

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 подстанции 110/35/10кВ
«Завьялово»

Студент

А.А. Брыков

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., В.С. Романов

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

Консультанты

к.п.н., доцент, А.В. Кириллова

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

Тольятти 20 20

Аннотация

В данной выпускной бакалаврской работе произведена реконструкция электрической части подстанции класса напряжения 110/35/10 кВ.

Объектом выпускной работы является подстанция «Завьялово» находящаяся в Удмуртской республике в селе Завьялово, с установленными на ней двумя силовыми трансформаторами мощностью 16 МВА каждый.

В процессе реконструкции подстанции были выбраны количество и тип силовых трансформаторов и на основе графиков нагрузки выбрана их мощность.

Расчет токов короткого замыкания на высокой, средней и низкой стороне ПС позволил выполнить выбор современного электрооборудования и произвести его проверку в соответствии установленными требованиями.

Произведен расчёт релейной защиты и автоматики, выбран характер оперативного тока, произведен расчет заземления и молниезащиты подстанции.

Бакалаврская работа включает в себя пояснительную записку, объемом 60 листов, содержащую 23 таблицы, 5 рисунков.

Графическая часть состоит из 6 чертежей формата А1.

Abstract

The title of the senior thesis is «Reconstruction of the electrical part at the 110/35 /10kV «Zavyalovo» substation».

The graduation work consists of an explanatory note, introduction, main parts, containing 23 tables, 5 figures, a conclusion, the list of references including foreign sources, and the graphic part on 6 A1 sheets.

The object of the graduation work is the Zavyalovo substation located in the Udmurt Republic in the village of Zavyalovo, with two 16 MVA power transformers.

The graduation work may be divided into several logically connected parts which are selection of power transformers based on load schedules, calculation of short-circuit currents, the choice of switching devices, calculation of relay protection and automation, the choice of the operating current the type, and calculation of the grounding and lightning protection for the substation.

Finally, we present a list of proposals on the modernization of the substation, which allows us to supply high-quality and reliable electricity to consumers and save resources for the construction of a new substation.

In conclusion, we would like to emphasize that this work is relevant not only for solving the problem of overloading at the Zavyalovo substation. Similar technological solutions may be relevant for substations located in the same climatic conditions and having the same capacity.

Содержание

Введение.....	3
1 Краткая характеристика подстанции «Завьялово».....	5
1.1 Обоснование актуальности выбранной темы.....	6
2 Электрические нагрузки подстанции «Завьялово» 110/35/10 кВ	8
3 Определение числа и номинальной мощности трансформаторов на ПС	11
3.1 Техничко-экономический расчет трансформатора ТДТН-40000/110 кВ	13
3.2 Техничко-экономический расчет трансформатора ТДТН-25000/110 кВ	20
4 Главная электрическая схема подстанции «Завьялово» 110/35/10 кВ	24
5 Расчет токов короткого замыкания подстанции «Завьялово» 110/35/10 кВ	25
6 Выбор оборудования подстанции	32
6.1 Выбор высоковольтных выключателей.....	32
6.2 Выбор разъединителей	36
6.3 Выбор трансформаторов тока.....	37
6.4 Выбор трансформаторов напряжения.....	42
6.5 Выбор ограничителей перенапряжения.....	44
7 Релейная защита подстанции	47
8 Система оперативного тока ПС «Завьялово».....	51
9 Собственные нужды ПС «Завьялово».....	52
10 Заземление подстанции	53
11 Молниезащита подстанции	56
Заключение	57
Список используемых источников.....	58

Введение

Электроэнергия является важным аспектом в жизни и деятельности человека. Появляются новые производства и расширяются населенные пункты, растет нагрузка на все элементы системы передачи, преобразования и распределения электроэнергии. Поэтому для обеспечения бесперебойного электроснабжения, повышения параметрической и схемной надёжности электропередачи и соблюдения установленных требований к качеству электроэнергии необходимо постоянное совершенствование эксплуатируемого оборудования и схем электроснабжения.

Трансформаторные подстанции являются одним из важнейших элементов энергосистемы. Трансформаторная подстанция предназначена для изменения класса напряжения и дальнейшей передачи электрической энергии потребителям. Трансформаторная подстанция должна работать в номинальном режиме, аварийный режим работы допускается только в течение определённого времени, по истечению этого времени последует отключение потребителей или поврежденных элементов энергосистемы.

Все оборудование на подстанциях выбирается согласно нормам технологического проектирования. На подстанциях основным оборудованием которое обеспечивает ее надежное функционирование, являются выключатели, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, оборудование распределительных устройств и силовые трансформаторы.

Цель выпускной квалификационной работы - реконструкция электрической части подстанции 110/35/10 кВ «Завьялово». Данная подстанция эксплуатируется с 1991 года. Оборудование, установленное на подстанции физически и морально устарело, это приводит к тому, что происходит снижение надежности и качества питания потребителей, а также ограничение возможности подключения новых.

Для достижения поставленной цели в работе необходимо решить следующие задачи:

- расчёт электрических нагрузок подстанции;
- расчет мощности и выбор типа силовых трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;
- обзор главной электрической схемы подстанции с обоснованием необходимости/отсутствия реконструкции существующей схемы;
- расчет токов короткого замыкания подстанции;
- выбор и проверка основного электрооборудования 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ;
- расчет уставок релейной защиты;
- система оперативного тока на подстанции;
- собственные нужды подстанции;
- расчет заземления подстанции;
- расчет молниезащиты подстанции.

1 Краткая характеристика подстанции «Завьялово»

Подстанция «Завьялово» находится в Удмуртской области в селе Завьялово. Подстанция принадлежит ПАО «МРСК Центра и Приволжья» филиал «Удмуртэнерго» и обслуживается Завьяловской РЭС.

Филиал «Удмуртэнерго» осуществляет деятельность по передаче (транспортировке) и распределению электрической энергии от 0,4 кВ до 110 кВ и технологическому присоединению к сетям потребителей Удмуртской Республики. В состав филиала «Удмуртэнерго» входят 10 районов электрических сетей (РЭС) и одно производственное отделение (ПО "Ижевские электрические сети").

Расположение подстанции показано на рисунке 1.



Рисунок 1 – Расположение подстанции ПС «Завьялово» 110/35/10 кВ

Данная подстанция укомплектована двумя силовыми трансформаторами мощностью каждого 16 МВА.

Общая площадь земельного участка, выделенная под подстанцию равна 2520 м².

Подстанция снабжает электрической энергией потребителей категорий надежности II и III. К ним относятся: производственные объекты и объекты социального назначения.

Основные климатические условия, в которых функционирует и эксплуатируется подстанция «Завьялово» 110/35/10 кВ:

- степень загрязненности атмосферы – II;
- сейсмичность – до 7 баллов по шкале MSK-64;
- район по ветру – I;
- средняя температура июля – плюс 20 °С;
- средняя температура января – минус 12 °С;
- район по гололеду II.

1.1 Обоснование актуальности выбранной темы

Подстанция 110/35/10 кВ «Завьялово» эксплуатируется с 1991 года. За все эти годы оборудование исправно проходило все текущие и капитальные ремонты согласно инструкций и руководств по эксплуатации, но за это время оно уже морально и физически устарело и требует замены.

