senior thesis is «Vostochnaya», 110/10 kV substation located in Balakovo, Saratov region.

We analyze the current state of the substation, identifies the main problems, for which solutions are proposed in accordance with all modern standards and requirements.

We first choose the number and power of power transformers. Then we select the basic circuit solutions for the substation and carry out the calculation of symmetric and asymmetric short-circuit currents.

To replace the outdated one, new power electrical equipment of the substation was selected for the 110 and 10 kV sides, respectively.

The special part of the project gives details about the design of the relay protection and automation systems. We also considered changes in auxiliary systems, lightning protection and grounding.

Finally, we perform the calculation of power transformer protection settings.

In conclusion we'd like to stress that the work is of interest for wide circle of readers.

Содержание

Введение.....	5
1 Характеристика объекта	7
2 Расчет электрических нагрузок и выбор силовых трансформаторов	9
3 Выбор основных схемных решений.....	15
4 Расчет токов коротких замыканий	16
4.1 Расчет токов трехфазного КЗ.....	18
4.2 Расчет несимметричных КЗ	19
5 Выбор основного оборудования подстанции «Восточная».....	24
5.1 Выбор оборудования для стороны 110 кВ	24
5.2 Выбор и проверка оборудования на стороне НН 10 кВ.....	27
6 Релейная защита подстанции.....	34
6.1 Исходные данные для расчета уставок.....	34
6.2 Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора.....	35
6.3 Расчет уставок токовой отсечки (МТЗ ВН-1)	40
6.4 Расчет уставок максимальной токовой защиты.....	41
6.5 Расчет уставок защиты от перегрузок трансформатора.....	42
6.6 Защита присоединений 110 кВ	43
6.7 Защита присоединений 10 кВ	46
6.8 Интеграция с другими системами	48
7 Оперативный ток подстанции.....	49
8 Собственные нужды подстанции	50
9 Заземление подстанции	52
10 Молниезащита подстанции	56
Заключение	57
Список используемых источников.....	59

Введение

Сегодня невозможно представить жизнь без электроэнергии. Она тесно вошла в наш быт и во все сферы жизни населения. Перебои электроснабжения вызывают возмущение населения, простои производств и предприятий, а в крайних случаях могут приводить к человеческим жертвам.

На этапах от генерации энергии до ее получения потребителями, электроэнергия проходит далекий путь по воздушным и кабельным линиям электропередач, преобразуясь на подстанциях – «электроустановках, предназначенных для приема, преобразования и распределения электрической энергии» [3].

Возникновению аварии на одной из ступеней передачи энергии негативно сказывается на все энергосети. Для предотвращения аварийных отключений и простоев созданы системы релейной защиты и автоматики (РЗА) – «комплекс устройств, предназначенных для быстрого, автоматического (при повреждениях) выявления и отделения от электроэнергетической системы повреждённых элементов этой электроэнергетической системы в аварийных ситуациях с целью обеспечения нормальной работы всей системы» [25]. РЗА работают по принципу постоянного мониторинга защищаемых участков, выявления нарушений на них и отключения именно тех элементов, на которых возникает авария.

Таким образом, релейная защита является объектом энергосистемы, без которого нормальное ее функционирование невозможно.

«Релейная защита должна обладать такими свойствами как селективность (избирательность), быстродействие, чувствительность, надежность» [23].

Целью выпускной квалификационной работы является определение оптимальных параметров работы систем релейной защиты и автоматики подстанции для надежного и бесперебойного питания потребителей.

Задачи ВКР следующие:

- Провести анализ текущего состояния электрооборудования подстанции;
- выполнить расчет токов коротких замыканий;
- выбрать электрооборудование подстанции, нуждающееся в замене;
- определить исполнение систем релейной защиты и автоматики на подстанции;
- рассмотреть исполнение систем оперативного тока, собственных нужд, молниезащиты и заземления подстанции.

В качестве объекта рассматривается подстанция 110/10 «Восточная», входящая в состав энергосистемы г. Балаково Саратовской области и отвечающая за питание потребителей многих жилых микрорайонов.

1 Характеристика объекта

В качестве объекта рассматривается подстанция 110/10 «Восточная», расположенная в г. Балаково Саратовской области.

Подстанция тупикового типа, запитана по двум линиям 110 кВ «Сазанлей–Восточная».

От подстанции «Восточная» осуществляется энергоснабжение новых микрорайонов города Балаково, но электроснабжение часто прерывается. Это объясняется повышенной нагрузкой объекта – «на сегодняшний день около 85%» [7] и износом основного оборудования. Подстанция введена в эксплуатацию в 1984 г. и многое силовое оборудование уже выработало свой ресурс с учетом того, что средний срок эксплуатации электрооборудования подстанции составляет 25-30 лет. Кроме того, сегодня затруднительным моментом является подключение новых мощностей.

Все это негативно сказывается на показателях качества электроэнергии и развитии городской среды.

Расположение подстанции в городе показано на рисунке 1.

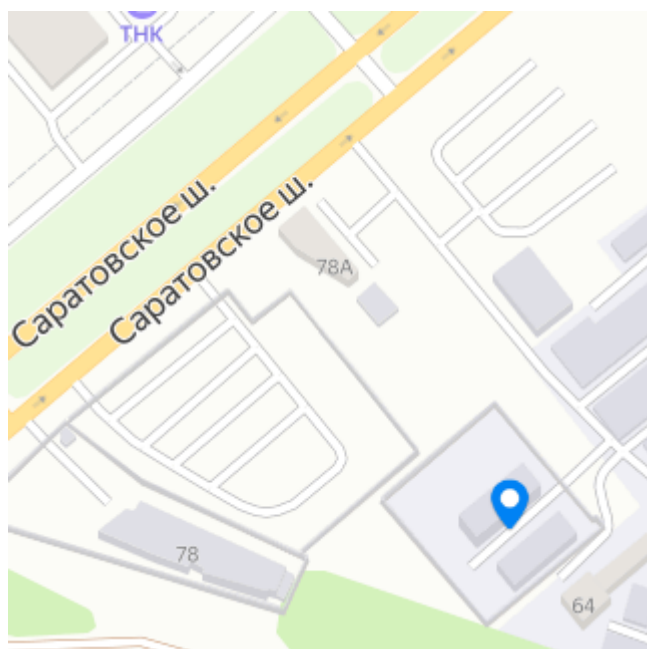


Рисунок 1 – Расположение подстанции 110/10 «Восточная»

Сейчас на подстанции в работе находятся силовые трансформаторы мощностью Т-1 25 кВА и Т-2 25 кВА. Оба трансформатора типа ТДН.

Распредустройство высокого напряжения выполнено открыто (ОРУ) и состоит из разъединителей, трансформаторов тока, ограничителей перенапряжения, масляных силовых выключателей и силовых трансформаторов. Схема РУ-110 кВ согласно [17] «110-4Н Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой с стороны линии» [17].

Распредустройство низкого напряжения закрытого типа, совмещено с общеподстанционным пунктом управления (ЗРУ с ОПУ).

В ходе реконструкции предлагается заменить морально и физически устаревшее оборудование, а также провести комплексную замену систем релейной защиты и автоматики.

Для обеспечения бесперебойного питания потребителей подстанции необходимо выполнить расчет электрических нагрузок с учетом развития города и энергорайона.

Выводы по разделу 1. Дана краткая характеристика объекта и определены «слабые» места подстанции, которые требуют повышенного внимания. Так, необходимо предусмотреть замену силовых трансформаторов подстанции на более мощные.

2 Расчет электрических нагрузок и выбор силовых трансформаторов

Как было отмечено ранее, подстанция 110/10 «Восточная» характеризуется высокой (более 80%) загрузкой объекта, что уже вызывает затруднения в электроснабжении вновь подключаемых потребителей. Кроме того, компанией ОАО «РусГидро» заключен контракт с австрийской компанией Voith Hydro – разработчиком гидротурбин с передовой конструкцией, исключающей попадания масел и других жидкостей, применяемых при обслуживании машин, в воду, о создании совместного предприятия ООО «ВолгаГидро», что так же потребует дополнительных мощностей. Производство должно стать передовым научным центром, что будет способствовать строительству и расширению жилых кварталов, а значит возрастанию необходимой электрической мощности.

Произведем анализ мощности и последующий выбор трансформатора подстанции, исходя из упрощенного суточного графика нагрузок, приведенного на рисунке 2.

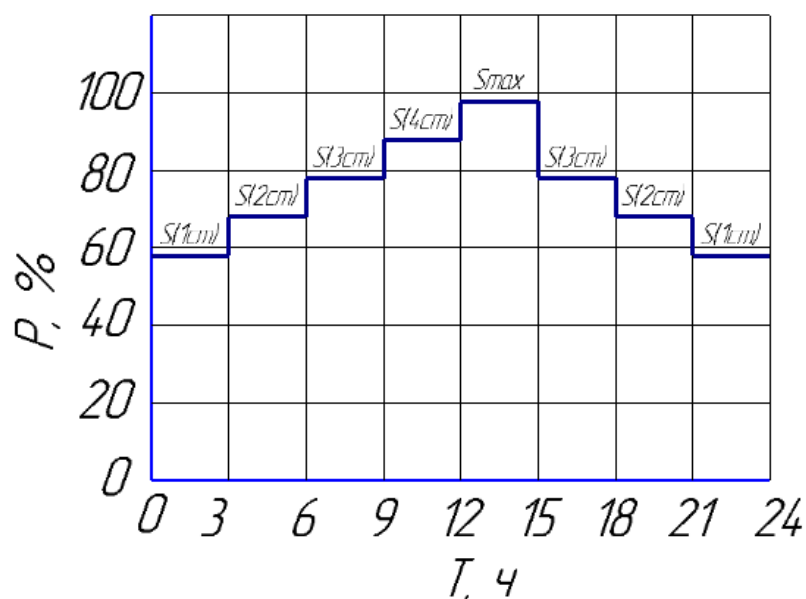


Рисунок 2 – Упрощенный суточный график нагрузок

На суточном графике показана потребляемая за сутки активная мощность, 100% нагрузки соответствует значению максимальной суточной нагрузке с учетом перспективной, $P_{max} = 46$ МВт.

Значение полной максимальной мощности:

$$S_{max} = \frac{P_{max}}{\cos\varphi} = \frac{46}{0,94} = 49 \text{ МВА.}$$

Рассчитаем полную мощность для ступени нагрузки 90%:

$$S_{90\%} = \frac{S_{max} \cdot 90\%}{100\%} = \frac{49 \cdot 90\%}{100\%} = 44 \text{ МВА.}$$

Полную мощность для остальных ступеней рассчитаем аналогично, результаты расчетов занесены в таблицу 1.

