

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 Реконструкция электрической части понизительной подстанции 110/10кВ
«Кировская»

Студент

Н.В. Корбачев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., Д.А. Кретов

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

Консультант

к.п.н., доцент, А.В. Кириллова

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

Тольятти 2021

Аннотация

В выпускной квалификационной работе представлен проект реконструкции понизительной подстанции ПС 110/10 кВ «Кировская», с установленными трансформаторами ТРДН-25000/110. В ходе данной работы были использованы основные методики, используемые при проектировании электрической части подстанций, на основании которых приняты решения по выбору и расчету оборудования.

Данная подстанция расположена в Юго-Западной части Омска, Омской области. Актуальность реконструкции обусловлена повышенной нагрузкой подстанции вследствие активных темпов строительства жилых домов, а также непосредственной близостью большого количества производственных корпусов и железнодорожного узла. Требуется замена и модернизация оборудования подстанции в связи с его износом и моральным устареванием.

Работа содержит в себе пояснительную записку объёмом 45 листов, и графическую часть, выполненную на 6 листах формата А1

Abstract

This graduation work is about reconstruction of the 110/10 kV Kirovskaya substation with installed TRDN-25000/110 transformers. In the course of this work, the main methods used in the design of the electrical part of substations were used, on the basis of which decisions were made on the selection and calculation of equipment. The aim of the work is a substation located in the South-Western part of city Omsk, Omsk region.

At present, the electric economy of our country is in active development, due to the rapid growth of cities, the introduction of new technologies in all spheres of life: industrial, household, social. Therefore, substations must provide stable operation, with a high degree of reliability and efficiency. This requires that the substation is provided with reliable and modern equipment. This requires both the construction of new substations and the reconstruction of old ones, some of which were put into operation more than 30-40 years ago. The main directions of modernization are the replacement of obsolete and worn-out equipment with modern energy-efficient installations, more modern types of switches and relay protection. The author also points out that a microprocessor relay protection system was selected to protect the power transformer and the setpoints for it were calculated, based on the bmrz Protection microprocessor block. Batteries for the operating current system consisting of 120 elements were selected. Transformers were calculated and selected to supply the substation's own needs. The lightning protection and grounding system is calculated. The relevance of the reconstruction is due to such factors as: increased load of the substation due to the active pace of construction of residential buildings and the close proximity of a large number of industrial buildings and a railway junction. The author comes to the conclusion that replacement and modernization of substation equipment is required due to its wear and obsolescence.

The graduation work consists of an explanatory note on 45 pages, and the graphic part on 6 A1 sheets.

Содержание

Введение.....	6
1 Характеристика подстанции «Кировская»	8
2 Электрические нагрузки подстанции «Кировская».....	9
3 Выбор и расчёт силовых трансформаторов.....	12
4 Выбор электрической схемы подстанции	17
5 Расчёт токов короткого замыкания	19
6 Выбор оборудования электрической части подстанции 110/10 кВ «Кировская»	26
7 Релейная защита и автоматика ПС 110/10 кВ «Кировская».....	34
8 Система оперативного тока ПС «Кировская».....	38
9 Расчёт и выбор трансформатора собственных нужд.....	40
10 Расчет защитного контура заземления	41
11 Расчет системы молниезащиты	45
Заключение	47
Список используемых источников.....	48

Введение

Электроэнергия важнейший вид ресурса необходимый для существования в привычном нам виде, развития человечества, занимающая ведущую роль во всех областях деятельности человека [2]. Развитие электроэнергетики показывает потенциал темпов технического прогресса, а её доступность качество жизни населения, важны не только различные способы производства энергии, но и её доставка потребителям [18]. В настоящее время электрохозяйство нашей страны находится в активном развитии, в связи со стремительным ростом городов, введением новых технологий во всех сферах жизни: производственной, бытовой, социальной [13]. Следовательно, подстанции должны обеспечивать стабильную работу, с высокой степенью надежности и эффективности, для этого требуется чтобы подстанция была обеспечена надёжным и современным оборудованием [24]. Поэтому требуется как строительство новых подстанций, так и реконструкция старых, некоторые из которых были введены в эксплуатацию более 30-40 лет назад [13]. Основными направлениями модернизации являются замена морально устаревшего и изношенного оборудования на современные энергоэффективные установки, более современные типы выключателей [23] и релейной защиты [19]. Для защиты силового трансформатора была выбрана система микропроцессорной релейной защиты, а также рассчитаны уставки для неё, на основе блока микропроцессорной защиты БМРЗ. Были выбраны аккумуляторы для системы оперативного тока состоящие из 120 элементов. Рассчитаны и выбраны трансформаторы для питания собственных нужд подстанции. Рассчитана система молниезащиты и заземления.

Объектом ВКР является электрическая часть подстанции 110/10 кВ «Кировская». В настоящее время подключение к сетям ОАО «ОМСКЭНЕРГО» в районе подстанции закрыт, существует постоянный

дефицит мощности, реконструкция позволит решить эти проблемы и обеспечить развитие Кировского района города Омск.

1 Характеристика подстанции «Кировская»

Подстанция 110/10кВ «Кировская», находится в Кировском районе города Омска. Обслуживается ОАО «ОМСКЭНЕРГО», являющийся филиалом ПАО «МРСК Сибири». В настоящий момент район активно застраивается жилыми домами, торгово-развлекательными и офисными комплексами, что относится к энергопотребителям второй и третьей категорий. Подстанция введена в эксплуатацию в 1964 году и на начало 2020 года превышен нормативный срок службы трансформаторов, составляющий 25 лет, более чем в 2 раза, в настоящее время подстанция закрыта для подключения, а дефицит мощности составляет 3.516 МВт, в данном случае целесообразно реконструировать подстанцию, проведя:

- Замену силовых трансформаторов 2х25МВА, силовыми трансформаторами мощностью 2х40МВА.
- Замену коммутационного оборудования
- Изменение схемы РУ на сторонах ВН и НН
- Установить микропроцессорную релейную защиту
- Провести расчёты токов КЗ
- Модернизировать систему оперативного тока
- Рассчитать систему молниезащиты и заземления подстанции.

Вывод по разделу 1

В следствии вышеизложенного целью ВКР является реконструкция имеющейся подстанции 110/10кВ «Кировская». Вследствие реконструкции имеющейся подстанции удастся добиться устранения дефицита мощности и создаст запас мощностей на присоединение других потребителей.

2 Электрические нагрузки подстанции «Кировская»

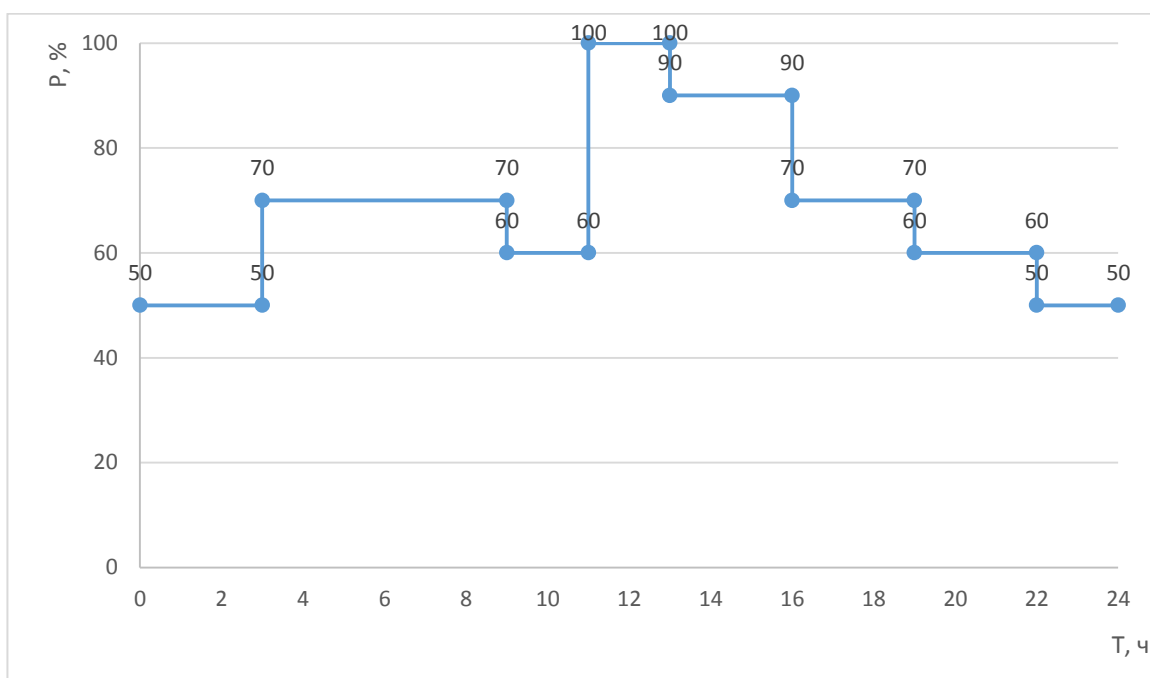


Рисунок 1 – Суточной нагрузки на подстанции 110/10кВ «Кировская»

Произведем расчёт максимальной мощности подстанции по формуле:

$$S_{max} = \frac{P_{max}}{\cos\varphi} \quad (1)$$

Полная максимальная мощность подстанции составляет:

$$S_{max\text{ пс}} = \frac{49}{0,97} = 50,51 \text{ МВА}$$

Исходя из этого выполним построение упорядоченного графика полной мощности $S_{max\text{ пс}}$ подстанции.