Оборудование, установленное на подстанции представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Установленное оборудование подстанции «Завьялово»

Класс напряжения	Тип оборудования	Название оборудования
110 кВ	Отделитель	ОДЗ-1-110
	Короткозамыкатель	КЗ-110
	Вентильный разрядник	РВС-110М
35 кВ	Масляный выключатель	С-35
	Вентильный разрядник	РВС-35
10 кВ	Масляный выключатель	ВМГ-10
	Вентильный разрядник	РВО-10У1

Из таблицы 1 видно, что оборудование, которое в данный момент установлено на подстанции требует замены на современные аналоги, например, замена отделителей и короткозамыкателей на разъединители и выключатели; замена масляных выключателей на вакуумные и элегазовые; замена вентильных разрядников на ограничители перенапряжения.

В данный момент на подстанции функционирует только один трансформатор, а второй выведен из строя и находится на ремонте. Функционирующий трансформатор не справляется с имеющейся нагрузкой потребителей, если ничего не предпринять, то спустя некоторое время из-за работы при длительной перегрузке второй трансформатор тоже выйдет из строя и потребители всех категорий останутся без электроэнергии. Что бы этого избежать и продолжать качественное и надежное снабжение потребителей электроэнергией требуется замена трансформаторов на более мощные.

Вывод по разделу 1. За время эксплуатации подстанции оборудование, установленное на ней, успело физически и морально устареть, к тому же учитывая лишь один функционирующий в режиме перегрузки трансформатор, неизвестно сколько еще подстанция сможет поставлять электроэнергию потребителям. Поэтому оборудование, установленное на подстанции, подлежит замене на современные аналоги.

2 Электрические нагрузки подстанции «Завьялово» 110/35/10 кВ

Перед выбором номинальной мощности трансформаторов необходимо построить годовые графики электрической нагрузки. Для этого используем суточные графики зимнего и летнего периодов. Данные электрических нагрузок были предоставлены филиалом ПАО «МРСК Центра и Приволжья» филиалом «Удмуртэнерго».

Принимаем, что в регионе, в котором находится ПС 224 – зимних дня, 141 – летних дня.

При построении суточного (рис 2) и годового (рис 3) графиков по оси ординат откладываются потребляемая электроэнергия, МВА, а по оси абсцисс - часы дня от 0 до 24 у суточного и часы года от 0 до 8760 у годового.

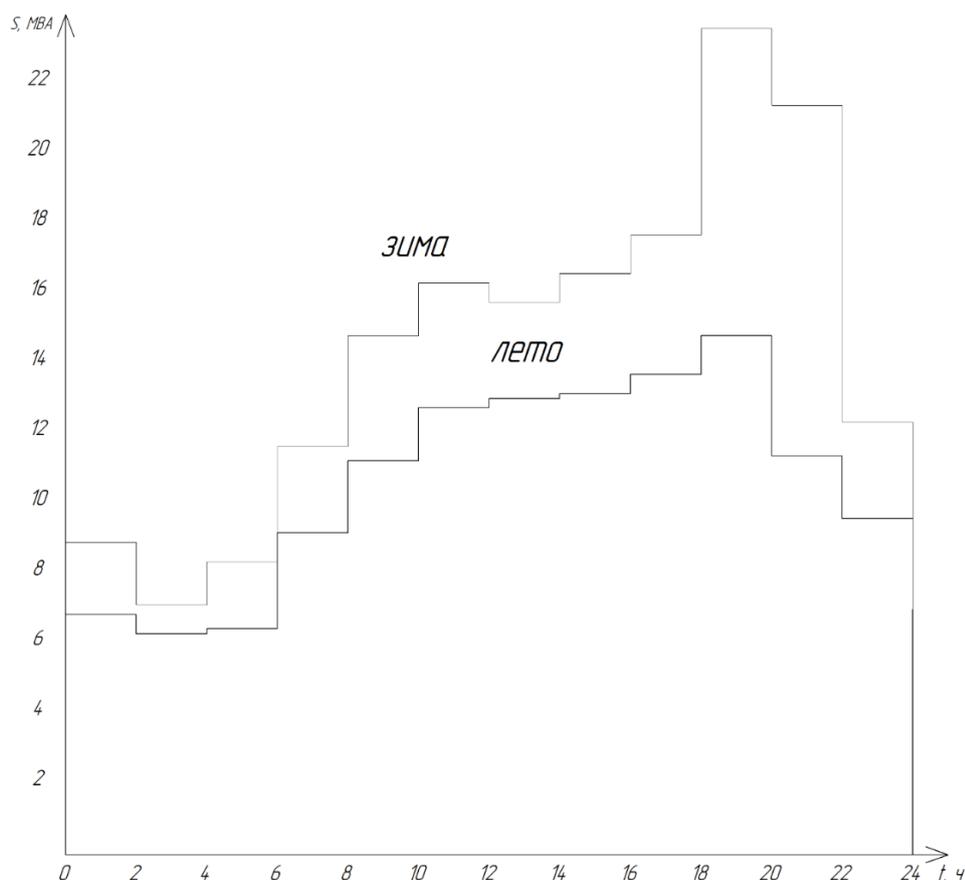


Рисунок 2 – Суточный график электрических нагрузок зимнего и летного периодов ПС «Завьялово» 110/35/10 кВ