Таблица 1 – Полная мощность ступеней нагрузки

Ступень, %	100 (max)	90 (ст4)	80 (ст3)	70 (ст2)	60 (ст1)
S, МВ·А	49	44	39	34	29

Потребители подстанции – жилые микрорайоны и построенный в будущем завод ООО «ВолгаГидро», ориентированного на производство гидротурбинного оборудования, а значит это приемники I, II и III категорий надежности, исходя из которой выбирается количество трансформаторов, устанавливаемых на подстанции. Выберем их количество по самой строгой категории. «Электроприемники первой категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания» [11].

На подстанции будет установлено два силовых трансформатора. Определим их мощность.

Примем во внимание допустимую аварийную перегрузку масляных трансформаторов – 40 % и требуемый коэффициент загрузки объекта, равный 0,7 и определим необходимую мощность для трансформаторов подстанции.

$$S_{ном.Т} = 0,7 \cdot S_{max} = 0,7 \cdot 49 = 34 \text{ МВА.}$$

Исходя из полученной расчетной мощности, к установке принимаются два трансформатора типа ТРДН 40000/110/10/10 с номинальной мощностью $S_{ном.Т} = 40$ МВА. Расщепление обмотки предусматривается для снижения уровня КЗ на шинах подстанции, а также чтобы избежать искажения качества электроэнергии у потребителей.

Проведем проверку силового трансформатора по аварийной перегрузке предварительно преобразуем суточный график нагрузки в эквивалентный двухступенчатый с параметрами K_1 , K_2 и h .

Начертим на заданном графике горизонтальную линию с ординатой $K=1$, т.е. линию, соответствующую номинальной мощности трансформатора $S_{ном}=40$; пересечением этой линии с исходным графиком выделим участок с наибольшей перегрузкой продолжительностью h .

Преобразованный график показан на рисунке 3.

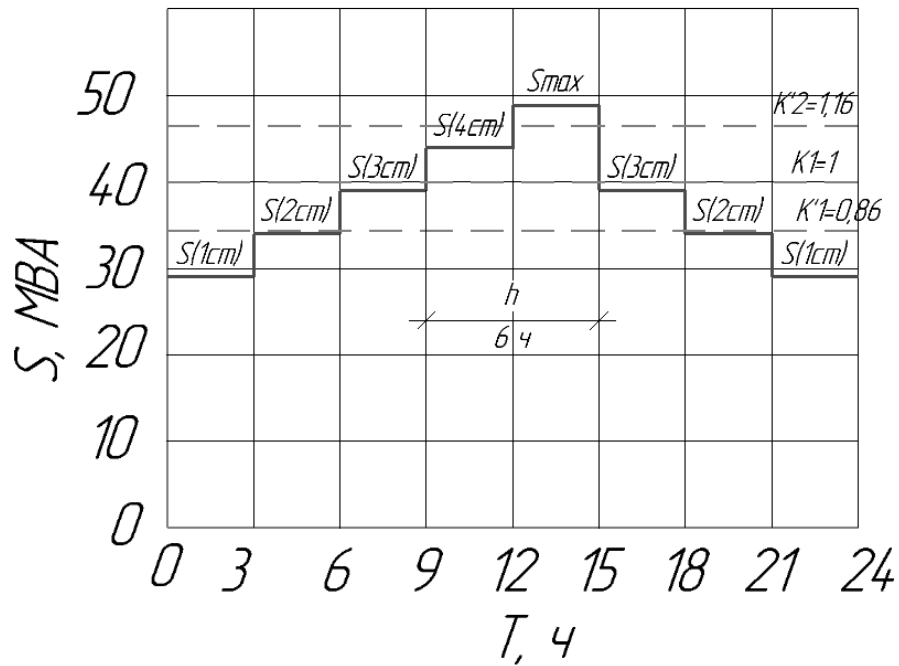


Рисунок 3 – Преобразованный график суточной нагрузки

Рассчитаем начальную нагрузку K_1 эквивалентного суточного графика нагрузки:

$$K_1 = \frac{1}{S_{ном}} \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}} =$$

$$= \frac{1}{40} \sqrt{\frac{2523 + 3468 + 4563 + 4563 + 3468 + 2523}{18}} = 0,86.$$

Рассчитаем предварительное значение нагрузки K'_2 эквивалентного суточного графика нагрузки:

$$K'_2 = \frac{1}{S_{ном}} \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}} = \frac{1}{40} \sqrt{\frac{5808 + 7203}{6}} = 1,16.$$

Далее, необходимо сравнить значения K'_2 и $K_{max} = \frac{S_{max}}{S_{ном.T}}$.

Если условие $K'_2 \geq 0,9 K_{\max}$ выполняется, то принимаем $K_2 = K'_2$, если не выполняется, то принимаем $K_2 = 0,9 K_{\max}$ и корректируем продолжительность перегрузки.

Проведем сравнение:

$$1,16 \geq 1,1025 \text{ – условие выполняется.}$$

При допустимых аварийных перегрузках «при системе охлаждения Д $\theta_{\text{охл}} = +5 \text{ }^\circ\text{C}$, $K_1 = 0,86$, $h = 6 \text{ ч}$ » [4] по таблице 3 в соответствии ГОСТ 14209–85 определяем значение $K_{2\text{доп}}$ по справочным таблицам, приведенным в вышеуказанном ГОСТе. Из таблицы перегрузок $K_{2\text{доп}} = 1,5$, что равно фактической перегрузке.

Условие $S_{\max} \leq S_{\text{ном.Т}} \cdot K_{2\text{доп}}$; $49 \text{ МВ}\cdot\text{А} \leq 60 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ соблюдается.

Исходя из проведенных расчетов и проверок, трансформатор ТРДН 40000/110/10/10 удовлетворяет всем необходимым условиям и годен к установке на подстанции. К установке принимаются трансформаторы производства ООО «Гольяттинский трансформатор» [10].

Основным преимуществом трансформаторов с расщепленной обмоткой низкого напряжения является «большое сопротивление короткого замыкания между ветвями, что дает возможность ограничить ток КЗ на стороне НН, что позволит сэкономить на установке токоограничивающих реакторов» [25].

Также, принимаемы к установке трансформатор имеет 9-тиступенчатое устройство регулирования под нагрузкой (РПН) с диапазоном регулирования $\pm 16\%$.

Каталожные данные выбранного трансформатора приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Каталожные данные ТРДН 40000/110/10/10

Тип трансформатора	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Uк, %	Iх, %
		ВН	НН		КЗ	XX		
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТРДН 40000/110/10/10	40000	115	10,5	Уд/Д/Д 11-11	0,17	0,022	10,5	0,28

Далее с учетом выбранных трансформаторов выберем основные схемные решения по подстанции.

В связи с заменой трансформаторов изменятся многие параметры сети, например, токи коротких замыканий (КЗ), а значит предстоит выполнить их пересчет, осуществить проверку существующего и выбрать новое оборудование подстанции, а главное – пересчитать уставки релейной защиты.

Выводы по разделу 2. Определены ожидаемые электрические нагрузки для подстанции 110/10 «Восточная» с учетом перспективы развития. По значению нагрузок и категории надежности определены трансформаторы, устанавливаемые на подстанции, это 2 ТРДН 40000/110/10/10 производства ООО «Гольяттинский трансформатор» [10].

3 Выбор основных схемных решений

Подстанция 110/10 «Восточная» является тупиковой, запитанной по двум линиям. Сейчас схемы, применяемые на подстанции следующие:

На ОРУ-110 применена схема «110-4Н Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой с стороны линии» [17]. Данная схема остается без изменений, так как обладает достаточной технической гибкостью, «возможно расширение до схемы с одной или двумя системами сборных шин (с обходной системой шин или без нее)» [18]. Применяемая схема наиболее дешевая и одна из самых надежных.

Для ЗРУ-10 существующая схема «10(6)-1 Одна, секционированная выключателями, система шин» [17] изменяется и представлена схемой «10(6)-2 Две, секционированные выключателями, системы шин» [17] по причине замены типа силовых трансформаторов. Это позволит повысить надежность схемы, так как, например, ремонтные работы на одной системе шин можно проводить при сохранении в работе остальных присоединений. Общий вид схемы согласно [17] приведен на рисунке 3.2.

Выводы по разделу 3. Определены основные схемные решения по подстанции 110/10 «Восточная». Для ОРУ-110 кВ принимается схема «110-4Н Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой с стороны линии» [17], для ЗРУ-10 кВ – схема №10(6)-2 «10(6)-2 Две, секционированные выключателями, системы шин» [17].

4 Расчет токов КЗ

«Короткое замыкание – всякое случайное или преднамеренное, не предусмотренное нормальным режимом работы, электрическое соединение различных точек (фаз) электроустановки между собой или с землей, при котором токи в ветвях электроустановки, примыкающих к месту его возникновения, резко возрастают, превышая наибольший допустимый ток продолжительного режима.» [4].

К основным причинам возникновения КЗ можно отнести аварии в системах электроснабжения, ошибочные действия персонала при работах с электроустановками, попытки несанкционированного подключения к электросетям и тому подобное.

Расчет токов КЗ необходим для последующего выбора электрооборудования и выбора уставок систем релейной защиты.

Расчетную схему для определения токов КЗ приведем на рисунке 4.