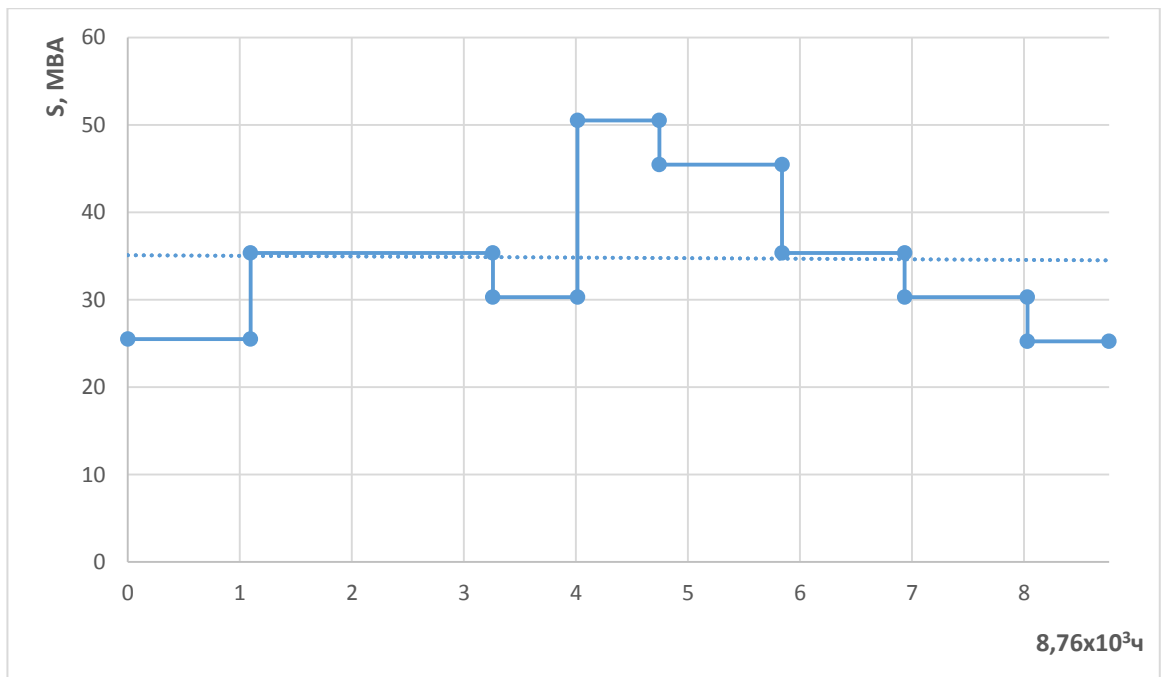


Рисунок 2 – Упорядоченный график полной мощности подстанции

Потребляемую отдельными потребителями электроэнергию найдём по формуле:

$$W_{\text{сум}} = \sum_{i=1}^n P_{in} \cdot t_{in} \quad (2)$$

Требуемое для этого значение активной мощность подстанции определим по ступенчатому графику полной мощности подстанции [7], [17]:

$$P_{in} = P_{\text{max}} \cdot N_{\text{ступ}} \quad (3)$$

Значения реактивной мощности подстанции будут следовать из формулы:

$$Q_{in} = P_{in} \cdot \text{tg}(\varphi) \quad (4)$$

По значению суммарной мощности из таблицы 1, определим продолжительность максимальной годовой нагрузки T_m [1], [6]:

$$T_{max} = \frac{W_{сум}}{P_{max}} \quad (5)$$

$$T_{max} = \frac{295120}{49,0} = 6023$$

Исходя из полученного значения T_{max} , найдём значение коэффициента заполнения графика нагрузки подстанции [2],[6].

$$K_{зап} = \frac{T_{max}}{8760} \quad (6)$$

$$K_{зап} = \frac{6023}{8760} = 0,68$$

Таблица 1- Значение расчётов нагрузок подстанции «Кировская»

Нступ	S,МВА	P, МВт	W,МВт·ч	Q,Мвар
1	25,255	24,5	26830	6.125
2	35,357	34,3	75120	8.575
3	30,306	29,4	21460	7.350
4	50,51	49,0	35770	12.250
5	45,45	44,1	48290	11.025
6	35,357	34,3	37560	8.575
7	30,306	29,4	32200	7.350
8	25,255	24,5	17890	6.125
$W_{сум} = 295120$				

Вывод по разделу 2

Полученные значения из расчёта активных и реактивных мощностей подстанции для всех ступеней графика годовой нагрузки, а потребление энергии и полную мощность внесём в таблицу 1.

3 Выбор и расчёт силовых трансформаторов

С учетом категории потребителей для обеспечения надежности и стабильности бесперебойного электроснабжения выбираем двух трансформаторную схему подстанции. Для двух трансформаторной подстанции $S_{\text{НОМ.Т}}$ приближённо принято определять выражением [14], [20]:

$$S_{\text{НОМ.Т}} \geq 0.7 \cdot S_{\text{max.пс}} \quad (7)$$

$$S_{\text{НОМ.Т}} = 0.7 \cdot 50.51 = 35,357 \text{ МВА}$$

Согласно ГОСТ 12965 – 85 «Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 110 и 150 кВ» [5], округляем расчётную мощность до ближайшей стандартной. По полученному значению выбираем трансформатор ТРДН-40000/110/10 и ТРДН-32000/110/10

Таблица 2 – Основные технические характеристики трансформатора ТРДН - 40000/110/10

$S_{\text{НОМ.Т}}$ МВА	$U_{\text{НОМ.Т}}$, кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
	ВН	НН				
40	115	11,0	10,5	22,0	170,0	0,28

Проверим коэффициент загрузки k_3 для устанавливаемого трансформатора ТРДН-40000/110/10 по формуле [10]:

$$k_3 = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ.Т}} \cdot n} = \frac{50,51}{40 \cdot 2} = 0,63 \quad (8)$$

$$0,5 \leq k_3 \leq 0,7$$

В послеаварийном режиме остается число трансформаторов на один меньше [10]:

$$k_3 = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ.Т}} \cdot (n-1)} = \frac{50,51}{40} = 1,26$$

Проверка показывает, что данный трансформатор удовлетворяет условию коэффициента загрузки как в номинальном, так и в аварийном режимах работы [12].