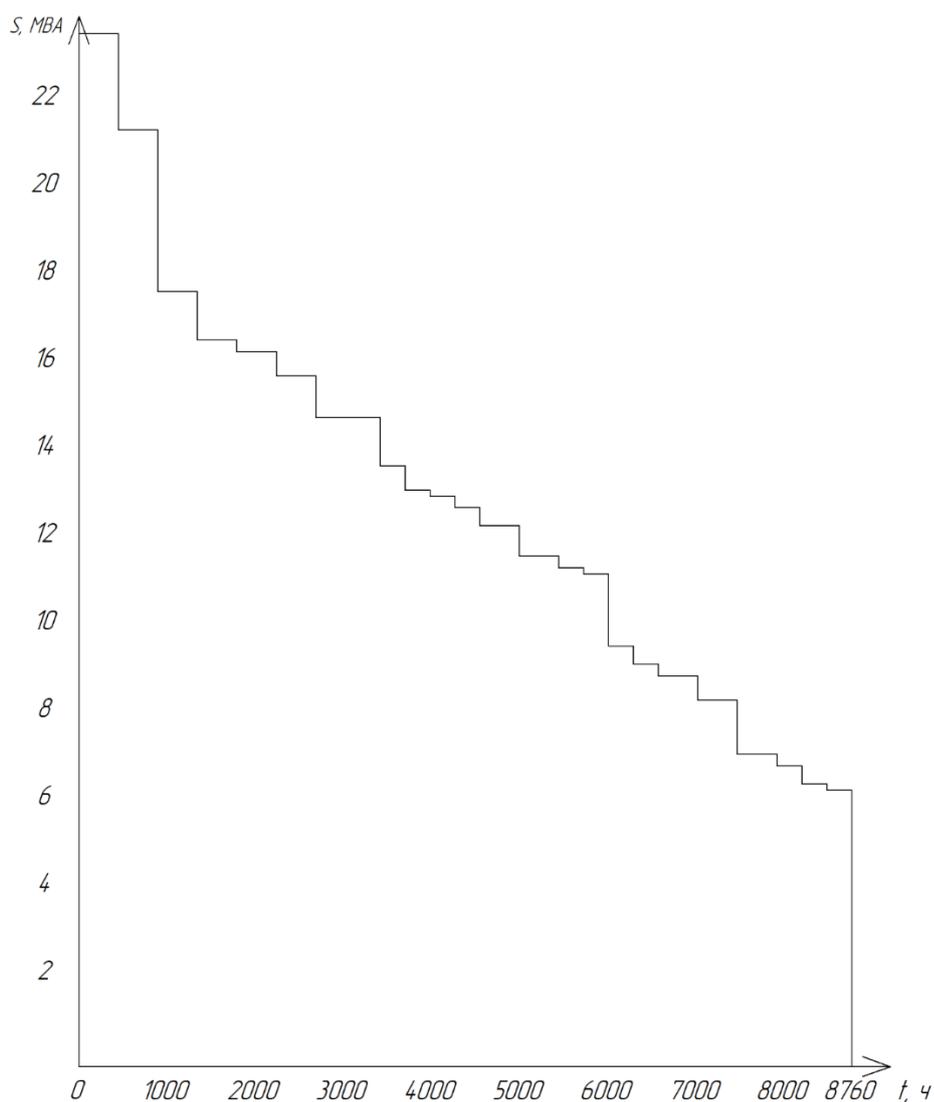


Рисунок 3 – Годовой график электрических нагрузок ПС «Завьялово» 110/35/10 кВ

По известным данным мощности и продолжительности каждой ступени находим суммарное потребление электроэнергии.

$$W_{\text{пс}} = \sum S_i \cdot t_i, \quad (1)$$

где S_i – значение мощности на соответствующей ступени годового графика нагрузки, МВА;

t_i – значение времени соответствующей ступени годового графика нагрузки, ч.

$$W_{\text{пс}} = 114498,8 \text{ МВА}\cdot\text{ч}.$$

Далее найдем значение продолжительности годового максимума нагрузки [10]:

$$T_{\text{м}} = \frac{W_{\text{пс}}}{S_{\text{max}}}, \quad (2)$$

где S_{max} – максимальная мощность потребителей подстанции.

$$T_{\text{м}} = \frac{114498,8}{23,6} = 4852 \text{ ч}.$$

Находим значение коэффициента заполнения графика нагрузки [10]:

$$K_{\text{з}} = \frac{T_{\text{м}}}{8760}, \quad (3)$$

где 8760 – количество часов в году.

$$K_{\text{з}} = \frac{4852}{8760} = 0,55.$$

Вывод по разделу 2. На основе предоставленных данных были построены суточный и годовой графики нагрузки и далее по этим графикам рассчитаны данные которые будут использованы при выборе трансформаторов.

3 Определение числа и номинальной мощности трансформаторов на ПС

Так как на подстанции «Завьялово» присутствуют потребители II категории надежности, которые нуждаются в бесперебойные подачи питания, то количество трансформаторов не изменится, то есть останется 2.

При выборе трансформатора стоит обратить внимание на: количество фаз питания, количество уровней напряжения и наличие устройства РПН. Устройство РПН позволяет менять коэффициент трансформации силового трансформатора, не выводя его из работы, при этом поддерживая номинальный уровень напряжения на выводах [18]. Согласно этим требованиям подойдет силовой трансформатор типа ТДТН.

Для расчёта номинальной мощности трансформаторов используем значение мощности на максимальной ступени годового графика. Если взять меньшее значение мощности, то трансформатор будет перегружен, что отразится на его дальнейшей работе.

Для нахождения номинальной мощности трансформаторов, требуется найти приблизительные потери мощности в трансформаторе согласно [7].

Расчет приблизительных потерь активной мощности в трансформаторе:

$$\begin{aligned}\Delta P &= 0,02S_{max}, & (4) \\ \Delta P &= 0,02 \cdot 23,6 = 0,472 \text{ МВА}.\end{aligned}$$

Приблизительные потери реактивной мощности в трансформаторе рассчитываются как [7]:

$$\begin{aligned}\Delta Q &= 0,1S_{max}, & (5) \\ \Delta Q &= 0,1 \cdot 23,6 = 2,36 \text{ МВА}.\end{aligned}$$

Приблизительные потери полной мощности в трансформаторе рассчитываются по следующей формуле [7]:

$$\Delta S = \sqrt{\Delta P^2 + \Delta Q^2}, \quad (6)$$
$$\Delta S = \sqrt{0,472^2 + 2,36^2} = 2,41 \text{ МВА}.$$

Расчет максимальной мощности потребителей подстанции с учетом приблизительных потерь мощности:

$$S_p = S_{max} + \Delta S, \quad (7)$$
$$S_p = 23,6 + 2,41 = 26,01 \text{ МВА}.$$

Теперь найдем номинальную мощность трансформаторов:

$$S_T \geq S_p = 0,7 S_{ВН}, \quad (8)$$
$$S_p = 0,7 \cdot 26,01 = 18,21 \text{ МВА},$$
$$S_T \geq 18,21 \text{ МВА}.$$

Из получившегося значения номинальной мощности трансформатора $S_T \geq 18,21$ МВА, делаем вывод что ближайшие по мощности трансформаторы это 25 МВА и 40 МВА.

Из сказанного в пункте 3.1, выбираем трансформаторы типа ТДТН, то есть для сравнения выбираются трансформаторы ТДТН-40000 и ТДТН-25000, их технические характеристики представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Технические характеристики выбранных трансформаторов типа ТДТН

Трансформатор	Мощность, кВА	Напряжения обмоток, кВ			Потери х.х. и к.з, кВт		Напряжение к.з. $U_{к.з.}, \%$			$I_{х.х.}, \%$
		ВН	СН	НН	$P_{х.х.}$	$P_{к.з.}$	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
40000/110	40000	115	38,5	11	30	200	10,5	17,5	6,5	0,3
25000/110	25000	115	38,5	11	21	130	10,5	17,5	6,5	0,3

Используя данные таблицы 2 проведём технико-экономический расчёт обоих трансформаторов.

3.1 Технико-экономический расчет трансформатора ТДТН-40000/110 кВ

Проведем расчет согласно методических указаний [10].

Рассчитаем потери реактивной мощности в режиме холостого хода в трансформаторе:

$$Q_{х.х} = \frac{I_{х.х}}{100} \cdot S_T, \quad (9)$$

где $I_{х.х}$ – ток холостого хода трансформатора, %;

S_T – номинальная мощность трансформатора, кВА.

$$Q_{х.х} = \frac{0,3}{100} \cdot 40000 = 120 \text{ кВАр.}$$

Произведем расчёт приведенных потерь активной мощности трансформатора в режиме холостого хода:

$$P'_{х.х} = P_{х.х} + \kappa_{ип} \cdot Q_{х.х}, \quad (10)$$

где $P_{х.х}$ – потери активной мощности холостого хода трансформатора, кВт;

$K_{ин} = 0,08$ кВт/кВАр – коэффициент изменения потерь.

$$P'_{x,x} = 30 + 0,08 \cdot 120 = 39,6 \text{ кВт.}$$

Определим коэффициенты загрузки обмоток трансформатора высшего, среднего и низшего напряжений:

$$K_{3.В} = \frac{S_B}{S_T}, \quad (11)$$

$$K_{3.С} = \frac{S_C}{S_T}, \quad (12)$$

$$K_{3.Н} = \frac{S_H}{S_T}, \quad (13)$$

где S_B, S_C, S_H – расчетные мощности нагрузки обмоток трансформатора высшего, среднего и низшего напряжений,

$$K_{3.В} = \frac{23600}{40000} = 0,59 ,$$

$$K_{3.С} = \frac{10890}{40000} = 0,2723 ,$$

$$K_{3.Н} = \frac{12710}{40000} = 0,3178 .$$

Рассчитаем потери активной мощности между обмотками трехфазного трехобмоточного трансформатора:

$$P_{к.з.В} = P_{к.з.С} = P_{к.з.Н} = 0,5 P_{к.з}, \quad (14)$$

где $P_{к.з.В}, P_{к.з.С}, P_{к.з.Н}$ – потери активной мощности в режиме короткого замыкания соответствующих обмоток при 100% загрузки каждой;