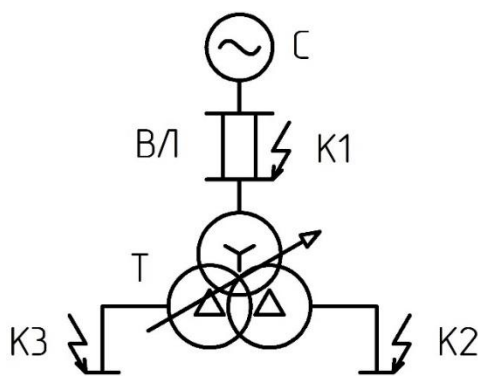


Рисунок 4 – Расчетная схема

На основе расчетной схемы составим эквивалентную схему замещения, приведенную на рисунке 5:

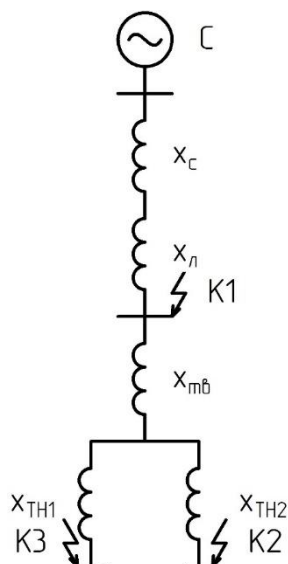


Рисунок 5 – Схема замещения

Исходные данные для расчета параметров элементов схемы замещения:

Длина линии $l=4,5$ км

Количество линий $n=2$

Базисная мощность $S_{\sigma}=1000$ МВА

Мощность КЗ $S_k=3000$ МВА

Так как рассматривается сторона выше 1 кВ, переходные сопротивления контактов и сопротивления коммутирующих устройств не учитываются при расчете. Определим сопротивления элементов схемы замещения:

Сопротивление системы

$$x_{*\sigma,c} = \frac{S_{\sigma}}{S_k} = \frac{1000}{3000} = 0,33.$$

Сопротивление трансформатора: по обмоткам ВН и НН:

$$x_{*\sigma,mBH} = \frac{U_{kB}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{номТ}} = \frac{1,313}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 0,33.$$

$$x_{*\bar{\sigma},mHH} = \frac{U_{кН},\%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{номГ}} = \frac{13,375}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 3,34.$$

Сопротивление питающей подстанции ЛЭП:

$$x_{*\bar{\sigma},л} = x_{уд} \cdot l_{л} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2} = 0,425 \cdot 4,5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,145.$$

4.1 Расчет токов трехфазного КЗ

«Для сторон 110 кВ и 10 кВ расчетным видом КЗ будет являться трехфазное. Именно по значениям токов трехфазного КЗ далее будет произведен выбор основного электрооборудования подстанции» [25].

КЗ в точке К1:

Результирующее сопротивление до точки КЗ

$$x_{резл(\bar{\sigma})} = x_{*\bar{\sigma},c} + x_{*\bar{\sigma},л} = 0,33 + 0,145 = 0,475.$$

Базисный ток

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,03 \text{ кА.}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ

$$I_{n.o}^{(3)} = \frac{E''_{\bar{\sigma}}}{x_{резл(\bar{\sigma})}} \cdot I_{\bar{\sigma}} = \frac{1}{0,475} \cdot 5,03 = 10,6 \text{ кА.}$$

«Ударный ток КЗ

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 10,6 \cdot 1,8 = 26,9 \text{ кА},$$

где $k_{y\partial}$ – ударный коэффициент, в данном случае $k_{y\partial} = 1,8$ » [4]

Аналогичным образом определим ток КЗ в точках К2 и К3:

Результирующее сопротивление определим аналогично предыдущей точке:

$$X_{\text{рез1}(\delta)} = X_{*\delta,c} + X_{*\delta,l} + X_{*\delta\text{твн}} + X_{*\delta\text{тнн}} = 0,33 + 0,145 + 0,33 + 3,34 = 4,1.$$

Базисный ток:

$$I_{\delta} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55,05 \text{ кА}.$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{n,o}^{(3)} = \frac{1}{4,1} \cdot 55,05 = 13,43 \text{ кА}.$$

«Ударный ток КЗ (ударный коэффициент, в данном случае $k_{y\partial} = 1,92$)»

[4]:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 13,43 \cdot 1,92 = 36,4 \text{ кА}.$$

4.2 Расчет несимметричных КЗ

Расчёт несимметричного тока КЗ будем проводить только для точки К₁. Это объясняется тем, что «при соединении обмоток трансформатора по

схеме Уо/Д ЭДС нулевой последовательности, наводимая в соединенной треугольником обмотке, полностью компенсируется падением напряжения от тока нулевой последовательности в индуктивном сопротивлении рассеяния этой обмотки, вследствие чего напряжение нулевой последовательности на выводах этой обмотки равно нулю». [4]

Составим схему замещения прямой последовательности и изобразим ее на рисунке 6.

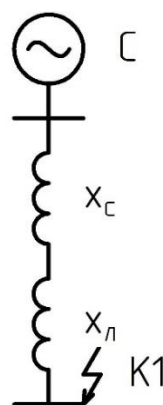


Рисунок 6 – Схема замещения прямой последовательности

Результирующее сопротивление – из п.4.1.

$$x_{1\Sigma} = 0,475.$$

Составим схему замещения обратной последовательности и изобразим ее на рисунке 7.

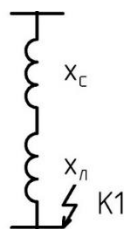


Рисунок 7 – Схема замещения обратной последовательности

Сопротивление обратной последовательности до точки К1 будет равно аналогичному сопротивлению прямой последовательности.

$$x_{2\Sigma} = x_{1\Sigma} = 0,475.$$

Составим схему замещения нулевой последовательности и изобразим ее на рисунке 8.

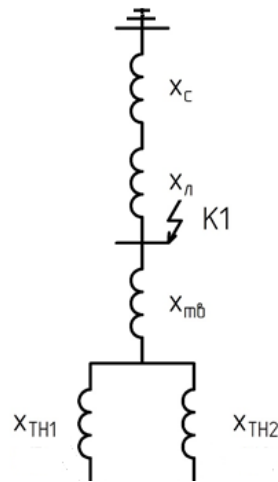


Рисунок 8 – Схема замещения нулевой последовательности

Определим сопротивление нулевой последовательности для линии по формуле, исходя из того, что мы имеем 2 питающие подстанцию линии со стальным грозозащитным тросом, отношение x_0/x_1 в этом случае равно 4,7.

$$x_{0,l} = \frac{x_0}{x_1} \cdot x_l = 4,7 \cdot 0,145 = 0,68.$$

Тогда сопротивление нулевой последовательности до точки К1

$$x_{0K1} = \frac{(x_{*0,c} + x_{*0,l}) \cdot (x_{*0,mвн} + x_{*0,mнн})}{(x_{*0,c} + x_{*0,l}) + (x_{*0,mвн} + x_{*0,mнн})} = \frac{(0,33 + 1,22) \cdot (0,27 + 2,93)}{(0,33 + 1,22) + (0,27 + 2,93)} = 0,78.$$

Определим ток однофазного КЗ

$$I_{n,o}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{E_{*6}''}{x_{1K1} + x_{2K1} + x_{0K1}} \cdot I_{\phi} = 3 \cdot \frac{1}{0,475 + 0,475 + 0,78} \cdot 5,03 = 8,72 \text{ кА.}$$

Рассчитаем ток двухфазного КЗ и двухфазного КЗ на землю

$$I_{n,o}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E_{*6}''}{x_{1K1} + x_{2K1}} \cdot I_{\phi} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{0,475 + 0,475} \cdot 5,03 = 9,16 \text{ кА.}$$

$$I_{n,o}^{(1,1)} = m^{(1,1)} \cdot \frac{E_{*6}''}{x_{1K1} + \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2K1} + x_{0K1}}} \cdot I_{\phi} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{0,475 \cdot 0,78}{(0,475 + 0,78)^2}} \cdot \frac{1}{0,475 + \frac{0,475 \cdot 0,78}{0,475 + 0,78}} \cdot 5,03 = 9,77 \text{ кА.}$$

Рассчитаем ударные токи для рассмотренных случаев аналогично п.4.1.

$$i_{y\phi}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 8,72 \cdot 1,8 = 22,13 \text{ кА,}$$

$$i_{y\phi}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 9,16 \cdot 1,8 = 23,25 \text{ кА,}$$

$$i_{y\phi}^{(1,1)} = \sqrt{2} \cdot 9,77 \cdot 1,8 = 24,8 \text{ кА.}$$

Для точки К2=К3:

Сопротивление прямой последовательности равно результирующему сопротивлению до точки К2 из п.3.1.

$$x_{1K2} = x_{*резK2} = 4,1.$$

Сопротивление обратной последовательности равно сопротивлению прямой последовательности.

$$x_{2K2} = x_{1K2} = 4,1.$$

Ток при двухфазном к.з.:

$$I_{n,0}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E_{*0}''}{x_{1K2} + x_{2K2}} \cdot I_{\sigma} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{4,1 + 4,1} \cdot 55,05 = 11,62 \text{ кА.}$$

Ударный ток:

$$i_{yd}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 11,62 \cdot 1,92 = 31,46 \text{ кА.}$$

Для полученных данных составим таблицу 3, в которой отразим все полученные значения токов КЗ.

Таблица 3 – Значения токов КЗ в различных точках схемы

	$I_{n,0}^{(3)}$ кА	$i_{yd}^{(3)}$ кА	$I_{n,0}^{(2)}$ кА	$i_{yd}^{(2)}$ кА	$I_{n,0}^{(1,1)}$ кА	$i_{yd}^{(1,1)}$ кА	$I_{n,0}^{(1)}$ кА	$i_{yd}^{(1)}$ кА
К1	10,6	26,9	9,16	23,25	9,77	24,8	8,72	22,13
К2=К3	13,43	36,4	11,62	31,46	–	–	–	–

По полученным данным в таблице 3 далее выберем основное электрооборудование подстанции и параметры системы релейной защиты.

Выводы по разделу 4. Проведен расчет симметричных и несимметричных токов КЗ для подстанции 110/10 «Восточная». Для полученных данных составлена сводная таблица токов КЗ.

5 Выбор основного электрооборудования и проводников подстанции

Произведем выбор и проверку аппаратов для проектируемой подстанции согласно схеме 110–4Н и расчётным условиям токов присоединений и токов КЗ из предыдущего раздела.

5.1 Выбор оборудования для стороны 110 кВ

5.1.1 Выбор высоковольтного выключателя

Рабочий ток на стороне ВН:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{T.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 210 \text{ А.}$$

Сегодня на напряжение 110 кВ и выше чаще всего устанавливаются элегазовые выключатели. К установке примем силовой выключатель ВТБ-110 производства ООО «ЗЭТО» г. Великие Луки [1].

Проверку выключателя покажем в таблице 4.