Таблица 3 – Основные технические характеристики трансформатора ТРДН - 32000/110/10

$S_{\text{НОМ.Т}}$ МВА	$U_{\text{НОМ.Т}}$, кВ		U _к , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
	ВН	НН				
32	115	10,5	11,5	45,0	150,0	0,65

Проверим коэффициент загрузки k_3 для устанавливаемого трансформатора ТРДН-32000/110/10:

$$k_3 = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ.Т}} \cdot n} = \frac{50,51}{32 \cdot 2} = 0,78$$

$$0,5 \leq k_3 \leq 0,7$$

В послеаварийном режиме остается число трансформаторов на один меньше [15]:

$$k_3 = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ.Т}} \cdot (n-1)} = \frac{50,51}{32} = 1,57$$

Проверка показывает, что данный трансформатор не удовлетворяет условию коэффициента загрузки как в номинальном, так и в аварийном режимах работы. Следовательно все последующие расчёты даны для трансформатора ТРДН-40000/110/10

Произведём технико-экономический расчёт установки новых силовых трансформаторов ТРДН-40000/110/10 на подстанцию 110/10кВ «Кировская»

Определим потери в трансформаторе согласно формуле [10]:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{un} \cdot Q_x \quad (8)$$

$$P'_x = 22,0 + 0,05 \cdot 112 = 27,6 \text{ кВт}$$

Потери реактивной мощности определяются выражением [10]:

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} \quad (9)$$

$$Q_x = \frac{0,28}{100} \cdot 40000 = 112 \text{ квар}$$

Напряжение $U_{\text{к.В}}, U_{\text{к.Н}}$ обмоток трансформатора [10]:

$$U_{\text{к.В}} = 0,125 \cdot U_{\text{к.ВН-НН}} \quad (10)$$

$$U_{\text{к.В}} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,31\%$$

$$U_{\text{к.Н}} = 1,75 \cdot U_{\text{к.ВН-НН}} \quad (11)$$

$$U_{\text{к.Н}} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,4\%$$

Потери в трансформаторе при короткозамкнутой вторичной обмотке [10]:

$$Q_{\text{к.Н}} = \frac{U_{\text{к.Н}}}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} \quad (12)$$

$$Q_{\text{к.Н}} = \frac{18,4}{100} \cdot 40000 = 7360 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{к.В}} = \frac{U_{\text{к.В}}}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} \quad (13)$$

$$Q_{\text{к.В}} = \frac{1,31}{100} \cdot 40000 = 524 \text{ квар}$$

$$P'_{\text{к.В}} = P_{\text{к.В}} + k_{un} \cdot Q_{\text{к.В}} \quad (14)$$

$$P'_{\text{к.В}} = 0 + 0,05 \cdot 524 = 26,2 \text{ кВт}$$

$$P'_{\text{к.Н}} = P_{\text{к.Н}} + k_{un} \cdot Q_{\text{к.Н}} \quad (15)$$

$$P'_{\text{к.Н}} = 340 + 0,05 \cdot 7360 = 708 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{к.Н}} = 2 \cdot \Delta P_k = 2 \cdot 170 = 340$$

Произведём технико-экономический расчёт затрат:

Затраты потерь трансформатора I_3 :

$$I_3 = \Delta W_{\text{пс}} \cdot C_3 \quad (16)$$

$$И_э = 1778027 \cdot 1,46 = 2595919 \text{руб.}$$

Значение $C_э$, цена 1кВт/час электроэнергии, взятая на основании актуальных данных сбытовых сетевых компаний.

Отчисления $И_о$ найдём по формуле:

$$И_о = p_{\text{сум}} \cdot K \quad (17)$$

$$И_о = 0,094 * 73900000 = 6946600 \text{руб.}$$

где K – это стоимость трансформаторов,

$p_{\text{сум}}$ - это суммарный коэффициент отчислений равный 0,094.

Рассчитаем приведённые затраты:

$$З_{\text{пр}} = E_n \cdot K + И_о + И_э \quad (18)$$

где E_n - нормативный коэффициент дисконтирования.

$$З_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 73900000 + 2595919 + 6946600 = 20627500 \text{руб.}$$

Вывод по разделу 3

Согласно полученным выше расчётам, сумма приведённых затрат на установку одного трансформатора марки ТРДН-40000/110/10 будут составлять 20 627 500 руб. соответственно.

По результатам расчета и анализа полученных результатов установлено, что силовые трансформаторы марки ТРДН-40000/110/10 являются наиболее подходящими в долгосрочной перспективе в связи с планируемым вводом новых потребителей, а также тем что трансформатор типа ТРДН-32000/110/10 не удовлетворяет требованиям загрузки в аварийных и номинальных режимах. На основании вышеизложенного к установке на понизительной подстанции 110/10 кВ «Кировская»

принимаются два трансформатора марки ТРДН-40000/110/10 установленные параллельно.

4 Выбор электрической схемы подстанции

На основании стандарта «Основные решения по схемам подстанции принимаются с учетом обеспечения надежности, перспектив развития, проведения ремонтных работ и безопасности эксплуатации» [1]. На основании требований к компоновке РУ 110кВ и требований по надёжности электроснабжения схему РУ 110кВ необходимо выполнить с ремонтной перемычкой со стороны силовых трансформаторов [11], [12]. В данном случае наиболее рациональным для установки на подстанции 110/10кВ «Кировская» будет выбрать типовую схему ОРУ 110кВ 110-4Н «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линий» [10], а распределяющее устройство РУ-10кВ схему с двумя секционированными системами шин [20].

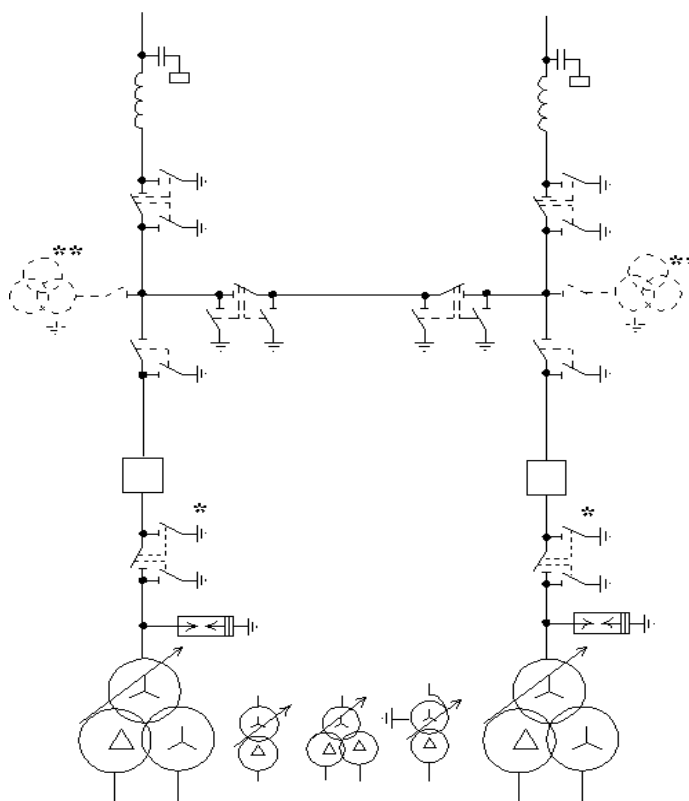


Рисунок 3 – Блочная схема двух трансформаторной подстанции: 4Н – два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий

Вывод по разделу 4

В данном разделе была выбрана схема подстанции типа 4-Н, данная схема ОРУ 110 кВ позволяет обеспечить в нормальном режиме функционирование при оперативных переключениях, возникновении токов КЗ в цепях трансформаторов по стороне 110кВ.

Сторона 10 кВ в данном случае выполняется с двумя секционированными системами шин, что позволяет обеспечить при использовании данной схемы на подстанции с трансформаторами с расщеплёнными обмотками данная схема обеспечит ограничение токов КЗ и позволит разделить питание потребителей подстанции, а ограничение токов КЗ позволит выполнить выбор коммутационных аппаратов на меньшие токи отключения, что благоприятно скажется на продолжительности из службы.

5 Расчёт токов короткого замыкания

«Расчеты токов КЗ вызвано необходимостью защиты электрооборудования понизительных подстанций и электрических сетей в целом от разрушительного воздействия, оказываемое токами КЗ на энергосистему» [16] приводящие к аварийным ситуациям в энергосистеме, вызывают повреждение и нарушение работы дорогостоящего электрооборудования. В случае критических повреждений оборудования могут привести к нарушению электроснабжения потребителей различных категорий, особенно в случае системного характера токов КЗ [7].

Для расчётов используем расчётную схему и схему замещения.