$P_{к.з}$ – потери активной мощности короткого замыкания трансформатора, кВт.

$$P_{к.з.В} = P_{к.з.С} = P_{к.з.Н} = 0,5 \cdot 200 = 100 \text{ кВт.}$$

Напряжения короткого замыкания обмоток трехфазного трехобмоточного трансформатора определяется по следующей формуле:

$$U_{к.в} = 0,5 \cdot (U_{к.вн-нн} + U_{к.вн-сн} - U_{к.сн-нн}), \quad (15)$$

$$U_{к.с} = 0,5 \cdot (U_{к.вн-сн} + U_{к.сн-нн} - U_{к.вн-нн}), \quad (16)$$

$$U_{к.н} = 0,5 \cdot (U_{к.вн-нн} + U_{к.сн-нн} - U_{к.вн-сн}), \quad (17)$$

где $U_{к.вн-нн}$, $U_{к.сн-нн}$, $U_{к.вн-сн}$ – напряжения короткого замыкания между обмотками трехфазного трехобмоточного трансформатора.

$$U_{к.в} = 0,5 \cdot (17,5 + 10,5 - 6,5) = 10,75 \%,$$

$$U_{к.с} = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = 0 \%,$$

$$U_{к.н} = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75 \%.$$

Определим потери реактивной мощности короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора:

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}}{100} \cdot S_T, \quad (18)$$

$$Q_{к.с} = \frac{U_{к.с}}{100} \cdot S_T, \quad (19)$$

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}}{100} \cdot S_T, \quad (20)$$

$$Q_{к.в} = \frac{10,75}{100} \cdot 40000 = 4300 \text{ кВАр},$$

$$Q_{к.с} = \frac{0}{100} \cdot 40000 = 0 \text{ кВАр},$$

$$Q_{к.н} = \frac{6,75}{100} \cdot 40000 = 2700 \text{ кВАр}.$$

Приведенные потери активной мощности в режиме короткого замыкания соответствующих обмоток трехобмоточного трансформатора рассчитываются как:

$$P'_{к.в} = P_{к.з.в} + \kappa_{ип} \cdot Q_{к.в}, \quad (21)$$

$$P'_{к.с} = P_{к.з.с} + \kappa_{ип} \cdot Q_{к.с}, \quad (22)$$

$$P'_{к.н} = P_{к.з.н} + \kappa_{ип} \cdot Q_{к.н}, \quad (23)$$

где $P_{к.з.в}$, $P_{к.з.с}$, $P_{к.з.н}$ – потери активной мощности в режиме короткого замыкания соответствующих обмоток при 100% загрузки каждой.

$$P'_{к.в} = 100 + 0,08 \cdot 4300 = 444 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.с} = 100 + 0,08 \cdot 0 = 100 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.н} = 100 + 0,08 \cdot 2700 = 316 \text{ кВт}.$$

Приведенные потери мощности в силовом трансформаторе рассчитываются по следующей формуле:

$$P'_T = P'_{х.х} + \kappa_{з.в}^2 \cdot P'_{к.в} + \kappa_{з.с}^2 \cdot P'_{к.с} + \kappa_{з.н}^2 \cdot P'_{к.н}, \quad (24)$$

$$\begin{aligned} P'_T &= 39,6 + 0,59^2 \cdot 444 + 0,2723^2 \cdot 100 + 0,3178^2 \cdot 316 = \\ &= 233,5 \text{ кВт}. \end{aligned}$$

Теперь после нахождения приведенных потерь мощности трансформатора, требуется найти потери электрической энергии $\Delta W_{п.с}$, которые в свою очередь состоят из $\Sigma \Delta W_{х.х}$ – суммарных потерь холостого хода и $\Sigma \Delta W_{к.з}$ – суммарных потерь короткого замыкания.

Рассчитаем потери электрической энергии:

$$\Delta W_{п.с} = \Sigma \Delta W_{х.хi} + \Sigma \Delta W_{к.зi}, \quad (25)$$

где i – порядковый номер, соответствующий ступени годового графика нагрузки;

$\Sigma \Delta W_{х.хi}$ – суммарные потери холостого хода трансформатора, при соответствующем номере ступени годового графика нагрузки;

$\Sigma \Delta W_{к.зi}$ – суммарные потери короткого замыкания трансформатора для соответствующей обмотки, при соответствующем номере ступени годового графика нагрузки.

Раскроем формулу потерь электрической энергии и получим:

$$\begin{aligned} \Delta W_{п.с} &= \sum \Delta W_{x.xi} + \sum \Delta W_{к.зВи} + \sum \Delta W_{к.зci} + \sum \Delta W_{к.зHi} = \\ &= \sum n_i \cdot P'_{x.x} \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \frac{1}{n} \cdot P'_{к.в} \cdot K_{з.в.i}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.с} \cdot K_{з.с.i}^2 \cdot T_i + \\ &\quad + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.н} \cdot K_{з.н.i}^2 \cdot T_i, \end{aligned} \quad (26)$$

где n – количество одновременно функционирующих трансформаторов, на данной ступени годового графика нагрузки;
 T_i – продолжительность данной ступени годового графика нагрузки силового трансформатора.

Рассчитаем суммарные потери электроэнергии и получившееся значения занесем в таблицу 3.

Теперь произведём экономический расчет, с целью оценивания расходов на трансформатор за год. Воспользуемся методикой расчета приведенных затрат.

Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторе вычисляется как:

$$И_э = \Delta W_{п.с} \cdot C_э. \quad (27)$$

Таблица 3 – Потери электроэнергии трансформатора ТДТН – 40000 кВА

i	S_{Bi} , MBA	S_{Ci} , MBA	S_{Hi} , MBA	n_i	T_i , ч	$\Delta W_{x.x}$, кВт·ч	$K_{з.в.i}$	$K_{з.с.i}$	$K_{з.н.i}$	$\Delta W_{к.звi}$, кВт·ч	$\Delta W_{к.зсi}$, кВт·ч	$\Delta W_{к.знi}$, кВт·ч
1	23,6	10,89	12,71	2	448	35481,6	0,5900	0,2723	0,3178	34620,6	1660,3	7146,7
2	21,4	10,06	11,35	2	448	35481,6	0,5350	0,2515	0,2838	28466,8	1416,9	5699,1
3	17,7	8,31	9,39	2	448	35481,6	0,4425	0,2078	0,2348	19474,1	966,8	3900,7
4	16,6	7,97	8,63	2	448	35481,6	0,4150	0,1993	0,2158	17128,8	889,3	3294,9
5	16,33	7,81	8,52	2	448	35481,6	0,4083	0,1953	0,2130	16576,1	853,9	3211,4
6	15,78	7,38	8,4	2	448	35481,6	0,3945	0,1845	0,2100	15478,4	762,5	3121,6
7	14,82	6,82	8	2	730	57816	0,3705	0,1705	0,2000	22246,0	1061,1	4613,6
8	13,72	6,42	7,3	2	282	22334,4	0,3430	0,1605	0,1825	7365,3	363,2	1484,0
9	13,17	6,06	7,11	2	282	22334,4	0,3293	0,1515	0,1778	6786,6	323,6	1407,7
10	13,03	5,97	7,07	2	282	22334,4	0,3258	0,1493	0,1768	6643,1	314,1	1392,0
11	12,76	5,75	7,01	2	282	22334,4	0,3190	0,1438	0,1753	6370,6	291,4	1368,4
12	12,35	5,64	6,71	2	448	35481,6	0,3088	0,1410	0,1678	9480,8	445,3	1991,9
13	11,66	5,47	6,19	2	448	35481,6	0,2915	0,1368	0,1548	8451,0	418,9	1695,1
14	11,39	5,23	6,16	2	282	22334,4	0,2848	0,1308	0,1540	5076,1	241,0	1056,7
15	11,25	5,19	6,06	2	282	22334,4	0,2813	0,1298	0,1515	4952,1	237,4	1022,7
16	9,6	4,56	5,05	2	282	22334,4	0,2400	0,1140	0,1263	3606,0	183,2	710,2
17	9,19	4,29	4,9	2	282	22334,4	0,2298	0,1073	0,1225	3304,6	162,2	668,6
18	8,92	4,1	4,82	2	448	35481,6	0,2230	0,1025	0,1205	4945,8	235,3	1027,8
19	8,37	3,86	4,51	2	448	35481,6	0,2093	0,0965	0,1128	4354,7	208,6	899,8
20	7,13	3,21	3,92	2	448	35481,6	0,1783	0,0803	0,0980	3160,0	144,3	679,8
21	6,86	3,13	3,73	2	282	22334,4	0,1715	0,0783	0,0933	1841,3	86,3	387,4
22	6,45	2,98	3,47	2	282	22334,4	0,1613	0,0745	0,0868	1627,8	78,3	335,3
23	6,31	2,87	3,44	2	282	22334,4	0,1578	0,0718	0,0860	1557,9	72,6	329,5
Суммарное значение потерь					8760	693792				233514,7	11416,5	47445
							986168,1					

Стоимость 1 кВт·ч электрической энергии $C_э$, рассчитывается по формуле:

$$C_э = \frac{\alpha}{T_M} + \beta, \quad (28)$$

где α – основная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт мощности;
 β – дополнительная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт мощности.

Основная и дополнительная ставки определяются согласно тарифам Удмуртской области для населения, проживающего в сельских населённых пунктах, $\alpha = 2,98$ руб./кВт·ч, и $\beta = 1,56$ руб./кВт·ч [7].

Проведем расчет стоимости годовых потерь электрической энергии в трансформаторе:

$$C_э = \frac{2,98}{5216} + 1,56 = 1,56057 \text{ руб./кВт},$$
$$И_э = 986168,1 \cdot 1,56057 = 1538984 \text{ руб.}$$

Приведённые затраты на трансформатор вычисляются по следующей формуле:

$$З_{пр} = E_n \cdot K + И = E_n \cdot K + И_0 + И_э, \quad (29)$$

где E_n – нормативный коэффициент дисконтирования (0,15);
 K – стоимость силового трансформатора (25000000 руб.);
 $И_э$ – стоимость годовых потерь электроэнергии (1538984 руб.);
 $И_0$ – годовые отчисления на силовой трансформатор.

Величина годовых отчислений рассчитывается как:

$$И_0 = 0,094 \cdot 25000000 = 2350000 \text{ руб.}$$

Расчёт приведённых затрат:

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 25000000 + 2350000 + 1538984 = 7638984 \text{ руб.}$$

Далее рассчитаем трансформатор ТДТН-25000/110 кВ и сравним их.

3.2 Технико-экономический расчет трансформатора ТДТН-25000/110 кВ

Произведём технико-экономический расчет трансформатора ТДТН-25000 аналогично расчётам трансформатора ТДТН-40000 согласно формулам 9-26.

Потери реактивной мощности в режиме холостого хода в трансформаторе:

$$Q_{\text{х.х}} = \frac{0,3}{100} \cdot 25000 = 75 \text{ кВАр.}$$

Коэффициенты загрузки соответствующих обмоток трансформатора:

$$K_{\text{з.в}} = \frac{17200}{25000} = 0,688 ,$$

$$K_{\text{з.с}} = \frac{7940}{25000} = 0,3176 ,$$

$$K_{\text{з.н}} = \frac{9260}{25000} = 0,3704 .$$

Приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме холостого хода:

$$P'_{\text{х.х}} = 21 + 0,08 \cdot 75 = 27 \text{ кВт.}$$

Потери активной мощности между обмотками трехфазного трехобмоточного трансформатора:

$$P_{к.з.в} = P_{к.з.с} = P_{к.з.н} = 0,5 \cdot 130 = 65 \text{ кВт.}$$

Напряжения короткого замыкания обмоток трехфазного трехобмоточного трансформатора:

$$U_{к.в} = 0,5 \cdot (17,5 + 10,5 - 6,5) = 10,75 \%,$$

$$U_{к.с} = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = 0 \%,$$

$$U_{к.н} = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75 \%.$$

Потери реактивной мощности короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора:

$$Q_{к.в} = \frac{10,75}{100} \cdot 25000 = 2687,5 \text{ кВАр,}$$

$$Q_{к.с} = \frac{0}{100} \cdot 25000 = 0 \text{ кВАр,}$$

$$Q_{к.н} = \frac{6,75}{100} \cdot 25000 = 1687,5 \text{ кВАр.}$$

Приведенные потери активной мощности в режиме короткого замыкания соответствующих обмоток трехобмоточного трансформатора:

$$P'_{к.в} = 65 + 0,08 \cdot 2687,5 = 280 \text{ кВт,}$$

$$P'_{к.с} = 65 + 0,08 \cdot 0 = 65 \text{ кВт,}$$

$$P'_{к.н} = 65 + 0,08 \cdot 1687,5 = 200 \text{ кВт.}$$

Приведенные потери мощности в силовом трансформаторе:

$$P'_T = 27 + 0,688^2 \cdot 280 + 0,3176^2 \cdot 70 + 0,3704^2 \cdot 200 = 194 \text{ кВт}$$

Рассчитаем суммарные потери электроэнергии и занесём получившиеся значения в таблицу 4.

Приведенные затраты на трансформатор ТДТН-25000 рассчитываются аналогично трансформатору ТДТН-40000.

Рассчитаем приведенные затраты:

$$I_э = 945899,3 \cdot 1,56057 = 1476142 \text{ руб},$$

$$I_о = 0,094 \cdot 15000000 = 1410000 \text{ руб},$$

$$З_{пр} = 0,15 \cdot 15000000 + 1410000 + 1476142 = 5136142 \text{ руб}.$$

Приведённые затраты ТДТН-40000 кВА на 2502842 руб. больше, чем приведённые затраты ТДТН-25000 кВА. Рекомендуется выбирать трансформатор с меньшими приведёнными затратами $З_{пр}$, поэтому для на подстанцию «Завьялово» 110/35/10 выбираем трансформаторы ТДТН-25000 кВА.

Вывод по разделу 3. Определив количество, тип и проведя расчёты номинальной мощности трансформаторов были выбраны два трансформатора типа ТДТН мощность 25000 и 40000 кВА. Далее для этих трансформаторов произвели технико-экономический расчёт и на основе приведенных затрат был принят к установке трансформатор ТДТН-25000.