Таблица 4 – Проверка выключателя ВТБ-ЗЭТО-110

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб}} = 210 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{max}} = 294 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{п,т}} = 10,6 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п,т}} \leq I_{\text{откл.ном}}$
$I_{\text{п,т}} = 10,6 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл.норм}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п,о}} \leq I_{\text{вкл.норм}}$
$i_{\text{а,т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п,о}} \cdot e^{-\tau/T_a} =$ $= \sqrt{2} \cdot 10,6 \cdot e^{-0,042/0,03} = 3,6 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = 17,82 \text{ кА}$	$i_{\text{а,т}} \leq i_{\text{а.ном}}$
$I_{\text{п,т}} = 10,6 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п,о}} \leq I_{\text{пр.с}}$

Продолжение таблицы 4

1	2	3
$i_{уд} = 26,9 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$
$i_{уд} = 26,9 \text{ кА}$	$i_{вкл.норм} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл.норм}$
$W_k = I_{п,о}^2 (t_{откл} + T_a) =$ $= (10,6 \cdot 10^3)^2 (0,057 + 0,03) =$ $= 4,73 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$W_{к\text{ выкл}} = 91,2 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$W_{красч} \leq W_{квыкл}$

В ходе проверки установлено, что выключатель ВТБ-110 производства ООО «ЗЭТО» г. Великие Луки [1] годен к эксплуатации на подстанции 110/10 «Восточная». Кроме того, несомненным плюсом применения данного выключателя является то, что он поставляется комплектно с трансформатором тока.

5.1.2 Выбор измерительных трансформаторов тока

На стороне 110 кВ трансформатор напряжения не устанавливается, так как нет необходимости в организации коммерческого учета электроэнергии по высокой стороне. К установке принимается только трансформатор тока – встроенный трансформатор тока ТВ- 110, производства того же завода, что и силовой выключатель – ООО «ЗЭТО» г. Великие Луки [1]. ТВ-110 поставляется комплектно с силовым выключателем.

Проверку трансформаторов тока покажем в таблице 5.

Таблица 5 – Проверка трансформатора тока ТВ-110

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$
$I_{раб} = 210 \text{ А}$	$I_{ном} = 250 \text{ А}$	$I_{раб} \leq I_{ном}$
$i_{уд} = 26,9 \text{ кА}$	$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$W_k = I_{п,о}^2 (t_{откл} + T_a) =$ $= (10,6 \cdot 10^3)^2 (0,057 + 0,03) =$ $= 4,73 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$W_{к\text{ выкл}} = 91,2 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$W_{красч} \leq W_{квыкл}$
	– для коммерческого учета или измерения: 0,2S; – для защиты: 5P.	Класс точности

Рассчитаем полное сопротивление вторичной нагрузки:

$$Z_{2ном} = \frac{S_2}{I_2^2} = \frac{100}{5^2} = 4 \text{ Ом.}$$

Рассчитаем приближенное сопротивление измерительных приборов, подключенных к вторичной обмотке трансформатора тока. На стороне ВН подключим только амперметр Э42700 с потребляемой мощностью 0,5 ВА.

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом.}$$

Определим сопротивление проводов, приняв сопротивление контактов равным 0,05 Ом. Так как индуктивное сопротивление токовых цепей небольшое, то им можно пренебречь ($Z_{2ном} \approx R_{2ном}$):

$$R_{np} \leq R_{2ном} - R_{приб} - R_k = 1,2 - 0,02 - 0,05 = 1,13 \text{ Ом.}$$

Зная сопротивление проводов, можно рассчитать сечение медного кабеля при его длине в 75 метров:

$$s_{np} = \frac{\rho \cdot l_{np}}{R_{np}} = \frac{0,0175 \cdot 75}{1,13} = 1,16 \text{ мм}^2.$$

По проведённым расчетам выбираем сечение провода, минимально допустимое 2,5 мм².

Исходя из проведенных выше проверок, данный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям и годен к эксплуатации.

5.1.3 Выбор разъединителей

Разъединители предназначены для «включения и отключения обесточенных участков электрических цепей, находящихся под напряжением, создавая при этом видимый разрыв цепи» [21].

К установке на стороне ВН принимаются разъединители РГ-110 производства ООО «ЗЭТО» г. Великие Луки [13].

Основным их преимуществом являются «высокие эксплуатационные качества, исключающие необходимость обслуживания в течение всего срока службы» [13].

Результаты проверки сведем в таблицу 6.

Таблица 6 – Проверка разъединителя РГ-110/1000

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет. ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет. ном}}$
$I_{\text{раб}} = 210 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{уд}} = 26,9 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{к}} = I_{\text{п,о}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) =$ $= (10,6 \cdot 10^3)^2 (0,057 + 0,03) =$ $= 4,73 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{\text{к выкл}} = 91,2 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{\text{красч}} \leq B_{\text{к выкл}}$

По результатам проверки видно, что разъединитель РГ-110/1000 годен к эксплуатации на подстанции 110/10 «Восточная».

5.2 Выбор и проверка оборудования на стороне НН 10 кВ

5.2.1 Выбор ячейки 10 кВ

Для установки в РУ-10 кВ подстанции «Восточная» принимаются комплектные распределительные устройства (КРУ).

Основным преимуществом КРУ является то, что оборудование поставляется укомплектованным (силовыми выключателями, разъединителями, измерительными трансформаторами и т.п.), в отличие от

камер КСО. Так же, видимый разрыв цепи обеспечивается за счет выкатных элементов, что позволяет сэкономить на установке разъединителей.

К установке предполагаются ячейки КРУ ZETO-10 [8] производства того же завода что и силовое оборудование на стороне ВН.

Произведем выбор и проверку основного оборудования на стороне 10 кВ.

Рабочий ток на стороне НН определим аналогично току на стороне ВН:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{T.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2202 \text{ А.}$$

5.2.2 Выбор силовых выключателей

Для подстанции выбран выключатель ВВ/TEL–10 производства «Таврида Электрик» [2]. Параметры проверки аналогичны тем, что рассматриваются в п.5.1. Результаты проверки сведем в таблицу 7.

Таблица 7 – Проверка выключателя ВВ/TEL–10

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
1	2	
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \leq U_{\text{сет.НОМ}}$
$I_{\text{раб}} = 2202 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{п,т}} = 13,43 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.НОМ}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п,т}} \leq I_{\text{откл.НОМ}}$
$I_{\text{п,о}} = 13,43 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл.норм}} = 128 \text{ кА}$	$I_{\text{п,о}} \leq I_{\text{вкл.норм}}$
$i_{\text{а,т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н.о.}} \cdot e^{\frac{(t_{\text{р.з.}} + t_{\text{с.в.}})}{T_0}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 13,43 \cdot e^{\frac{0,01+0,05}{0,07}} = 7,34 \text{ кА}$	$i_{\text{а.НОМ}} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{НОР}}}{100} \right) \cdot I_{\text{откл.НОМ}} =$ $= \left(\sqrt{2} \cdot \frac{30}{100} \right) \cdot 50 = 21,21 \text{ кА}$	$i_{\text{а,т}} \leq i_{\text{а.НОМ}}$
$I_{\text{п,о}} = 13,43 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п,о}} \leq I_{\text{пр.с}}$
$i_{\text{уд}} = 36,4 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 128 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$
$i_{\text{уд}} = 36,4 \text{ кА}$	$i_{\text{вкл.норм}} = 81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл.норм}}$

Продолжение таблицы 7

1	2	3
$B_k = I_{п,о}^2 (t_{откл} + t_{рз} + T_a) =$ $= (13,43 \cdot 10^3)^2 (0,05 + 0,01 + 0,07) =$ $= 16,4 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{c}$	$B_{к\text{выкл}} = 150 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{c}$	$B_{красч} \leq B_{квыкл}$

Как видно из таблицы, выключатель ВВ/TEL–10 удовлетворяет всем требованиям и годен к эксплуатации на подстанции «Восточная».

5.2.3 Выбор разъединителей

«Для ячеек, содержащих трансформаторы напряжения и трансформаторы собственных нужд» [22], предлагаются разъединители РВРЗ-Ш-10/2500 производства «ЗЭТО» г. Великие Луки [14]. Проверку выполним аналогично проверке оборудования по стороне ВН и покажем результат в таблице 8.

Таблица 8 – Проверка разъединителя РВРЗ-Ш-10/2500

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$
$I_{раб} = 2202 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб} \leq I_{ном}$
$i_{уд} = 36,4 \text{ кА}$	$i_{дин} = 40 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл.норм}$
$B_k = I_{п,о}^2 (t_{откл} + t_{рз} + T_a) =$ $= (13,43 \cdot 10^3)^2 (0,05 + 0,01 + 0,07) =$ $= 16,4 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{c}$	$B_{к\text{выкл}} = 150 \cdot 10^6 \text{ A}^2\text{c}$	$B_{красч} \leq B_{кР}$

Как видно из таблицы, разъединители РВРЗ-Ш-10/2500 пригодны к эксплуатации на подстанции «Восточная».

5.2.4 Выбор трансформатора напряжения

Производитель предлагает комплектацию ячейки КРУ трансформаторами напряжения ЗНОЛ-10 различных производителей. К установке примем трансформатор напряжения ЗНОЛП-10 со встроенными предохранителями производства ОАО «Свердловский завод

трансформаторов тока» [6]. К трансформаторам напряжения подключаются измерительные приборы всех присоединений данной секции.

Сведем данные по «вторичной нагрузке измерительных приборов трансформаторов напряжения» [6] в таблицу 9.

Таблица 9 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Приборы	Тип	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
				P, Вт	Q, вар
Вольтметр	Ц42702	2	2	4	-
Ваттметр	ЦВ02.1	1,5	1	3	-
Счетчик активной и реактивной энергии	СЕ 3032 S33	4	3	9,12	22,2
Итого:				16,12	22,2

Определим суммарную вторичную нагрузку

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \sqrt{16,12^2 + 22,2^2} = 27,43 \text{ ВА.}$$

Проверяем по вторичной нагрузке: $S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$,

где « $S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА;

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности» [5].

Так как трансформатор напряжения ЗНОЛ однофазный, соединенный в звезду, то его номинальная мощность $S_{\text{ном}} = 3 \cdot 75 = 225 \text{ ВА}$.

Вторичная нагрузка не превышает номинальную мощность трансформатора напряжения. Установка дополнительного трансформатора напряжения не требуется.

Далее перейдем к проверке трансформаторов тока.

5.2.5 Выбор трансформаторов тока

Аналогично трансформаторам напряжения, производитель предлагает комплектацию ячейки КРУ трансформаторами тока ТОЛ-10 различных производителей. Так же принимаем к установке оборудование производства ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока» [19].

Трансформатор тока выбирается аналогично трансформатору тока на стороне ВН. Вторичная нагрузка – к трансформатору тока подключаются счетчики активной и реактивной энергии, ваттметры и амперметры.