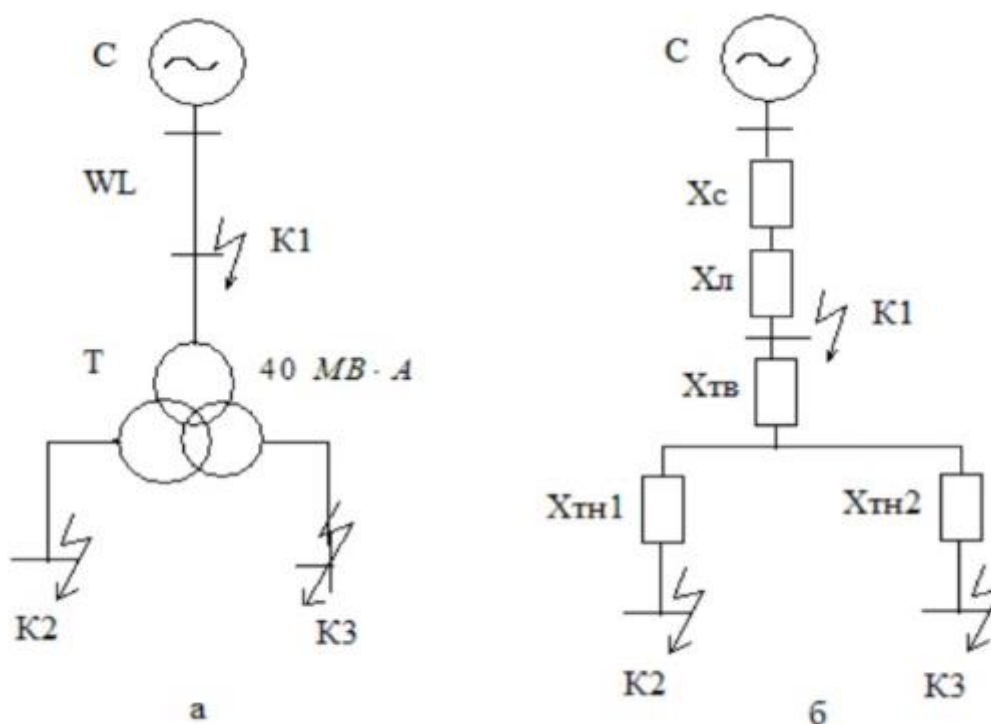


Рисунок 4 – Расчётная схема и схема замещения

Характеристики системы для расчётов токов КЗ:

Система: $U_H = 110$ кВ; $S_k = 1500$ МВА; $S_6 = 100$ МВА.

Характеристика линии: воздушная линия; $U_H = 110$ кВ; $X_0 = 0.4 \frac{\text{ОМ}}{\text{км}}$;

$l=18$ км.

Характеристика силового трансформатора: $S_H = 40$ МВА; $S_6 = 100$ МВА.

Расчет трёхфазных токов короткого замыкания в точке К1.

Определим сопротивление системы:

$$X_c = \frac{S_6}{S_k} = \frac{100}{1500} = 0,06 \quad (19)$$

Рассчитаем сопротивление питающей ВЛ 110 кВ использующейся для питания от внешней системы электроснабжения:

$$X_l = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_H^2} \quad (20)$$
$$X_l = 0,4 \cdot 18 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,54$$

Произведём расчёт сопротивления обмоток трансформаторов:

Сопротивление обмоток высокой стороны:

$$X_{Т.ВН} = \frac{U_{к.в\%} \cdot S_6}{100 \cdot S_{ном.Т}} \quad (21)$$
$$X_{Т.ВН} = \frac{1,31 \cdot 100}{100 \cdot 40} = 0,032$$

Сопротивление обмоток низкой стороны:

$$X_{Т.НН} = \frac{U_{к.н\%} \cdot S_6}{100 \cdot S_{ном.Т}} \quad (22)$$
$$X_{Т.НН} = \frac{18,4 \cdot 100}{100 \cdot 40} = 0,46$$

Результирующее сопротивление:

$$X_{рез} = X_l + X_c \quad (23)$$

$$X_{рез} = 0,06 + 0,54 = 0,6$$

Базисный ток определим по формуле:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (24)$$

$$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА}$$

Определим действующее периодическое значение тока КЗ в момент аварии:

$$I_{к.з}^3 = \frac{E_c}{X_{сум}} \cdot I_6 \quad (25)$$

$$I_{к.з}^3 = \frac{1}{0,6} \cdot 0,502 = 0,83 \text{ кА}$$

Определим ударный ток КЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{к.з}^3 \cdot k_{уд} \quad (26)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 0,83 \cdot 1,8 = 2,11 \text{ кА}$$

Расчет трёхфазных токов короткого замыкания в точке К2 и К3.

Вследствие того, что сопротивление точек К2 и К3 равно, допустимо рассчитать эти токи только для одной точки.

Значение результирующего сопротивления $X_{рез.2}$ до точки К2:

$$X_{рез.2} = X_c + X_l + X_{Т.НН} + X_{Т.ВН} \quad (27)$$

$$X_{рез.2} = 0,06 + 0,54 + 0,46 + 0,032 = 1,092$$

Базисный ток определим по формуле:

$$I_{6.2} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (28)$$

$$I_{6.2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,49$$

Определим действующее периодическое значение тока КЗ в момент аварии:

$$I_{к.з.2}^3 = \frac{E_c}{X_{сум}} \cdot I_6 \quad (29)$$

$$I_{к.з.2}^3 = \frac{1}{1.092} \cdot 5.49 = 5.027 \text{ кА}$$

Определим ударный ток КЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{к.з.}^3 \cdot k_{уд} \quad (30)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 5,027 \cdot 1,9 = 13,50 \text{ кА}$$

Таблица 4 - Результаты расчётов токов КЗ для подстанции 110/10 кВ «Кировская»

Шина	Точка КЗ	U_n	$k_{уд}$	$I_{к.з.}^3$	$I_{к.з.2}^3$	$i_{уд}$
ВН	К1	110	1,8	0,83	-	2,11
НН	К2 (КЗ)	10	1,9	-	5.027	13,50

На основании полученных данных расчётов токов КЗ на шинах подстанции 110/10 кВ «Кировская» произведём выбор оборудования и его компоновки, на электрической части подстанции [14], [21].

Расчет несимметричных токов КЗ в точке К1

Значение сопротивлений прямой и обратной последовательностей:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = X_c + x_l \quad (31)$$

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = 0.06 + 0.54 = 0.6$$

Произведём расчёт линии нулевой последовательности [20]:

$$x_{0,л} = x_0 \cdot l \cdot 3 \cdot \frac{S_6}{U_H^2} \quad (32)$$

$$x_{0,л} = 0,4 \cdot 18 \cdot 3 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,163$$

$$x_{0\Sigma} = \frac{(x_c + x_{0,л}) \cdot X_{Т.ВН}}{x_c + x_{0,л} + X_{Т.ВН}} \quad (33)$$

$$x_{0\Sigma} = \frac{(0,06 + 0,163) \cdot 0,032}{0,06 + 0,163 + 0,032} = 0,027$$

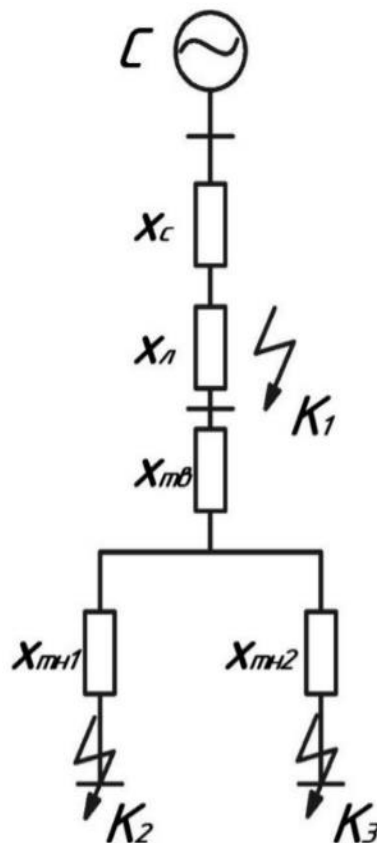


Рисунок 5 – Схема замещения прямой и обратной последовательности

Однофазное КЗ:

$$I_{К.З}^1 = 3 \cdot \frac{1}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} \cdot I_6 \quad (34)$$

$$I_{К.З}^1 = 3 \cdot \frac{1}{0,6 + 0,6 + 0,027} \cdot 0,502 = 1,22 \text{ кА}$$

Двухфазное КЗ:

$$I_{к.3}^2 = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} \cdot I_6 \quad (35)$$

$$I_{к.3}^2 = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{0,6 + 1,092} \cdot 0,502 = 0,72 \text{кА}$$

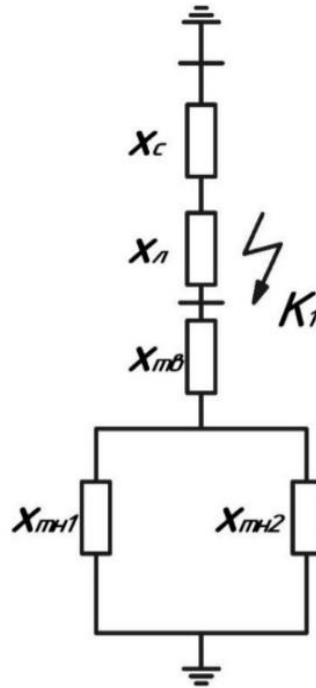


Рисунок 6 –Схема замещения нулевой последовательности

Двухфазное КЗ на землю:

$$I_{зем}^2 = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{x_{1\Sigma} + \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}} \cdot I_6 \quad (36)$$

$$I_{зем}^2 = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{0,6 + \frac{0,6 \cdot 0,027}{0,6 + 0,027}} \cdot 0,502 = 1,38$$