Таблица 4 – Потери электроэнергии трансформатора ТДТН – 25000 кВА

i	S_{Bi} , MBA	S_{Ci} , MBA	S_{Hi} , MBA	n_i	T_i , ч	$\Delta W_{x,x}$, кВт·ч	$K_{з.в.i}$	$K_{з.с.i}$	$K_{з.н.i}$	$\Delta W_{к.звi}$, кВт·ч	$\Delta W_{к.зсi}$, кВт·ч	$\Delta W_{к.знi}$, кВт·ч
1	23,6	10,89	12,71	2	448	24192	0,9440	0,4356	0,5084	55892,0	2762,7	11579,5
2	21,4	10,06	11,35	2	448	24192	0,8560	0,4024	0,4540	45957,2	2357,6	9234,0
3	17,7	8,31	9,39	2	448	24192	0,7080	0,3324	0,3756	31439,3	1608,7	6320,2
4	16,6	7,97	8,63	2	448	24192	0,6640	0,3188	0,3452	27653,0	1479,8	5338,5
5	16,33	7,81	8,52	2	448	24192	0,6532	0,3124	0,3408	26760,8	1421,0	5203,3
6	15,78	7,38	8,4	2	448	24192	0,6312	0,2952	0,3360	24988,5	1268,8	5057,7
7	14,82	6,82	8	2	730	39420	0,5928	0,2728	0,3200	35914,3	1765,6	7475,2
8	13,72	6,42	7,3	2	282	15228	0,5488	0,2568	0,2920	11890,6	604,4	2404,4
9	13,17	6,06	7,11	2	282	15228	0,5268	0,2424	0,2844	10956,4	538,5	2280,9
10	13,03	5,97	7,07	2	282	15228	0,5212	0,2388	0,2828	10724,7	522,6	2255,3
11	12,76	5,75	7,01	2	282	15228	0,5104	0,2300	0,2804	10284,9	484,8	2217,2
12	12,35	5,64	6,71	2	448	24192	0,4940	0,2256	0,2684	15305,9	741,0	3227,3
13	11,66	5,47	6,19	2	448	24192	0,4664	0,2188	0,2476	13643,4	697,0	2746,5
14	11,39	5,23	6,16	2	282	15228	0,4556	0,2092	0,2464	8194,9	401,1	1712,1
15	11,25	5,19	6,06	2	282	15228	0,4500	0,2076	0,2424	7994,7	395,0	1657,0
16	9,6	4,56	5,05	2	282	15228	0,3840	0,1824	0,2020	5821,6	304,9	1150,7
17	9,19	4,29	4,9	2	282	15228	0,3676	0,1716	0,1960	5334,9	269,9	1083,3
18	8,92	4,1	4,82	2	448	24192	0,3568	0,1640	0,1928	7984,6	391,6	1665,3
19	8,37	3,86	4,51	2	448	24192	0,3348	0,1544	0,1804	7030,4	347,1	1458,0
20	7,13	3,21	3,92	2	448	24192	0,2852	0,1284	0,1568	5101,6	240,0	1101,5
21	6,86	3,13	3,73	2	282	15228	0,2744	0,1252	0,1492	2972,7	143,7	627,8
22	6,45	2,98	3,47	2	282	15228	0,2580	0,1192	0,1388	2627,9	130,2	543,3
23	6,31	2,87	3,44	2	282	15228	0,2524	0,1148	0,1376	2515,1	120,8	533,9
Суммарное значение потерь					8760	473040				376989,5	18997	76872,9
							945899,3					

4 Главная электрическая схема ПС «Завьялово»

В ОРУ-110 кВ подстанции «Завьялово» 110/35/10 кВ используется типовая схема 110-4Н два блока с применением отделителей и короткозамыкателей, а также неавтоматической перемычкой со стороны линии [5].

Реконструкции в ОРУ-110 кВ подвергнутся только устаревшие отделители и короткозамыкатели, они будут заменены на современные высоковольтные выключатели [19]. Схема 110-4Н [5] не требует замены так как: схема проста и наглядна, обеспечивает необходимую надежность электроснабжения потребителей, обеспечивает безопасность проведения ремонтно-эксплуатационных работ. Отказ от отделителей и короткозамыкателей производится согласно нормам технологического проектирования, не допускающим их применение. Ввиду этого производится замена на высоковольтные выключатели.

ОРУ-35 кВ выполнена двухсекционной по схеме 35-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [5]. КРУ-10 кВ выполнена двухсекционной по схеме 10(6)-1 «Одна, секционированная выключателями, система шин».

Вывод по разделу 4. Проанализировав существующую электрическую схему подстанции было принято решение о замене отделителей и короткозамыкателей в ОРУ-110 кВ на высоковольтные выключатели. ОРУ-35 кВ и КРУ-10 кВ остались без изменений.

5 Расчет токов короткого замыкания ПС «Завьялово»

Произведем расчет токов КЗ на стороне 110, 35 и 10 кВ для силовых трансформаторов ТДТН-25000 кВА, требующийся для последующего выбора электрической аппаратуры и выбора системы заземления.

Расчеты произведем согласно методическим указаниям [9, 10]

Исходные данные:

- $S_c = 2700$ МВА,

- $l_{ЛЭП} = 13$ км.

Базисные значения принимаются следующими:

- $S_6 = 1000$ МВА.

Для расчета токов короткого замыкания необходимо составить расчетную схему. Расчетная схема представлена на рисунке 4.

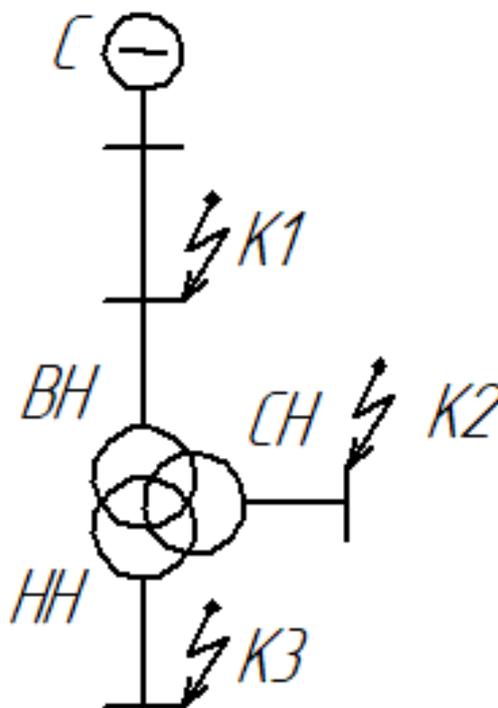


Рисунок 4 – Расчетная схема

Для расчёта сопротивлений преобразуем расчетную схемы в схему замещения (рисунок 5):