При проверке по вторичной нагрузке должно учитываться условие:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}},$$

где « $Z_{2\text{ном}} = \frac{S_2}{I_2^2} = \frac{50}{5^2} = 2$ Ом – номинальное полное сопротивление

нагрузки (допустимая нагрузка) вторичной обмотки трансформатора тока в выбранном классе точности;

Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx R_2$,

где $R_2 = R_{\text{приб.}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}$,

где $R_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов ($R_{\text{к}} = 0,05$ Ом – при 2–3 приборах,

$R_{\text{к}} = 0,1$ Ом при большем числе приборов);

$R_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{р}}}{s}$ – сопротивление проводов;

где ρ – удельное сопротивление материала провода; $\rho = 0,0175$ Ом·мм²/м ,

$l_{\text{р}}$ – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока;

$R_{\text{приб}}$ – сопротивление приборов, подключенных к трансформатору

тока: $R_{\text{приб}} = S_{\text{приб}} / I_2^2$,

где $S_{\text{приб}}$ – полная мощность, потребляемая подключенными приборами;

I_2 – ток вторичной обмотки трансформатора тока.» [5]

Покажем вторичную нагрузку трансформатора тока в таблице 10.

Таблица 10 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А, на фазу
Амперметр	АМ-D721	0,5
Ваттметр	ЩВ02.1	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии	СЕ302-S33	0,5
Итого		1,2

Общее сопротивление приборов фазы А:

$$R_{\text{приб}} = S_{\text{приб}} / I_2^2 = 1,2 / 5^2 = 0,048 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов $R_{\text{к}} = 0,1$ Ом, так как число приборов больше двух, тогда сопротивление проводов

$$R_{\text{пр}} \leq Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}} = 2 - 0,048 - 0,1 = 1,852 \text{ Ом.}$$

Сечение соединительных проводов:

$$s = \frac{\rho \cdot l_{\text{п}}}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 6,92}{1,852} = 0,065 \text{ мм}^2 .,$$

где $l_{\text{п}} = 1 = \sqrt{3} \cdot 4 = 6,92$ м

По проведённым расчетам выбираем сечение провода, минимально допустимое $2,5 \text{ мм}^2$.

Все данные для трансформаторов тока занесем в таблицу 11.

Таблица 11 – Полученные данные для трансформатора тока ТОЛ-10

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб}} = 2202 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{уд}} = 36,4 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{к}} = I_{\text{п,о}}^2 (t_{\text{откл}} + t_{\text{рз}} + T_{\text{а}}) =$ $= (13,43 \cdot 10^3)^2 (0,05 + 0,01 + 0,07) =$ $= 16,4 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{\text{к выкл}} = 150 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{\text{красч}} \leq B_{\text{кТТ}}$

К эксплуатации в ячейках КРУ принимаются трансформаторы тока ТОЛ-10 производства ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока» [20].

5.2.6 Выбор трансформаторов тока нулевой последовательности

Трансформаторы тока нулевой последовательности предназначены «для питания схем релейной защиты от замыкания на землю отдельных жил трехфазного кабеля путем трансформации возникающих при этом токов нулевой последовательности» [19].

Производитель комплектует ячейки различными трансформаторами тока нулевой последовательности, но для исполнения на подстанции 110/10 «Восточная» принимаются трансформаторы тока нулевой последовательности ТЗЛМ-600 производства ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока» [19].

Выводы по разделу 5. Произведен выбор и проверка основного электрооборудования подстанции, а именно силовых выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов тока и напряжения для сторон 110 кВ и 10 кВ.

6 Релейная защита подстанции

Одной из важнейших систем на подстанциях являются системы релейной защиты и противоаварийной автоматики. Целью РЗА является «поддержание стабильности энергосистемы, изолируя только неисправные компоненты, оставляя при этом как можно большую часть сети в рабочем состоянии» [21].

Релейная защита подстанционного оборудования реализована на базе микропроцессорных терминалов серии ШЭ2607 (для стороны ВН) и БЭ2502 (для стороны НН) производства Группы компаний «Экра» [12]. Данные терминалы обеспечивают все необходимые функции защиты и противоаварийной автоматики на подстанции. По сравнению с терминалами других моделей и производителей (например, «Радиус Автоматика», «SEPAМ», «НТЦ Механотроника»), терминалы «Экра» обладают повышенной надежностью, а применяемые технологии, непрерывный контроль качества продукции на всех этапах производства, а также испытания, включая проверку применяемых алгоритмов с помощью моделирования режимов работы энергосети в реальном времени, позволяют гарантировать надежность, безопасность, удобство монтажа и эксплуатации предлагаемых устройств. Устройствами производства «Экра» оснащены энергообъекты не только России, но и страны ближнего зарубежья. Кроме того, именно терминалы «Экра» рекомендует производитель ячеек КРУ.

Выполним расчет уставок некоторых элементов систем для защиты силового трансформатора подстанции.

6.1 Исходные данные для расчета уставок

Основные значения для токов КЗ и номинальных токов получены в предыдущих разделах.

«Приведенный к стороне ВН ток КЗ в точке К2» [3] определим по формуле (1):

$$I_{K2}^{(3)BH} = \frac{I_{K2}^{(3)HH}}{k_T}. \quad (1)$$

«Приведенный к стороне ВН ток КЗ в точке К2 в максимальном режиме» [3]:

$$I_{K2\max}^{(3)BH} = \frac{14660}{115/10,5} = 1338,5 \text{ А.}$$

«Приведенный к стороне ВН ток КЗ в точке К2 в минимальном режиме» [3]:

$$I_{K2\min}^{(3)BH} = \frac{13430}{115/10,5} = 1226 \text{ А.}$$

6.2 Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора

Дифференциальная защита трансформаторов отличается абсолютной селективностью без искусственной вдержки времени. Принцип действия основан на сравнении значений токов фаз, протекающих в области защищаемого элемента.

Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ выбирается по условию, приведенному в формуле (2):

$$I_{\text{ДИФ}} / I_{\text{НОМ}} \geq K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{нб(1)}} \cdot I_{*K\text{Знеш}}^{\max}, \quad (2)$$

где « $K_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, $K_{\text{ОТС}} = 1,2$;

$K_{нб(1)}$ – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведённой амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ.
 $K_{нб(1)} = 0,7$.

$I_{*КЗвнеш}^{max}$ – отношение тока внешнего расчетного КЗ к номинальному току трансформатора» [12]

$$I_{*КЗвнеш}^{max} = \frac{I_{К2max}^{(3)ВН}}{I_{НОМ}^{ВН}} = \frac{1338,5}{201} = 6,7.$$

$$I_{ДИФ} / I_{НОМ} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 6,7 = 5,63.$$

Действительная величина срабатывания ДЗТ-1:

$$I_{ДИФ} = 5,63 \cdot I_{НОМ} = 5,63 \cdot 201 = 1131,6 \text{ А.}$$

Согласно ПУЭ «коэффициент чувствительности защиты $k_q \geq 2$ » [11].

Проверка по коэффициенту чувствительности:

$$k_q = \frac{I_{К1min}^{(2)}}{I_{ДИФ}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{К1min}^{(3)}}{I_{ДИФ}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10600}{1131,6} = 8,1 > 2.$$

Коэффициент чувствительности защиты удовлетворяет условиям.

Далее проведем расчет уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-2):

Примем базовую уставку 0,3. Она «обеспечивает чувствительность защиты к полным витковым замыканиям в переплетенных обмотках и к межкатушечным замыканиям». [12]

Ток срабатывания дифференциальной защиты при прохождении сквозного тока определим по формуле (3):

$$I_{\text{диф}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб расч}} = K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{дооб}}) \cdot I_{\text{скв}}, \quad (3)$$

где « $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки. $K_{\text{отс}} = 1,3$

$K_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим. $K_{\text{пер}} = 2,5$;

$K_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. $K_{\text{одн}} = 1,0$;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме;

$\Delta U_{\text{РПН}}$ – погрешность, обусловленная наличием РПН у трансформатора;

$\Delta f_{\text{дооб}}$ – погрешность, обусловленная неточностью задания номинальных токов сторон ВВ и НН» [12].

Таким образом, ток срабатывания защиты равен:

$$I_{\text{диф}} = 1,3 \cdot (2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot I_{\text{скв}} = 0,59 \cdot I_{\text{скв}}$$

Коэффициент снижения тормозного тока найдем по формуле (4):

$$K_{\text{сн.т}} = I_{\text{торм}} / I_{\text{скв}} = 1 - 0,5 \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{дооб}}). \quad (4)$$

$$K_{\text{сн.т}} = 1 - 0,5 \cdot (2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) = 0,775.$$

Определим коэффициент торможения (%) по выражению (5):

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{дооб}}) / K_{\text{сн.т}}. \quad (5)$$

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot 1,3 \cdot (2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) / 0,775 = 75,5\%.$$

Определим параметры тормозной характеристики ДЗТ-2.

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{m2} / I_{ном}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. «Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ($I_t / I_{ном} = 1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_t / I_{ном} = 1,3$), режимы возможных кратковременных перегрузок» [12]. Принимаем $I_{m2} / I_{ном} = 2$.

Уставка блокировки от второй гармоники в соответствии с рекомендацией производителя принимается $I_{д2} / I_{д1} = 0,15$.

Данные для построения тормозной характеристики ДЗТ-2 сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Данные для построения тормозной характеристики

Характеристика	Значение
Базовая уставка ступени	$I_{Д} / I_{НОМ} = 0,3$
Наклон тормозной характеристики на втором участке	$\varphi = 38^\circ$
Первая точка излома тормозной характеристики	$I_{m1} / I_{ном} = 0,4$
Вторая точка излома тормозной характеристики	$I_{m2} / I_{ном} = 2$

Тормозная характеристика приведена на рисунке 9.

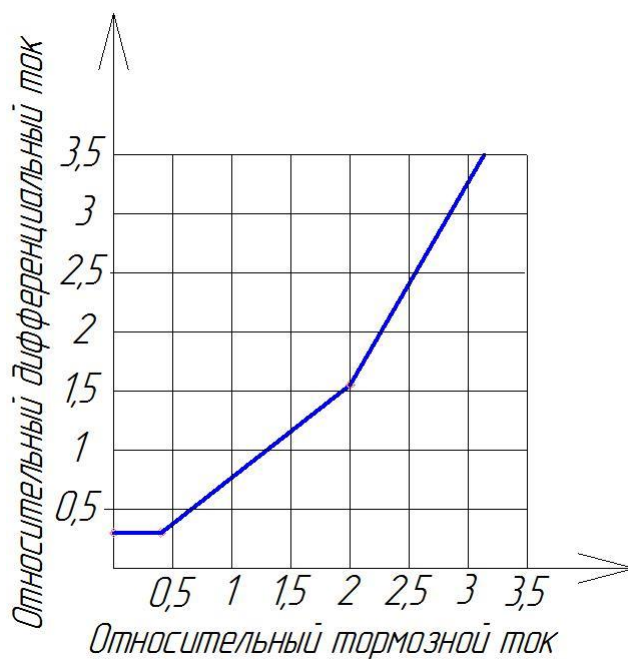


Рисунок 9 – Тормозная характеристика ДЗТ-2

Выполним проверку защиты по коэффициенту чувствительности.