Ударный ток соответствующего КЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{к.3}^1 \cdot k_{уд} \quad (37)$$

$$i_{уд}^1 = \sqrt{2} \cdot 0,87 \cdot 1,8 = 2,21 \text{кА}$$

$$i_{уд}^2 = \sqrt{2} \cdot I_{к.3}^2 \cdot k_{уд} \quad (38)$$

$$i_{уд}^2 = \sqrt{2} \cdot 0,51 \cdot 1,8 = 1,29 \text{кА}$$

$$i_{уд.зем}^2 = \sqrt{2} \cdot I_{зем}^2 \cdot k_{уд} \quad (39)$$

$$i_{уд.зем}^2 = \sqrt{2} \cdot 1,39 \cdot 1,8 = 3,53 \text{кА}$$

Расчет несимметричных токов КЗ в точке К2 и К3

Сопротивление прямой и обратной последовательности:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = X_c + x_l + X_{Т.ВН} + X_{Т.НН} \quad (40)$$

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = 0,06 + 0,54 + 0,032 + 0,46 = 1,092$$

Двухфазное КЗ:

$$I_{к.з}^2 = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} \cdot I_6 \quad (41)$$

$$I_{к.з}^2 = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{1,092 + 1,092} \cdot 0,502 = 0,39 \text{кА}$$

Ударный ток:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{к.з}^2 \cdot k_{уд} \quad (42)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 0,39 \cdot 1,8 = 0,99 \text{кА}$$

Вывод по разделу

Выбор оборудования понизительных подстанций будет проходить на основании расчётных симметричных и несимметричных токов КЗ, которые были вычислены в данном разделе, это позволит обеспечить их соответствие вероятным нагрузкам и защитить высоковольтное оборудование от влияния токов КЗ.

6 Выбор оборудования электрической части подстанции 110/10 кВ «Кировская»

Выбор высоковольтного оборудования подстанции важный этап поскольку от данного оборудования будет зависеть своевременность реакции на аварийные ситуации, безопасность работы с оборудованием, в том числе проведение ремонтных работ [1], [9], [24], [26].

1. Первый этап – выбор электрооборудования для ОРУ-110 кВ
2. Второй этап – выбор электрооборудования для ЗРУ-10 кВ.

Таблица 5 – Список технических решений, применяемых для реконструкции ПС 110/10 кВ

Электрооборудование	До реконструкции	После модернизации
Выключатель	-	Элегазовый выключатель типа ВГТ-110кВ
Отделитель	ОД-110 кВ	ОД-110 кВ
Короткозамыкатель	КЗ-110 кВ	КЗ-110 кВ
Разъединитель	РЛНД-110 6 шт.	РНДЗ-2-110/630
Ограничитель напряжений	РВС-110	ОПН-110
КРУН – 10 кВ	2шт.	2шт.

Согласно ПУЭ [12], выбор всех видов оборудования должен проводиться строго по номинальным значениям, в число которых входят номинальный ток, номинальное напряжение и т.д.

Выполним расчёт для выбора силового выключателя на стороне 110кВ подстанции [10], [14].

Найдем номинальный ток продолжительного режима с учетом 40% перегрузки составляет [2], [14]:

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{U_{н.г}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (43)$$

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 280 \text{ А}$$

Термическая стойкость КЗ с продолжительностью $t_{откл}=0,3$ с:

$$W_k = I_{n.o}^{(1.1)2} \cdot (t_{откл} + T_a) \quad (44)$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей КЗ равная 0.05с.

По (44) получим:

$$W_k = 4.3^2 \cdot (0.3 + 0.05) = 6,5 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

На основании расчётных данных выбираем силовые элегазовые выключатели 110 кВ типа ВГТ.

Максимальное значение апериодической составляющей тока КЗ:

$$\tau = 0,01 + t_{с.в.} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{с}$$

где τ – расчетное время, соответствующее времени размыкания КЗ

Апериодическая составляющая в токе КЗ в момент выключения выключателя:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o}^{(1.1)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (45)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 4.3 \cdot e^{-\frac{0.04}{0.05}} = 2.73 \text{кА}$$

Таблица 6 - Каталожные и расчетные величины выключателя ВГТ производства СЭЩ

Выключатель	
Каталоговые данные	Расчетные данные
$U_{сет.ном} = 110 \text{кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{кВ}$
$I_{ном} = 1250 \text{А}$	$I_{max} = 280 \text{А}$
$i_{прс} = 105 \text{кА}$	$i_{уд} = 2.11 \text{кА}$
$I_{откл}^2 t_T = 187.5 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_k = 16.384 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$

Определим номинальный длительный ток разъединителя:

$$I_{\text{НОМ}} = 630\text{А} \geq I_{\text{НОМ}} = 1.4 \cdot \frac{U_{\text{н.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \quad (46)$$

$$I_{\text{НОМ}} = 1.4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 280 \text{ А}$$

Рассчитаем значение тока короткого замыкания для проверки на динамическую стойкость:

$$i_{\text{пр.с.}} = \sqrt{2} \cdot I_T \quad (47)$$

$$i_{\text{пр.с.}} = \sqrt{2} \cdot 80 = 113\text{кА} \geq i_{\text{уд}} = 17.16\text{кА}$$

Проверка на термическую стойкость:

$$\begin{aligned} I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} &= 80^2 \cdot 0,3 = 1280 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_{\text{к}} = I_{\text{п.о}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = \\ &= 6.9^2(0.3 + 0.05) = 16.66 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \end{aligned}$$

Опираясь на выше произведённые расчёты, выбираем разъединитель РНДЗ-2-110/630.

Таблица 7 - разъединитель РНДЗ-2-110/630

Наименование величины	Расчётные данные	Каталожные данные	Единица измерения
$U_{\text{НОМ}}$	110	110	В
$I_{\text{НОМ}}$	280	630	А
$i_{\text{пр.с.}}$	17.16	113	кА
$I_T^2 \cdot t_{\text{откл}}$	16.66	1280	кАс ²

Согласно ПУЭ, выбор трансформаторов тока производится по номинальным значениям параметров.

Таблица 8 – Условия и номинальные значения параметров, для выбора трансформатора тока

Условия выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение		
$U_{нр} \geq U_{ном}$	110кВ	126кВ
Длительный номинальный ток		
$I_{нр} \geq I_{ном}$	280А	100-200-400А
Термическая стойкость		
$I_T^2 \cdot t_{откл} \geq I_K^2 \cdot t_K$	16.66 кАс ²	63кАс ²
Номинальный ток динамической стойкости		
$i_y < i_{пр.с}$	17.16кА	40кА

Допустимая нагрузка вторичных цепей трансформатора тока и сечение проводов подключения электроизмерительных приборов к цепям ТТ:

$$S_{приб} = 0.1 \text{ВА} \quad (48)$$

Сопротивление измерительных приборов, подключенных к цепям трансформатора тока:

$$r_{приб} = \frac{S_{\Sigma пр}}{I_H^2} \quad (49)$$

$$r_{приб} = \frac{0,1}{5^2} = 0.004 \text{ Ом}$$

$$r_{пров} = r_2 - r_{приб} - r_K \quad (50)$$

$$r_{пров} = 3.3 - 0.004 - 0,1 = 3.2 \text{ Ом}$$

На основании расчёта сечения соединительных проводов составит 2,5 мм². Выбираем трансформатор тока для силовых трансформаторов ТВТ – 110.

Выбор трансформаторов напряжения выполняется по номинальному напряжению $U_{ном}$, конструкции, а так-же схеме соединений обмоток, классу точности и допустимой вторичной нагрузки.

Нагрузка трансформатора напряжения должна удовлетворять условию:

$$S_2 \leq S_{2\text{ном}}$$

где S_2 это совокупность всех измерительных приборов и реле присоединённых к данному трансформатору напряжений.