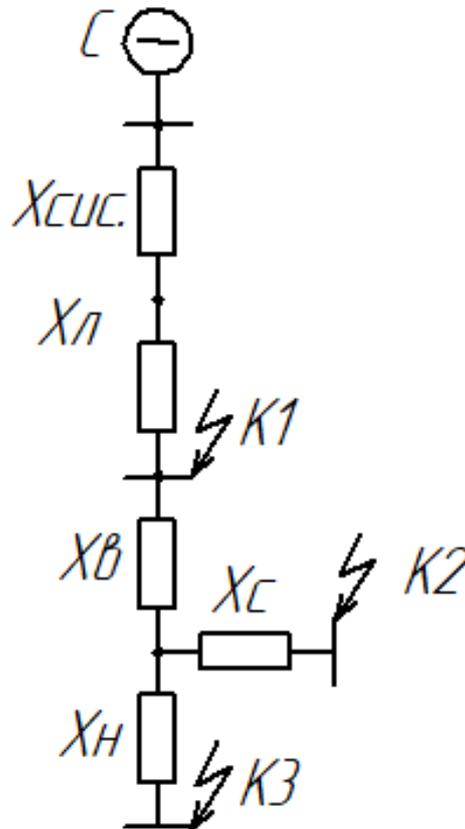


Рисунок 5 – Схема замещения

Базисное сопротивление системы рассчитывается по формуле:

$$x_{*б,с} = \frac{S_б}{S_с}, \quad (30)$$

где $S_б$ – базисное значение мощности;

$S_с$ – мощность короткого замыкания.

$$x_{*б,с} = \frac{1000}{2700} = 0,37.$$

Рассчитаем базисное сопротивление воздушной линии:

$$x_{*л} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{ср.н}^2}, \quad (31)$$

где $x_{уд}$ – удельное сопротивление линии Ом/км;

l – длина линии;

$U_{ср.н}$ – средне номинальное напряжение воздушной линии.

$$x_{*л} = 0,4 \cdot 13 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,39.$$

Базисное сопротивление высокой стороны обмоток трансформатора:

$$x_{*б,ТВ} = \frac{U_{к.в}\%}{100} \cdot \frac{S_б}{S_н}, \quad (32)$$

где $S_н$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$x_{*б,ТВ} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 4,3.$$

Базисное сопротивление средней стороны обмоток трансформатора:

$$x_{*б,Тс} = \frac{U_{к.с}\%}{100} \cdot \frac{S_б}{S_н}, \quad (33)$$

$$x_{*б,Тс} = \frac{0}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0.$$

Базисное сопротивление низкой стороны обмоток трансформатора:

$$x_{*б,Тн} = \frac{U_{к.н}\%}{100} \cdot \frac{S_б}{S_н}, \quad (34)$$

$$x_{*б,Тн} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 2,7.$$

Определим КЗ в точке К1, сначала найдем результирующее сопротивление:

$$x_{*рез.К1} = x_{*б,С} + x_{*л}, \quad (35)$$

$$x_{*рез.К1} = 0,37 + 0,39 = 0,76.$$

Базисный ток на стороне 110 кВ в точке К1 будет равен:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.н}}, \quad (36)$$

$$I_б = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}.$$

Действующего значения периодической составляющей тока короткого замыкания рассчитывается как:

$$I_{п.о.}^{(3)} = \frac{E'_{*б}}{x_{*рез.К1}} \cdot I_б, \quad (37)$$

где $E'_{*б}$ - сверхпереходная ЭДС, о.е..

$$I_{п.о.}^{(3)} = \frac{1}{0,76} \cdot 5,02 = 6,6 \text{ кА}.$$

Ударный ток КЗ в точке К1 определяется как:

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

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент.

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 6,6 \cdot 1,8 = 16,8 \text{ кА}.$$

Далее определим КЗ в точке К2, в этом случае значение результирующего сопротивления равно:

$$x_{*рез.К2} = x_{*б,С} + x_{*л} + x_{*б,Тв} + x_{*б,Тс}, \quad (39)$$

$$x_{*рез.К2} = 0,37 + 0,39 + 4,3 + 0 = 5,06.$$

Базисный ток для стороны 35кВ:

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 15,39.$$

Действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания для точки К2:

$$I_{п.о.}^{(3)} = \frac{E'_{*6}}{x_{*рез.К2}} \cdot I_6, \quad (40)$$

$$I_{п.о.}^{(3)} = \frac{1}{5,06} \cdot 15,39 = 3,04 \text{ кА.}$$

Ударный ток в данной точке равен:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 3,04 \cdot 1,8 = 7,74 \text{ кА.}$$

Теперь найдем короткое замыкание в точке К3, также начиная с результирующего сопротивления:

$$x_{*рез.К3} = x_{*6,С} + x_{*л} + x_{*6,Тв} + x_{*6,Тн}, \quad (41)$$

$$x_{*рез.К3} = 0,37 + 0,39 + 4,3 + 2,7 = 7,76.$$

Для стороны 10 кВ базисный ток равен:

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 52,49 \text{ кА.}$$

Действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания для точки К3:

$$I_{п.о.}^{(3)} = \frac{E'_{*6}}{x_{*рез.КЗ}} \cdot I_6, \quad (42)$$

$$I_{п.о.}^{(3)} = \frac{1}{7,76} \cdot 52,49 = 6,76 \text{ кА.}$$

Ударный ток в точке КЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 6,76 \cdot 1,8 = 17,21 \text{ кА.}$$

Занесем результаты расчета токов короткого замыкания в таблицу 5.

Таблица 5 – Результаты расчета КЗ

Расчетная точка	$I_{п.о.}^{(3)}$, кА	$i_{уд}$, кА
К1	6,6	16,8
К2	3,04	7,74
К3	6,76	17,21

Вывод по разделу 5. Составив расчетную схему и её схему замещения рассчитали значения периодической составляющей и ударного тока короткого замыкания для каждой из сторон напряжения. На основе полученных данных будет выбрано высоковольтное оборудование подстанции.

6 Выбор оборудования подстанции

6.1 Выбор высоковольтных выключателей

Силовой выключатель является одним из важнейших коммутационных аппаратов на подстанции, ведь именно с помощью него производится включение или отключение определенных участков сети, при возникновении аварийных режимов [16].

Выключатель выбирается согласно следующим параметрам [6, 8]:

-номинальное напряжение $U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$;

-номинальный ток $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$;

-отключающая способность;

-электродинамическая стойкость;

-термическая стойкость.

Сначала выберем выключатель на стороне 110 кВ.

Найдём максимальный ток, с учётом 40% перегрузки:

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (43)$$
$$I_{\text{max}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 175,7 \text{ А.}$$

Рассчитаем апериодическую составляющую тока:

$$\tau = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{с.в.}}, \quad (44)$$
$$\tau = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с,}$$

$$I_{\text{а,}\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о.}}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (45)$$
$$I_{\text{а,}\tau} = \sqrt{2} \cdot 6,6 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,05}} = 4,19 \text{ кА.}$$

Максимальное значение апериодической составляющей тока КЗ, которое способен отключить выключатель:

$$I_{a,ном} = \left(\frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{ном}}{100} \right) \cdot I_{откл.ном}, \quad (46)$$

где $\beta_{ном}$ % - относительное содержание апериодической составляющей тока КЗ.

$$I_{a,ном} = \left(\frac{\sqrt{2} \cdot 40}{100} \right) \cdot 40 = 22,62 \text{ кА.}$$

Определим термическую стойкость:

$$B_K = I_{п.0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (47)$$

$$B_K = 6,6^2 \cdot (0,3 + 0,05) = 15,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Результаты расчетов и каталожные технические характеристики высоковольтного выключателя ВГТ-110-40/2500 представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчетов и параметры выключателя ВГТ-110-40/2500

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 175,7 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$I_{п.0}^{(3)} = 6,6 \text{ кА}$	$I_{ном.откл} = 40 \text{ кА}$
$I_{a,т} = 4,19 \text{ кА}$	$I_{a,ном} = 22,62 \text{ кА}$
$I_{п.0}^{(3)} = 6,6 \text{ кА}$	$I_{прс} = 40 \text{ кА}$
$i_{уд} = 16,8 \text{ кА}$	$i_{прс} = 102 \text{ кА}$
$B_K = 15,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 0,3 = 480 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Высоковольтный выключатель ВГТ-110-40/2500 проходит по всем выше указанным условиям, а значит подходит для установки на стороне 110 кВ подстанции.