Определяем первичный ток срабатывания защиты при отсутствии торможения:

$$I_{сз} = I_{ном} \cdot \frac{I_{\partial 1}}{I_{ном}} = 201 \cdot 0,3 = 60,3 \text{ А.}$$

Определим коэффициент чувствительности при КЗ на стороне НН:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{K2\text{min}}^{(2)}}{I_{сз}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K2\text{min}}^{(3)}}{I_{сз}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1226}{60,3} = 17 > 2.$$

ДЗТ-2 удовлетворяет требованиям коэффициента чувствительности дифференциальной защиты.

Произведем выбор уставок сигнализации небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3).

«Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2, а уставка по времени около нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты» [12].

Рекомендуемые значения уставок: $I_d/I_{ном} = 0,1$; $T = 10$ с.

6.3 Расчет уставок токовой отсечки (МТЗ ВН-1)

Токовая отсечка представляет собой защиту без выдержки времени, которая отстраивается от максимального тока внешнего КЗ.

Ток отстройки с учетом коэффициента отстройки, учитывающий ошибку в определении токов и необходимый запас $k_{омс} = 1,3$:

$$I_{ТО} \geq k_{омс} \cdot I_{K2max}^{(3)} = 1,3 \cdot 1338,5 = 1740 \text{ А.}$$

Трансформаторы тока соединены в звезду, поэтому коэффициент схемы $k_{сх} = 1$, а ток срабатывания реле:

$$I_{ср.ТО} \geq \frac{I_{ТО} \cdot k_{сх}}{k_{ТТ.ВН}} = \frac{1740 \cdot 1}{200/5} = 43,5 \text{ А.}$$

Выполним проверку по коэффициенту чувствительности при КЗ:

$$k_{ч} = \frac{I_{K1min}^{(2)}}{I_{сз}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K1min}^{(3)}}{I_{ТО}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10600}{1740} = 5,2 > 1,2.$$

МТЗ ВН-1 (токовая отсечка) удовлетворяет требованиям ПУЭ [11].

«Данная защита работает только при повреждениях в трансформаторе, поэтому выдержка времени принимается 0,1 с» [12].

6.4 Расчет уставок максимальной токовой защиты

6.4.1 Расчет уставок максимальной токовой защиты стороны НН трансформатора (МТЗ НН)

«Для трансформатора понизительной подстанции без источников питания на стороне НН нет необходимости использования МТЗ НН.

МТЗ НН выводится из действия, а уставки МТЗ НН задаются величинам максимально возможными в терминале» [12].

6.4.2 Расчет уставок максимальной токовой защиты стороны ВН трансформатора (МТЗ-2 ВН)

Максимальная токовая защита схожа по действию с токовой отсечкой, но отличается заданной выдержкой времени.

Вычислим максимальный ток нагрузки трансформатора:

$$I_{нагрВН}^{\max} = \frac{S_{нагрВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201 \text{ А.}$$

Ток МТЗ

$$I_{МТЗ} \geq \frac{k_{отс} \cdot k_{зап}}{k_g} \cdot I_{нагр.ВН}^{\max} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,92} \cdot 201 = 394 \text{ А,}$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки. $k_{отс} = 1,2$

$k_{зап}$ – коэффициент самозапуска двигателей. $k_{зап} = 1,5$;

k_g – коэффициент возврата блока защит. $k_g = 0,92$;

Ток срабатывания МТЗ-2 ВН

$$I_{ср.МТЗ} \geq \frac{I_{МТЗ} \cdot k_{сх}}{k_{ТТ.ВН}} = \frac{394 \cdot 1}{200/5} = 9,85 \text{ А.}$$

Необходимо проверить коэффициент чувствительности МТЗ-2 при КЗ на стороне НН

$$k_{\text{Ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ}}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1226}{394} = 2,7 > 1,5.$$

Время срабатывания МТЗ исходя из максимального времени защит линий, отходящих от НН и ступени селективности

$$t_{\text{МТЗ}} = t_{\text{max}} + \Delta t = 2,0 + 0,5 = 2,5 \text{ с.}$$

6.5 Расчет уставок защиты от перегрузок трансформатора

«Защита от перегрузки действует на сигнал и устанавливается на стороне ВН трансформатора. Для контроля перегрузки достаточно следить за токами в одной из обмоток трансформатора» [25].

Уставка сигнала перегрузки рассчитывается по формуле (6):

$$I_{\text{пер}} \geq \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном.в}}, \quad (6)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки. $k_{\text{отс}} = 1,05$

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата токового реле. $k_{\text{в}} = 0,92$;

$I_{\text{ном.в}}$ – вторичный ток в плечах защиты из таблицы 6.1. Учтем его с коэффициентом увеличения на 5% при регулировании.

Для сторон ВН и НН соответственно:

$$I_{\text{перВН}} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 5,25 = 6 \text{ А,}$$

$$I_{\text{перНН}} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 4,62 = 5,27 \text{ А.}$$

Время действие защиты принимается большим, чем время действия всех защит.

$$T_{\text{пер}} = t_{\text{МТЗ}} + \Delta t = 2,5 + 0,5 = 3,0 \text{ с.}$$

6.6 Защита присоединений 110 кВ

Рассмотрим принцип работы защиты силового трансформатора, автоматики управления выключателем высокой стороны и управления РПН, выполненного на базе шкафа ШЭ2607.

Защита выполняется на трех комплектах: А1, А2, А3.

6.6.1 Устройство и работа комплекта А1

Шкаф через промежуточные трансформаторы тока подключен к основным трансформаторам тока всех сторон трансформатора. Реле ДТЗ состоит из нескольких узлов:

- «– формирователя дифференциального и тормозного сигналов (ФДТС);
- токового органа;
- блокировки от бросков тока намагничивания;
- дифференциальной отсечки.

Выравненные токи подаются на входы реле ДТЗ, которые выполнены пофазными и срабатывают при всех видах КЗ в зоне действия защиты» [24]

«В состав терминала входят восемнадцать промежуточных трансформаторов тока и шесть промежуточных трансформаторов напряжения, выведенные на разъемы ХА1, ХА2 терминала. На разъемы Х1-Х3 выведены дискретные входы терминала, а на разъемы Х101-Х104 – контакты выходных реле терминала. На разъем Х31 подключается напряжение оперативного постоянного тока для питания терминала» [12].

«На токовые входы терминала подаются фазные токи от четырех групп трансформаторов тока сторон ВН, НН1 и НН2» [12]. Фазные токи используются для ДТЗ, ТЗНП ВН, УРОВ ВН, МТЗ ВН (СН, НН1, НН2), ЗП, автоматики охлаждения, блокировки РПН при перегрузке.

6.6.2 Устройство и работа комплекта А2

Комплект А2 отвечает за следующие виды защит:

– Автоматика управления выключателем.

Основными функциями АУВ являются «формирование команд на включение и на отключение выключателя. Для этих целей предусмотрены узлы включения и отключения» [24]. «Сигнал на выходе узла отключения формируется при подаче на входы сигналов:

- от срабатывания внутренних защит терминала (МТЗ, ТЗНП);
- от УРОВ при действии на «себя»;
- команды на отключение выключателя;
- команды «Отключить» от кнопки управления, расположенной на лицевой панели терминала;
- с выходного блока схемы защит терминала (ТЗНП, МТЗ, ГЗ, технологической защиты)» [12].

- Максимальная токовая защита с ускорением;
- Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП);
- Газовая защита трансформатора, газовая защита РПН

В терминале «обеспечивается приём сигналов от сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты трансформатора, а также от газовой защиты РПН. Предусмотрены входы для перевода ГЗТ и ГЗ РПН на сигнал. Сигнал на отключение от ГЗТ и ГЗ РПН действует на отключение выключателей всех сторон трансформатора с пуском УРОВ и запретом АПВ» [23].

- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ);
- Технологическая защита трансформатора

«Защита обеспечивает прием сигналов от датчиков температуры масла и температуры обмотки трансформатора, датчика уровня масла в баке трансформатора, положения предохранительного и отсечного клапанов, а также сигнала срабатывания других защит. В зависимости от положения соответствующих оперативных переключателей и программных накладок каждый сигнал может действовать как на сигнал, так и на отключение трансформатора со всех сторон» [12]

– Устройство контроля ресурса выключателя

Устройство контроля ресурса выключателя позволяет приблизительно оценивать остаточный механический и коммутационный ресурс для каждой фазы выключателя в отдельности.

– Контроль механического ресурса.

При каждом пуске расчёта ресурса происходит увеличение счётчика количества коммутаций. При достижении аварийного порога сигнализации количества коммутаций формируется логический сигнал «Аварийный порог ресурса выключателя». Контроль коммутационного ресурса.

– Расчёт ресурса выключателя по действующему значению тока отключения

– Расчёт ресурса выключателя по суммарной тепловой энергии, выделенной на контактах при отключении выключателя;

– Узел дистанционного управления выключателем

6.6.3 Устройство и работа комплекта АЗ

Комплект предназначен для «управления электроприводами РПН при автоматическом регулировании коэффициента трансформации силового трансформатора» [12].

Автоматическое регулирование направлено на поддержание напряжения у потребителя в диапазоне, заданном зоной нечувствительности. «При снижении напряжения ниже зоны нечувствительности, через выдержку времени, Комплект АЗ выдает на привод РПН команду

увеличения напряжения, а при повышении напряжения, также через выдержку времени – команду уменьшения напряжения» [12].

Напряжение у потребителя рассчитывается с учетом падения напряжения в распределительной сети. «Автоматическое регулирование блокируется в соответствующем направлении при обнаружении в регулируемой или контролируемой секции перегрузки по току, при перенапряжении, при превышении и при снижении напряжения ниже минимально допустимого» [23].

Также комплект АЗ отвечает за связь с АСУ ТП EKRASCADA.