ОПН предназначается для защиты электрооборудования подстанции от грозовых и коммутационных перенапряжений. В связи с этим ОПН являются практическим элементом, благодаря этому они получили широчайшее применение [24]. Несмотря на большое количество производителей и заводов изготовителей ОПН все они обладают приблизительно схожим рядом технических характеристик. Поэтому мы выбираем разрядники типа ОПН-П. Все ОПН-П для ОРУ-110 кВ предназначены для наружного применения и в климатической зоне У-1. Таким образом мы учитываем технические требования выбора оборудования ОРУ-110.

В соответствии с техническим заданием модернизации ПС 110/10 кВ, с модернизацией распределительного устройства 10 кВ будут произведены следующие работы:

- установка вакуумных выключателей ВВУ.
- установка релейной защиты типа БМРЗ.
- установка КБП – 301.
- установка трансформаторов тока ТПЛ – 6 кВ.
- установка ОПН-10.
- установка счетчика системы учета.
- установка новых ячеек КРУ.

Перспективным типом ячеек, предназначенных для установки в ЗРУ 10кВ являются КРУ. Данный тип ячеек обладает множеством преимуществ. Оптимальным является комплектация данных ячеек вакуумными выключателями ВВУ, ТТ типа ТОЛ, трансформаторами напряжения НАЛИ-СЭЩ, ОПН на 10кВ, а также современной микропроцессорной релейной защитой.

Расчетный ток нагрузки на стороне низкого напряжения, с учётом 40% перегрузки для выбора выключателей:

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot 2} \quad (51)$$

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 1540 \text{ А}$$

Тепловая стойкость КЗ с длительностью $t_{откл}=0,3\text{с}$ составляет:

$$B_K = I_{n.o}^{(1.1)^2} \cdot (t_{откл} + T_a) \quad (52)$$

$$B_K = 6,4^2 \cdot (0,3 + 0,1) = 16,384 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбираем вакуумный выключатель серии ВВУ производства отечественного предприятия «Электроцит».

Таблица 9 – ВВУ-СЭЦ-10-У1

ВВУ-СЭЦ 10-У1		
Расчётные данные	Каталожные данные	Единицы измерения
$U_{ном} = 10$	$U_{ном} = 10$	кВ
$I_{max} = 280$	$I_{ном} = 1000$	А
$I_{п.0}^{(3)} = 16,66$	$I_{отк.ном} = 31,5$	кА
$i_{a.т} = 2.73$	$I_{a.ном} = 8,91$	кА
$I_{n,0} = 6.4$	$I_{пр.с} = 31.5$	кА
$i_{уд} = 2.11$	$i_{пр.с} = 44.55$	кА
$B_K = 16,384$	$t_{отк} = 198$	кАс ²

Трансформатор тока на стороне 10 кВ выбирается по номинальному напряжению $U_{ном}$, номинальному длительному току $I_{ном,д}$, проверкам на электродинамическую и термическую стойкости, а также по конструкции, классу точности и вторичной нагрузке: где $Z_2 \leq Z_{2ном}$

$Z_{2\text{НОМ}}$ — это полное сопротивление нагрузки на трансформатор тока при данном классе точности, которое можно приблизительно принять как $Z_2 \approx R_2$.

Осуществляется контроль за работой трансформатора по стороне низкого напряжения на основе данных: амперметра, ваттметра, варметра, счётчиков активной и реактивной энергий [3], [8], [11], [25].

Общая нагрузка вторичной обмотки ТТ будет составлять:

$$S_{\text{приб}} = 0,1 + 3 \cdot 2 + 3 \cdot 2,5 + 0,5 + 0,5 = 14,6 \text{ ВА}$$

Приближённое значение сопротивления вторичной цепи:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{\text{н}}^2} = \frac{14,6}{25} = 0,584 \text{ Ом}$$

Определим сечение проводника при длине проводов составляющей 45 метров:

$$s = \frac{\rho \cdot l}{r} = \frac{0,0283 \cdot 45 \cdot \sqrt{3}}{4,1} = 0,54 \text{ мм}^2$$

Примем стандартное значение сечения провода в $2,5 \text{ мм}^2$. Выбираем трансформатор ТЛК-СТ-10 производства «Самарский Трансформатор».

Вывод по разделу 6

Выбор высоковольтного оборудования подстанции важный этап так как от данного оборудования зависит безопасность и надёжность работы подстанции. Поэтому в ходе данного раздела было выбрано следующее высоковольтное оборудование: высоковольтный выключатель ВГТ-110; разъединитель РНДЗ-2-110; трансформатор тока 110кВ типа ТВТ-110;

высоковольтные выключатели 10кВ типа – ВВУ-10; трансформатор тока 10кВ типа ТЛК-10.

7 Релейная защита и автоматика ПС 110/10 кВ «Кировская»

«Релейная защита и Автоматика — это совокупность множества устройств, предназначенных для скорейшего выявления и отключения от общей электрической сети поврежденного участка с целью сохранения нормального режима работы всей оставшейся энергосистемы» [12], [26]. Основное и единственное назначение релейной защиты и автоматики (РЗА) в быстром изолировании путём отключения поврежденного участка электроэнергетической системы для обеспечения сохранности дорогостоящего оборудования и повышения надёжности электроснабжения потребителей бесперебойным питанием [24]. Так как силовые трансформаторы являются наиболее дорогостоящей частью подстанции [22], а их стоимость составляет десятки миллионов рублей, и срок их службы рассчитан на десятилетия поэтому вовремя не ликвидированное короткое замыкание может привести к повреждению и даже разрушению дорогостоящего оборудования. И хотя трансформаторы обладают встроенной газовой защитой, основанной на газовом реле, её абсолютно недостаточно для надёжной и долгой работы подстанции в нормальном расчётном режиме. В ходе реконструкции предлагается заменить неоднократно ремонтируемую и имеющий большой износ, несмотря на периодическую замену реле на более современные аналоги РЗаА. Предлагается заменить оборудование РЗаА подстанции «Кировская» на микропроцессорные устройства защиты серии «БМРЗ» отечественного производителя НТЦ «Механотроника». Как устройство серии «БМРЗ-152-КЛ1-01», сочетающее в себе функции токовую отсечку (ТО), максимальную токовую защиту (МТЗ), логическую защиту шин (ЛЗШ), дуговую защиту (ДгЗ), защиту от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ), защиту обрыва фаз и не симметрии нагрузок (ЗОФ). При эксплуатации данных устройств, а также сигнализации, связи и общей автоматикой требуется их питание постоянным током, следовательно, на

подстанции для этих целей должен использоваться оперативный постоянный ток.

Таблица 10 – Уставки релейной защиты

Наименование величины	Метод определения	Числовое значение для стороны	
		115 кВ	10,5 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, А	$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$	$I_{\text{НОМ}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 200,81$	$I_{\text{НОМ}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2199,50$
Коэффициент трансформации	k_I	200/5	600/5
Схема соединения ТТ	$k_{\text{сх}}$	$\Delta\sqrt{3}$	Y1
Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{\text{НОМ.ВТ}} = \frac{I_{\text{НОМ}} k_{\text{сх}}}{k_I}$	$\frac{200,81 \cdot \sqrt{3}}{40} = 8,69$	$\frac{2199,5 \cdot 1}{120} = 18,32$
Уставка	$I_{\text{НОМ.ВН}}, I_{\text{НОМ.НН}}$	8,69	18,32
Размах РПН, %	Размах РПН	$\frac{100 \cdot (126 - 96,5)}{2 \cdot 111,25} = 13$	

Произведём расчёт уставок дифференциальной защиты ДЗТ-2:

Небалансный ток равен:

$$I_{\text{Нб}} = K_A \cdot k_{\text{одно}} \cdot f_i \cdot I_{\text{п (внеш)}} \quad (53)$$

$$I_{\text{Нб}} = 1 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 11,6 = 0,58 \text{ кА}$$

где $k_{\text{одно}}$ – коэффициент однотипности ТТ = 0,5

А f_i – допустимая 10 % погрешность ТТ = 0,1

Отсюда найдём уставку срабатывания

$$\frac{I_{\partial 1}}{I_{\text{баз}}} \geq k_{\text{н}} \cdot I_{\text{Нб}} = 1,3 \cdot 0,58 = 0,75$$

Принимаем уставку срабатывания ДЗТ-2 равной $\frac{I_{\partial 1}}{I_{\text{баз}}} = 0,8$

Коэффициент снижения тормозного тока:

$$k_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - I_{\text{Нб}}} \quad (54)$$

$$k_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - 0,58} = 0,64$$

Расчётный коэффициент торможения:

$$k_{\text{тор}} = 100 \cdot k_{\text{н}} \cdot \frac{I_{\text{нб}}}{k_{\text{сн.т}}} \quad (55)$$
$$k_{\text{тор}} = 100 \cdot 1,3 \cdot \frac{0,58}{0,64} = 117,8$$

Примем уставку коэффициента торможения равной $k_{\text{тор}} = 120$

Уставка второй точки излома:

$$\frac{I_{\text{т2}}}{I_{\text{ном}}} = 2$$

Уставка блокировки по второй гармонике:

$$\frac{I_{\text{дг1}}}{I_{\text{дг2}}} = 0,15$$

Расчёт уставки дифференциальной отсечки (ДЗТ-1). Значение максимального внешнего тока КЗ:

$$I_{\text{кз.вн.мах}} = \frac{I_{\text{кз}}}{I_{\text{ном}}} \quad (56)$$
$$I_{\text{кз.вн.мах}} = \frac{1534}{200,81} = 7,65\text{А}$$

Уставка токовой отсечки:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 7,65 = 6,41$$

Отсюда, уставку токовой отсечки принимаем равной $\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} = 7\text{А}$.

Вывод по разделу:

Выбрано микропроцессорное оборудование модели «БМРЗ-152-КЛ1-01».

8 Система оперативного тока ПС «Кировская»

Система оперативного тока, необходима для работы подстанции в случае аварийных ситуаций энергосистемы, потери питающего напряжения от ВЛ-110кВ. Система оперативного тока состоит как правило и комплекса аккумуляторных батарей, коммутационного оборудования, а также системами питания, управления релейной защиты [8], [22], [25]. Её преимущества — это простота устройства и независимость от внешнего источника питания. Для системы постоянного оперативного тока выбираем 2 аккумуляторные батареи стеллажного размещения типа 6 GroE 600 classic производства Exide Technologies, состоящие из 120 элементов каждый.

Параметр	Значение
Тип	6 GroE 600 classic
Напряжение, В	2
Ёмкость, А*ч	600
Внутреннее сопротивление, мОм	0,283
Ток короткого замыкания, А	7275
Количество пар полюсов	1

Таблица 11 – Каталожные данные аккумуляторной батареи

Выбранный в данном разделе тип аккумуляторных батарей располагается в отдельном помещении, обладают удовлетворительной степенью эффективности и надёжности для обеспечения работы оперативного тока подстанции, универсальны и имеют возможность работы как с отечественным, так и с зарубежным оборудованием, имеют долгий срок службы, порядка 25 лет позволяющий снизить общие затраты и издержки на периодическую замену и обслуживание оборудования. Для батареи в здании ОПУ предусматривается отдельное помещение, оборудованное системами приточной – вытяжной вентиляции и поддержания постоянной оптимальной для работы батарей температуры. Расположение элементов аккумуляторных

батарей выполнено в 2 ряда на стеллажах, которые поставляемых в комплектах с аккумуляторными батареями.

Выводы по разделу:

При выполнении раздела 8 выпускной квалификационной работы выполнен выбор оборудования для питания цепей оперативного тока подстанции «Кировская». Оборудование оперативного тока подстанции необходимо для содержания собственных нужд подстанции в случае чрезвычайных аварийных ситуаций, на основании факторов, изложенных в разделе 8.

Выбрано оборудование иностранного производителя Exide Technologies типа 6 GroE 600 classic удовлетворяющее требованиям обеспечения нужд системы питания цепей оперативного тока подстанции «Кировская», обладающее высокой степенью надёжности и срока службы, а также совместимостью с оборудованием отечественных производителей.

9 Расчёт и выбор трансформатора собственных нужд

«На электростанциях и подстанциях 35-220 кВ и более для питания электроэнергией вспомогательных приборов, агрегатов и прочих потребителей собственных нужд (с. н.) используют разветвленные системы электрических соединений. Они обеспечивают нормальное функционирование подстанций, гарантируя бесперебойное электроснабжение ответственных потребителей оперативным переменным, постоянным током. Обесточенные устройств С. Н. может привести к полному погашению подстанции, либо стать причиной развития серьезных проблем в будущем при её восстановлении, вводе в работу» [11].

Таблица 12 – Ведомость потребителей

Наименование потребителей	Мощность потребителя, кВт
Устройства охлаждения трансформаторов	10
Питание РПН трансформаторов	2,2
Подогрев выключателей и приводов	11,3
Шкаф КРУ	32
Освещение и обогрев КРУ	5,5
Сеть аварийного освещения	13
Подогрев релейного шкафа	2
Звуковая сигнализация	0,1
Заряд и обогрев	35
Итого	111,2

Расчетная активная мощность на один ТСН:

$$S_{Т.с.н} = 0,7 \cdot \sum P_{с.н} \quad (57)$$

$$S_{Т.с.н} = 0,7 \cdot 111,2 = 77,84$$

По расчётным значениям выбираем трансформатор ТМ-110/0,4 кВ.

Вывод по разделу 9

Выбран трансформатор марки ТМ, модель ТМ-110/0,4кВ.

10 Расчет защитного контура заземления

Заземление электроустановок применяется с целью соединения электроустановок с заземляющим устройством с целью предупреждения получения электротравм, а также сохранения на них достаточно низкого потенциала и обеспечения нормальной работы системы в выбранном режиме [11], [12].

Наименование параметра	Значение
Площадь подстанции, S^2	65x90
Электрическое сопротивление грунта ρ , Ом · м	1
Время срабатывания релейной защиты $t_{с.з}$, с	0,01
Время отключения выключателя $t_{о.в}$, с	0,04
Ток КЗ при однофазном замыкании, кА	5,027

Таблица 13 – Исходные данные расчёта защитного заземления

Согласно [4] при $\tau = 0,04$ максимальное допустимое напряжение прикосновения $U_{пр}$ не должно превышать 500В.

Выполним расчёт напряжения прикосновения:

Для этого используем формулу:

$$k_{пр} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_\Gamma}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}} \quad (58)$$

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

$l_B = 5$ м – длина вертикального заземлителя;

$L_\Gamma = 340$ м – длина горизонтального заземлителя;

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

$S = 5850$ м² – площадь заземляющего устройства;

β – коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека $R_{ч}$ (1000 Ом) и сопротивлению растекания тока от ступени R_c (для аллювиальных почв Омска 60 Ом · м).

Рассчитаем коэффициент β :

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c} \quad (59)$$
$$\beta = \frac{1000}{1000 + 60} = 0,94$$
$$k_{\text{пр}} = \frac{0,5 + 0,94}{\left(\frac{5 \cdot 340}{8,5 \cdot \sqrt{5850}}\right)^{0,45}} = 0,93$$

Согласно плану заземления, определим количество вертикальных заземлителей:

$$n = \left(\frac{a+b}{L} + 1\right) \cdot 2 \quad (60)$$

Расстояние между вертикальными заземлителями L не менее 6 метров.

$$n = \left(\frac{65 + 90}{6} + 1\right) \cdot 2 = 53,6$$

Отсюда, принимаем число вертикальных заземлителей равным 54.

Определим напряжение заземлителя:

$$U_3 = \frac{U_{\text{доп}}}{k_{\text{пр}}} \quad (61)$$
$$U_3 = \frac{500}{0,93} = 537,6\text{В}$$

Полученное значение удовлетворяет условию $U_3 = 537,6 \leq U_{\text{ном}} = 10\text{кВ}$.

Вычислим сопротивление заземляющего устройства:

$$R_3 = \frac{U_3}{I_{\text{кз}}} \quad (62)$$

$$R_3 = \frac{537,6}{1534} = 0,35 \text{ Ом}$$

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_B = n \cdot l_B \quad (63)$$

$$L_B = 54 \cdot 5 = 270 \text{ м}$$

Найдём глубину погружения электродов:

$$0,1 \geq \frac{l_B \cdot t_0}{\sqrt{S}} \quad (64)$$

$$\frac{5 \cdot 0,7}{\sqrt{5850}} = 0,045 \leq 0,1$$

Найдём значение A [4]:

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_B \cdot t_0}{\sqrt{S}} \quad (65)$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,045 = 0,40$$

Имея расчётные данные определим общее сопротивление заземлителя:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_B + L_r} \quad (66)$$

$$R_3 = 0,40 \cdot \frac{20}{\sqrt{5850}} + \frac{20}{340 + 270} = 0,13 \text{ Ом}$$

Полученное значение R_3 удовлетворяет полностью условию $R_3 = 0,13 \leq R_{3,доп} = 0,35$.