6.7 Защита присоединений 10 кВ

6.7.1 Защита, автоматика, управление и сигнализация секционного выключателя

«Терминалы защиты, автоматики, управления и сигнализации секционного выключателя осуществляют функции трехступенчатой МТЗ от междуфазных повреждений, ЗОЗЗ, ЗДЗ, ЗНР, ЛЗШ, УРОВ, АВР, АУВ» [12].

Максимальная токовая защита:

«– МТЗ имеет три ступени: первая и вторая – с независимой времятоковой характеристикой, третья – с зависимой или независимой времятоковой характеристикой;

– предусмотрена МТЗ для ЛЗШ с независимой времятоковой характеристикой.

Защита от однофазных замыканий на землю:

– реализована по рассчитанному из значений фазных токов утроенному току нулевой последовательности 3I₀.

Защита от несимметричного режима:

– реализована на принципе измерения соотношения токов обратной и прямой последовательности.

Устройство резервирования отказа выключателя:

– обеспечивает действие на отключение смежных выключателей при срабатывании любых защит терминала или внешних защит и отказе выключателя» [12].

6.7.2 Защита, автоматика, управление и сигнализация отходящих линий

«Терминалы защиты, автоматики, управления и сигнализации линии осуществляют функции трехступенчатой МТЗ от междуфазных повреждений, ЗОЗЗ, ЗНР, ЗДЗ, УРОВ, двукратного АПВ выключателя, АУВ, выполнения команд внешних воздействий АЧР с ЧАПВ и ПАА» [12].

Максимальная токовая защита:

– МТЗ имеет три ступени аналогично МТЗ секционного выключателя;
– ступени могут быть выполнены направленными и иметь контроль от ИО минимального напряжения и напряжения обратной последовательности; ИО направления мощности МТЗ выполнен по 90-градусной схеме сочетания токов и напряжений: I_A и U_{BC} ; I_B и U_{CA} ; I_C и U_{AB} .

Защиты от однофазных замыканий на землю:

– реализована одним из способов: по току нулевой последовательности $3I_0$ основной частоты (с зависимой или независимой времятоковой характеристикой); по напряжению нулевой последовательности $3U_0$; по току $3I_0$, напряжению $3U_0$ и взаимному направлению тока и напряжения нулевой последовательности (направленная);

– защита по току имеет две ступени: первая ступень – с независимой времятоковой характеристикой и вторая – с зависимой или независимой времятоковой характеристикой.

Защита от несимметричного режима:

– реализована на принципе измерения соотношения токов обратной и прямой последовательности.

Защита минимального напряжения:

– срабатывает при снижении всех линейных напряжений U_{AB} , U_{BC} , U_{CA} ниже уставки в течение заданного времени.

Защита от дуговых замыканий:

– использует сигналы датчика дуговой защиты.

Устройство резервирования отказа выключателя:

– обеспечивает действие на отключение смежных выключателей при срабатывании любых защит терминала или внешних защит и отказе выключателя.

Автоматическое повторное включение выключателя:

– обеспечивает однократное или двукратное автоматическое повторное включение выключателя;

– предусмотрена возможность запрета АПВ при действии на отключение внутренних и внешних токовых защит при срабатывании УРОВ, ЗДЗ и внешних сигналов.

6.8 Интеграция с другими системами

Применяемые на подстанции «Восточная» терминалы Б2502 обладает возможностью интеграции в системы комплексных АСУ ТП SCADA - система EKRASCADA. Это позволяет свести обслуживание подстанции к минимуму и упрощает процесс перехода к цифровым подстанциям.

EKRASCADA является распределенной вычислительной системой, обеспечивающей сбор, обработку, хранение, передачу, предоставление пользователям информации устройств телемеханики, РЗА и ПА и смежных систем автоматизации в полном объеме; а также формирование и выдачу сигналов управления электрических и цифровых сигналов на дискретные входы и порты связи оборудования объекта и смежных подсистем.

Программный комплекс EKRASCADA обеспечивает выполнение целевых, инструментальных и вспомогательных функций на всех уровнях АСУ ТП. Достоинства EKRASCADA:

- гибкость структуры – возможность добавления и исключения программных средств без структурных конфликтов;
- единый, удобный и понятный пользователю графический интерфейс
- простота и эффективность работы оперативного, диспетчерского, эксплуатационного и обслуживающего персонала;
- развитый инструментальный комплекс – легкость и удобство поддержки, процедур разработки, проектирования, наладки и сопровождения в процессе функционирования системы.

EKRASCADA контролирует, регистрирует и архивирует все процессы, происходящие на подстанции, осуществляет удаленное управление коммутирующими аппаратами (приводы выключателей, разъединителей, заземляющих ножей), системами РЗА, а так же обменивается всей информацией по текущим изменениям и состояниям с оперативно-диспетчерскими управлениями.

Таким образом, применение систем, разработанных группой компаний «Экра» позволяет получить современную и надежную систему РЗА на подстанции, интегрированную с системой АСУ ТП, что положительно сказывается на работе энергообъекта.

Выводы по разделу 6. Выбрано исполнение релейной защиты – микропроцессорные блоки БЭ2502, рассчитаны уставки элементов и защит для силового трансформатора. Также, рассмотрена возможность применения системы комплексных АСУ ТП SCADA - система EKRASCADA для обслуживания подстанции «Восточная».

7 Оперативный ток подстанции

Оперативный ток на подстанции предназначен для питания вторичных цепей, систем обеспечения собственных нужд и противоаварийных систем.

На подстанции «Восточная» после реконструкции будет применена система постоянного оперативного тока. Применение постоянного оперативного тока снижает нагрузку измерительных трансформаторов тока и напряжения, ухудшающую их точностные характеристики и тепловой режим работы, чем повышается надежность работы подстанции.

Для подстанции применяются устройства обеспечения гарантированным оперативным постоянным током МикроСОПТ производства Группы компаний «Экра» [9]. Данные устройства как и терминалы РЗ обладают возможностью интеграции в системы комплексных АСУ ТП SCADA. «Схема МикроСОПТ содержит два ввода с устройством АВР, преобразователь переменного тока в постоянный, небольшую высоконадежную необслуживаемую герметизированную аккумуляторную батарею напряжением 24 В (26 Ач) с повышенной энергоотдачей, повышающий преобразователь постоянного тока (24 В) в постоянный (220 В), коммутационные аппараты» [9].

Применяемое в МикроСОПТ зарядное устройство заряжает герметизированную необслуживаемую аккумуляторную батарею и одновременно питает потребителей напряжением 220 В постоянного тока через DC/DC конвертор. Коммутационная и защитная аппаратура обеспечивает распределение питания и сигнализацию в полном соответствии с требованиями энергообъекта.

Выводы по разделу 7. Определено исполнение систем оперативного тока подстанции и применяемое для них оборудование. Оперативный ток – постоянный, его источник – устройства обеспечения гарантированным оперативным постоянным током МикроСОПТ того же производителя, что и системы РЗА.

8 Собственные нужды подстанции

Для питания вторичных цепей устанавливаются трансформаторы собственных нужд. К потребителям собственных нужд (СН) подстанции относят: освещение площадок ОРУ, зданий ЗРУ, обогрев приводов выключателей, охлаждение силовых трансформаторов и т.п.

На двухтрансформаторных подстанциях 35-750 кВ к установке принимаются 2 трансформатора собственных нужд (ТСН). Выбор производится, исходя из суммарной мощности приемников собственных нужд с учетом коэффициента загрузки [16].

Основные потребители собственных нужд сведены в таблицу 13.

Таблица 13 – Основные потребители собственных нужд

Потребитель	Мощность, кВт
Система охлаждения силовых трансформаторов	7
Приводы систем РПН силовых трансформаторов	4
Обогрев подстанции и приводов	30
Освещение	5
Эксплуатационные нагрузки	20
Σ	66

Определим полную мощность всех потребителей:

$$S_{CH} = \frac{P_{CH}}{\cos \varphi} = \frac{66}{0,9} = 73,3 \text{ кВА.}$$

Мощность одного трансформатора с учетом допустимой перегрузки

$$S_{номТ} = \frac{S_{CH}}{1,4} = \frac{73,3}{1,4} = 52,3 \text{ кВА.}$$

Округляя до ближайшего большего значения, к установке примем трансформаторы собственных нужд ТСЛ-63/10/0,4. ТСН мощностью до 63 кВА включительно можно реализовать в виде специализированной ячейки КРУ увеличенного габарита. Именно такое решение принято на подстанции «Восточная».

Подключение ТСН выполняется к шинам НН (10 кВ) подстанции.

Главный потребитель, запитанный от ТСН – система оперативного тока подстанции, которая обеспечивает работу всех внутренних инженерных систем объекта.

Выводы по разделу 8: выбрана система собственных нужд подстанции, количество и мощность трансформаторов собственных нужд. К установке на подстанции приняты 2 трансформатора собственных нужд ТСЛ-63/10/0,4, которыми комплектуются специальные ячейки КРУ.

9 Заземление подстанции

«Заземление — преднамеренное электрическое соединение какой-либо точки сети, электроустановки или оборудования с заземляющим устройством» [11].

Заземление подстанции выполняется при помощи сложного заземлителя, состоящего из стальных полос сечением 5×40 (горизонтальный заземлитель) и стали круглого сечения диаметр 25 мм, длина 5 м (вертикальный заземлитель), электрически объединенных в единый контур.

«Нормируемое сопротивление заземляющего устройства для электроустановок с глухозаземлённой нейтралью составляет 0,5 Ом» [11].

Размер защищаемой территории – 50×60 м.

Определим число вертикальных заземлителей

$$n = \left(\frac{a+b}{L} + 1 \right) \cdot 2 = \left(\frac{50+60}{5} + 1 \right) \cdot 2 = 46,$$

где a, b – размеры подстанции, м;

L – длина вертикального заземлителя, м.

Найдём длину полосы горизонтального заземлителя

$$L_T = (50 + 60) \cdot 2 + 50 \cdot 5 + 60 \cdot 4 = 710 \text{ м.}$$

Определим коэффициенты использования заземлителей по [22].

«Коэффициент использования вертикального заземлителя $k_{\text{ив}}=0,66$, горизонтального – $k_{\text{иг}}=0,45$ » [22].

Рассчитаем удельное сопротивление грунта с учетом коэффициента промерзания

$$\rho = \rho_{y\partial} \cdot \psi = 100 \cdot 1,1 = 110 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Найдём расстояние от поверхности земли до середины электрода

$$t = t_0 + \frac{L_B}{2} = 0,7 + \frac{5}{2} = 3,2 \text{ м,}$$

где t_0 – глубина залегания электрода, м;

L_B – длина электрода, м.