Вычислим напряжение прикосновения:

Напряжение прикосновения должно удовлетворять следующему условию:

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

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{пр}} \cdot I_{\text{кз}} \cdot R_{\text{з}} \quad (67)$$

$$U_{\text{пр}} = 0,93 \cdot 0,13 \cdot 1534 = 185,4\text{В}$$

Полученный результат меньше максимального напряжения прикосновения равное 500 В и удовлетворяет вышеуказанному условию [11], [12].

В ходе реконструкции подстанции будет смонтировано наружное заземляющее устройство, состоящее из контура вертикальных и горизонтальных заземлителей.

Вывод по разделу

С целью предупреждения получения электротравм, обеспечения работы системы в выбранном режиме и сохранении низкого потенциала на оборудовании были проведены расчёт защитного контура заземления подстанции, согласно данным расчётов из раздела 10 на подстанции будет смонтировано наружное защитное заземление, состоящее из системы вертикальных и горизонтальных заземлителей.

11 Расчет системы молниезащиты

Обязательной частью любой силовой подстанции является молниезащита. Она предназначена для защиты дорогостоящего оборудования от поражения молниями и безопасного отвода его на землю. Обеспечивая таким образом минимальный или и вовсе отсутствующий ущерб [11], [12], [24].

Система молниезащиты как правило выполняется в виде комплекса молниеотводов основной частью которых является молниеприёмник, железный штырь диаметром не менее 6мм, основные используемые диаметры 8мм или 10мм, выполненный из оцинкованной либо нержавеющей стали или меди. А также натянутых между ними молниеприёмных тросов. Для обеспечения достаточной защиты подстанции возьмём высоту молниеотводов равную 19м

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода r_x , м, определяется по следующей формуле:

$$r_x = h_a \cdot \frac{1.6}{1 + \frac{h_x}{h}} \quad (68)$$
$$r_x = 13.7 \cdot \frac{1.6}{1 + \frac{5.3}{19}} = 17.7\text{м}$$

где h_a - активная часть молниеотвода (превышение молниеотвода над защищаемым уровнем);

h_x - высота защищаемых объектов

h - полная высота молниеотвода.

h_x - высота защищаемых объектов.

В тех случаях, когда для защиты подстанции недостаточна установка одного или двух молниеотводов, устанавливают три, четыре, а иногда и более молниеотводов, устанавливая их на входных и трансформаторных порталах подстанции. При невозможности установки стержневых

молниеотводов на указанных порталах устанавливают отдельно стоящие молниеотводы высотой 19 м [11].

Необходимым условием защищенности всей площади, подстанции на высоте h_x является:

$$D \leq 8 \cdot h_a \cdot P$$

где D - наибольшая диагональ четырехугольника (при четырех молниеотводах) или диаметр окружности, проходящей через следы молниеотводов (при трех).

P - постоянная (для молниеотводов при $h < 30$ м, $P = 1$).

$$D = \sqrt{45^2 + 36^2} \approx 57,62 \text{ м}$$

$$57,62 \leq 8 \cdot 13,7 \cdot 1 = 109,6;$$

Поскольку условие выполняется то молниеотводы выбраны верно.

Выводы по разделу 11

По проведённым расчетам молниезащиты для электрооборудования, находящиеся на территории подстанции выбран метод двойного стержневого молниеотвода. Надежность защиты 0,99. Высота молниеотвода 19 м. Расстоянии между молниеотводами $L = 20$ м.

Заключение

В ВКР была рассмотрена реконструкция и модернизация оборудования подстанции 110/10 кВ «Кировская» находящаяся в городе Омске.

В ходе работы было выявлено недостаточная мощность подстанции, исчерпанный ресурс оборудования подстанции, активное расширение района нахождения подстанции и запросы на подключение потребителей, которые уже превышают действительный ресурс подстанции. На основании этих факторов данная подстанция была выбрана для реконструкции.

В ходе работы были выбраны трансформаторы типа ТРДН-40000/110/10 и выбрана типовая схема для стороны ВН 110-4Н, для стороны НН была применена схема с двумя секционированными системами шин, эти схемы позволят обеспечить надёжную и эффективную работу подстанции. Схема с двумя секционированными системами шин применённая совместно с трансформатором с расщеплёнными обмотками позволит ограничить токи КЗ и разделить питание нагрузок.

В ходе работы были произведены расчёты токов КЗ, на основании которых произвели расчёт и выбор оборудования.

Произвели расчёты релейной защиты, а также выбрано микропроцессорное устройство релейной защиты серии «БМРЗ-152-КЛ1-01» отечественного производителя НТЦ «Механотроника» сочетающее в себе большое количество функций и способное обеспечить надёжную защиту подстанции от нештатных и аварийных ситуаций.

Питание оборудования производится системой постоянного оперативного тока на основе современных аккумуляторных батарей.

Так-же были рассчитаны параметры молниезащиты и заземления позволяющие защитить всё оборудование подстанции от прямого попадания молнии на высоте самой высокой части подстанции (ЗРУ-110) на высоте 12м с вероятностью в 99,5 %. Цели и задачи данной ВКР достигнуты.

Список используемых источников

1. Анчарова Т.В. Электроснабжение и электрооборудование: Учебник. М.: Форум, 2015. 48 с.
2. Вахнина В. В, Черненко А. Н. Электроснабжение предприятий и городов: Учеб. пособие. Тольятти. ТГУ, 2007.
3. Вахнина В.В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий: учеб. Пособие / Изд. 2-е, стер. Тольятти: ТГУ, 2014. 69 с.
4. ГОСТ 2.702-2011 Единая система конструкторской документации. Правила выполнения электрических схем
5. ГОСТ 12965–85 «Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 110 и 150 кВ»
6. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения . Справочные материалы по электрооборудованию учебное пособие. М.: Томск: издательство ТПУ , 2006. 248 с.
7. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий. М.: Интермет Инжиниринг, 2005. 672 с
8. Куско А. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии. М.: Додэка XXI, 2011. 336 с.
9. Наумов И.В. Электроснабжение. М.: ИрГСХА, 2003. 188 с.
10. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования /Б.Н. Неклепаев.- М.: Энергоиздат, 1989. - 608 с.
11. Правила технической эксплуатации электростанций и подстанций. М.: Энергоатомиздат. 2013. 398 с.
12. Правила устройства электроустановок. – 7-е издание. СПб.: Энергоатомиздат. 2013. 369 с.

13. Распоряжение Правительства Российской Федерации № 1715-р «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года»: утвержденное от 13.11.2009 г. М, 270 с.
14. Рождествина А.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий (для бакалавров). М.: КноРус, 2013. 368 с.
15. Рожин А.Н. Внутрицеховое электроснабжение: учеб. пособие для выполнения курсового и дипломного проектов. М.: Киров: ВятГУ, 2006. 258 с.
16. Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования РД 153-34.0-20.527-98. Под ред. Б.Н. Неклепаева. М.: НЦ ЭНАС, 2002. 152 с.
17. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение: Учебное пособие. М.: РадиоСофт, 2013. 328 с.
18. Сивков А.А., Герасимов Д.Ю., Сайгаш А.С. Основы электроснабжения: учебное пособие : Томский политехнический университет. М.: Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. 180 с. 45
19. Фролов Ю. М. Основы электроснабжения. М.: Лань, 2012. 480 с.
20. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проекта. М.: ФОРУМ: ИНФРА, 2010. 214 с.
21. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению 2-е изд. М. : ФОРУМ, 2011. 136 с.
22. Harlow, James. Electric Power Transformer Engineering / Harlow, James, 2004, p. 357
23. Keith H. Billings. Switchmode Power Supply Handbook/ Keith H. Billings second edition, Holon McGraw-Hill book company 2012 656 p. 46

24. McPartland J.F., McPartland B.J., McPartland S.P. McGraw-Hill's Handbook of Electric Construction Calculations. New York City : McGraw-Hill Professional Publishing, 2016. 306 p.

25. Rojas-Renteria J., Espinoza-Huerta T., Tovar-Pacheco F., GonzalezPerez J. Lozano-Dorantes R. An Electrical Energy Consumption Monitoring and Forecasting System: Engineering, Technology & Applied Science Research, Vol. 6, No. 5, 2016. 1517 p.

26. Sivanagaraju, S. Electric Power Transmission and Distribution/ Pearson Education, 2015, p. 607. 26.Das J. C. Transients in Electrical Systems: Analysis, Recognition, and Mitigation / J.C. Das: Mc/Graw-Hil, 2010, p. 736.