Сопротивление одного вертикального электрода

$$\begin{aligned} R_B &= \frac{0,366\rho}{L_B} \cdot \lg \frac{2L_B}{0,95d} + 0,5 \lg \frac{4t + L_B}{4t - L_B} = \\ &= \frac{0,366 \cdot 110}{5} \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 5}{0,95 \cdot 0,025} \right) + 0,5 \cdot \lg \left(\frac{4 \cdot 3,2 + 5}{4 \cdot 3,2 - 5} \right) = 19,6 \text{ Ом.} \end{aligned}$$

Сопротивление горизонтального заземлителя

$$R_\Gamma = \left(\frac{0,366 \cdot \rho}{L_\Gamma} \right) \cdot \lg \left(\frac{2L_\Gamma^2}{b \cdot t_0} \right) = \left(\frac{0,366 \cdot 110}{710} \right) \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 710^2}{0,04 \cdot 0,7} \right) = 0,76 \text{ Ом.}$$

Суммарные сопротивления заземлителей с учётом коэффициента использования:

Вертикального

$$R_{B\Sigma} = \frac{R_B}{n \cdot k_{IB}} = \frac{19,6}{46 \cdot 0,66} = 0,65 \text{ Ом.}$$

Горизонтального

$$R_{\Gamma\Sigma} = \frac{R_\Gamma}{k_{II\Gamma}} = \frac{0,76}{0,45} = 1,69 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление заземляющего устройства:

$$R_3 = \frac{R_{B\Sigma} \cdot R_{Г\Sigma}}{R_{B\Sigma} + R_{Г\Sigma}} = \frac{0,65 \cdot 1,69}{0,65 + 1,69} = 0,47 \text{ Ом.}$$

Значение полного сопротивления не превосходит «Нормируемое сопротивление заземляющего устройства для электроустановок с глухозаземлённой нейтралью составляет 0,5 Ом» [11], а значит дополнительных мероприятий не требуется. Заземляющий контур годен к эксплуатации.

Вывод по разделу 9. Определены параметры системы заземления на подстанции: оно выполняется единым заземляющим устройством, в виде сетки из вертикальных (сталь круглая, диаметр 25) и горизонтальных (сталь полосовая 40×5) электродов, объединенных в единый контур, к которому подключены все заземляемые объекты, а так же система молниезащиты.

10 Молниезащита подстанции

Одним из наиболее опасных атмосферных явлений является прямой удар молнии. Для предотвращения выхода электрооборудования из строя предусматривается система молниезащиты подстанции.

Она реализуется с помощью 4 одиночных стержневых молниеотвода на мачтах, установленных по периметру подстанции и двух одиночных, установленных на порталах ОРУ-110 кВ.

Расчет ведется в соответствии с СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» [15].

Надежность защиты $P_z=0,99$.

Определим высоту конуса зоны действия стержневого молниеотвода

$$h_0 = 0,85h = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м.}$$

Внешний радиус конуса зоны действия стержневого молниеотвода

$$r_0 = 0,95h = 0,95 \cdot 30 = 28,5 \text{ м.}$$

Для зоны защиты требуемой надежности радиус горизонтального сечения r_x на высоте h_x

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{28,5(25,5 - 7)}{25,5} = 20,7 \text{ м.}$$

Вывод по разделу 10: Определено исполнение молниезащиты подстанции. Она реализуется с помощью 4 одиночных стержневых молниеотвода на мачтах, установленных по периметру подстанции и двух одиночных, установленных на порталах ОРУ-110 кВ.

Заключение

В выпускной квалификационной работе как объект реконструкции рассмотрена подстанция «Восточная», расположенная в г. Балаково Саратовской области.

При анализе объекта выявлены основные проблемы: недостаток существующей мощности для подключения потребителей уже сегодня, а в перспективе – подключение мощного производства гидротурбинного оборудования ООО «ВолгаГидро», совместного предприятия ОАО «РусГидро» и с австрийской компании Voith Hydro.

В связи с этим, определены ожидаемые нагрузки и выбраны силовые трансформаторы подстанции. К установке приняты 2 трансформатора ТРДН-40000/110/10/10 производства ООО «Тольяттинский трансформатор» [10].

Далее, рассмотрены существующие схемные решения по подстанции: схема по стороне 110 кВ остается без изменений – «110-4Н Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой с стороны линии» [17]. В связи с заменой трансформатора изменяется схема по стороне 10 кВ – «10(6)-2 Две, секционированные выключателями, системы шин» [17].

Произведен расчет токов КЗ, на основании которых выбрано электрооборудование для подстанции:

- Для стороны ВН: выключатели ВТБ-ЗЭТО-110 со встроенными трансформаторами тока ТВ-110, разъединители РГ-ЗЭТО-110.

- Для стороны НН: ячейки КРУ-ZETO-10, комплектующиеся выключателями ВВ/TEL–10, трансформаторами тока ТОЛ-10, трансформаторами напряжения ЗНОЛ-10, трансформаторами тока нулевой последовательности ТЗЛМ-0,66.

Проведен расчет и выбор релейной защиты подстанции. Релейная защита подстанционного оборудования реализована на базе микропроцессорных терминалов серии ШЭ2607 и БЭ2502 производства Группы компаний «Экра». Эти терминалы обладают возможностью

интеграции в системы комплексных АСУ ТП SCADA - система EKRASCADA. Это позволяет свести обслуживание подстанции к минимуму и упрощает процесс перехода к цифровым подстанциям.

Выбрана система постоянного оперативного тока и трансформаторы собственных нужд. Для подстанции применяются устройства обеспечения гарантированным оперативным постоянным током МикроСОПТ производства Группы компаний «Экра» и трансформаторы собственных нужд ТСЛ-63/10/0,4.

На заключительном этапе определены параметры систем молниезащиты и заземления подстанции.

В результате получено решение для подстанции «Восточная», которое включает в себя полное обновление электрооборудования и системы релейной защиты, выполняемой на новейших разработках научных центров, позволяющих надежно и четко отрабатывать в случае аварийных ситуаций, позволяя повысить надежность и бесперебойность питания потребителей.

Список используемых источников

1. ВТБ-110. Выключатель элегазовый баковый. ЗЭТО. [Электронный ресурс] URL: https://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/vyklyuchateli-elegazovye-kolonkovye/vtb-110-u1-uhl1-vyklyuchatel-elegazovyy-bakovyy (дата обращения 23.01.2021)
2. Вакуумные выключатели ВВ/TEL. [Электронный ресурс] URL: https://www.tavrida.com/upload/iblock/72a/TER_CBdoc_UG_23.pdf (дата обращения 03.02.2021)
3. ГОСТ 24291-90 Электрическая часть электростанции и электрической сети. Термины и определения. Введ. 1992-01-01. М.: Стандартинформ, 2005. 19 с.
4. ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. Введ. 2008-07-01. М.: Стандартинформ, 2019. 36 с.
5. ГОСТ Р 52736-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. Введ. 2008-07-01. М.: Стандартинформ, 2019. 44 с.
6. Заземляемые трансформаторы напряжения ЗНОЛП-10. СЗТТ. [Электронный ресурс] URL: <https://www.cztt.ru/znolp.html> (дата обращения 03.02.2021)
7. Интерактивная карта. Россети. [Электронный ресурс] URL: https://портал-тп.рф/platform/portal/tehprisEE_sentry_pitania (дата обращения 13.01.2021)
8. Комплектные распределительные устройства. ЗЭТО. [Электронный ресурс] URL: <https://zeto.ru/produ.../kru-zeto-na-6-10-i-20-kv> (дата обращения 03.02.2021)
9. МикроСОПТ. Устройство обеспечения гарантированным оперативным постоянным током. Научно-производственное предприятие полного цикла «Экра». [Электронный ресурс] URL:

<https://ekra.ru/product/nku-kru/sistemy-operativnogo-dc/mikrosopt/> (дата обращения 15.02.2021)

10. Номенклатурный каталог. Тольяттинский трансформатор. [Электронный ресурс] URL: http://toltrans.nt-rt.ru/images/showcase/catalogue_toltrans.pdf (дата обращения 13.01.2021)

11. Правила устройства электроустановок. М: Энергоатомиздат, 2015. 330 с.

12. РЗА подстанций ПАО «Россети» 6-750 кВ. Научно-производственное предприятие полного цикла «Экра». [Электронный ресурс] URL: <https://ekra.ru/product/rza/rza-podstantsiy-6-750/> (дата обращения 15.02.2021)

13. Разъединители наружной установки серии РГ. ЗТО. [Электронный ресурс] URL: https://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/razyediniteli-narujnoy-ustanovki-serii-rg/rg-110-kv (дата обращения 23.01.2021)

14. Разъединители рубящего типа РВРЗ-10/4000 (УЗ). ЗЭТО. [Электронный ресурс] https://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/razyediniteli-vnutrenney-ustanovki/rvrz-10-4000-muz-rvr-10-4000-muz (дата обращения 03.02.2021)

15. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. ЦПТИ ОРГРЭС, 2017. 69 с.

16. СТО 56947007-29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ. ОАО ФСК ЕЭС, 2010. 128 с.

17. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-1150 кВ. Типовые решения. ОАО ФСК ЕЭС, 2007. 131 С.

18. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. ОАО ФСК ЕЭС, 2010. 128 с.

19. Трансформатор тока ТЗЛМ-600. ЗЭТО. [Электронный ресурс] URL: <https://www.czt.ru/tzlm-600.html> (дата обращения 15.02.2021)

20. Трансформаторы тока ТОЛ-10. СЗТТ. [Электронный ресурс] URL: https://www.czt.ru/tol_10.html (дата обращения 03.02.2021)

21. Electricity Handbook. Electrical Engineering Portal Protection [electronic resource] / URL: <http://elektricity/8599-solar-electricity-handbook> (date of the application 15.04.21)

22. Gers J. M. Protection of Electricity Distribution Networks, 3rd Edition (Energy Engineering). The Institution of Engineering and Technology, 2018. 368 p.

23. Power Supply Devices and Systems of Relay Protection [electronic resource] / URL: <http://www.ebook777.com/power-supply-devices-systems-relay-protection/> (date of the application 15.04.21)

24. Relay Protection & Automation Systems [electronic resource] / URL: <http://eknis.net/en/solutions/relay-protection/> (date of the application 15.04.21)

25. Upadhyaya S., Mohanty S. Fast Methods for Power Quality. International Journal of Emerging Electric Power Systems. Vol 18. No. 5 2017