Теперь произведем выбор выключателя на стороне 35 кВ.

Номинальный рабочий ток, с учётом 40% перегрузки:

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 524,9 \text{ А.}$$

Расчёт апериодической составляющей тока:

$$\tau = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с,}$$
$$I_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 3,04 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,05}} = 1,75 \text{ кА.}$$

Определим максимальное значение апериодической составляющей тока КЗ, которое способен отключить выключатель:

$$I_{a,\text{ном}} = \left(\frac{\sqrt{2} \cdot 37}{100} \right) \cdot 50 = 26,16 \text{ кА.}$$

Найдём термическую стойкость:

$$B_K = 3,04^2 \cdot (0,3 + 0,05) = 3,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Результаты расчетов и каталожные технические характеристики высоковольтного выключателя ВГТ-УЭТМ-35-50/3150 У1 представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчетов и параметры выключателя ВГТ-УЭТМ-35-50/3150 У1

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 524,9 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$

Продолжение таблицы 7

$I_{п.о.}^{(3)} = 3,04 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ.ОТКЛ}} = 50 \text{ кА}$
$I_{a,\tau} = 1,75 \text{ кА}$	$I_{a,\text{НОМ}} = 26,16 \text{ кА}$
$I_{п.о.}^{(3)} = 3,04 \text{ кА}$	$I_{\text{прс}} = 50 \text{ кА}$
$i_{уд} = 7,74 \text{ кА}$	$i_{\text{прс}} = 127,5 \text{ кА}$
$B_K = 3,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = 50^2 \cdot 0,3 = 750 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Высоковольтный элегазовый выключатель ВГТ-УЭТМ-35-50/3150 У1 подходит для установки на стороне 35 кВ подстанции.

Выберем выключателя на низкой стороне в 10 кВ.

Для низкой стороны выбираем распределительное устройство КРУ-СЭЩ-70-10, все последующие расчеты выключателей, трансформаторов тока и напряжение на стороне 10 кВ, будут вестись для этого РУ.

Номинальный рабочий ток, с учётом 40% перегрузки:

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1837 \text{ А.}$$

Расчёт аperiodической составляющей тока:

$$\tau = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с,}$$

$$I_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 6,76 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,05}} = 3,89 \text{ кА.}$$

Определим максимальное значение аperiodической составляющей тока КЗ, которое способен отключить выключатель:

$$I_{a,\text{НОМ}} = \left(\frac{\sqrt{2} \cdot 40}{100} \right) \cdot 50 = 28,3 \text{ кА.}$$

Найдём термическую стойкость:

$$B_K = 6,76^2 \cdot (0,3 + 0,05) = 15,99 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Результаты расчетов и каталожные технические характеристики высоковольтного выключателя ВВУ-СЭЩ-10-50/2000 представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты расчетов и параметры выключателя ВВУ-СЭЩ-10-50/2000

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1837 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$I_{\text{п.о.}}^{(3)} = 6,76 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$
$I_{\text{а,т}} = 3,89 \text{ кА}$	$I_{\text{а,ном}} = 28,3 \text{ кА}$
$I_{\text{п.о.}}^{(3)} = 6,76 \text{ кА}$	$I_{\text{прс}} = 50 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 17,21 \text{ кА}$	$i_{\text{прс}} = 125 \text{ кА}$
$B_K = 15,99 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = 50^2 \cdot 0,3 = 750 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Высоковольтный вакуумный выключатель ВВУ-СЭЩ-10-50/2000 подходит для установки на стороне 10 кВ подстанции.

6.2 Выбор разъединителей

Разъединитель выбирают исходя из следующих условий [6]:

- номинальное напряжение $U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$;
- номинальный ток $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$;
- электродинамическая стойкость;
- термическая стойкость.

Для начала выберем разъединитель на стороне 110 кВ:

Все параметры из выше указанных условий рассчитаны в предыдущих пунктах, поэтому сразу составляем таблицу для расчетных и каталожных данных.

Выбираем разъединитель наружной установки РГП-СЭЩ–110/1250 и проводим его проверку в таблице 9.

Таблица 9 – Проверка разъединителя РГП-СЭЩ–110/1250

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 175,7 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$
$I_{\text{п.о.}}^{(3)} = 6,6 \text{ кА}$	$I_{\text{прс}} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 16,8 \text{ кА}$	$i_{\text{прс}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 15,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 31,5^2 \cdot 0,3 = 297,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Данный разъединитель подходит для установки на подстанции.

Теперь выбираем разъединитель на стороне 35 кВ:

Выбираем разъединитель наружной установки РГП-СЭЩ–35/1000 и проводим его проверку в таблице 10.

Таблица 10 – Проверка разъединителя РГП-СЭЩ–35/1000

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 524,9 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{п.о.}}^{(3)} = 3,04 \text{ кА}$	$I_{\text{прс}} = 20 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 7,74 \text{ кА}$	$i_{\text{прс}} = 50 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 3,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 20^2 \cdot 0,3 = 120 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Данный разъединитель проходит проверку по всем параметрам и подходит для установки на подстанции.

6.3 Выбор трансформаторов тока

Наличие ТТ обязательно, так как они преобразуют ток до его значений, безопасных для измерения. Еще одно предназначение ТТ это отделение приборов учета от высоковольтной сети.

Выберем трансформатор тока для высокой стороны в 110 кВ.

Найдем максимальный ток, который будет протекать через трансформатор:

$$I_{max} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (48)$$

$$I_{max} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,5 \text{ А.}$$

Для проверки выберем трансформатор тока ТОГФ-110-150/5, проверка данного трансформатора приводится в таблице 11.

Таблица 11 – Проверка трансформатора тока ТОГФ-110-150/5

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 125,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 150 \text{ А}$
$i_{уд} = 16,8 \text{ кА}$	$i_{прс} = 63 \text{ кА}$
$B_K = 15,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 63^2 \cdot 0,3 = 1191 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

ТОГФ-110-150/5 подходит для установки на подстанции.

Теперь проверим трансформатор по вторичной нагрузке:

Вторичная нагрузка трансформатора тока ТОГФ-110-150/5 приведена в таблице 12.

Таблица 12– Вторичная нагрузка трансформатора тока ТОГФ-110-150/5

Прибор	Название	Нагрузка на фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	АМ-D-963	0,8	0,8	0,8
Ваттметр	Ц42303	1	1	-
Итого	-	1,8	1,8	0,8

Проведем расчет сопротивления приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\Sigma}}{I_2^2}, \quad (49)$$

где S_{Σ} – суммарная мощность приборов, ВА;

I_2 – значение тока вторичной цепи трансформатора, А.

$$R_{\text{приб}} = \frac{1,8}{5^2} = 0,072 \text{ Ом.}$$

Рассчитаем сопротивление проводов:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}}, \quad (50)$$

где $Z_{2\text{ном}}$ – полное номинальное сопротивление нагрузки вторичной цепи, Ом;

$R_{\text{к}}$ – сопротивление контактов, Ом.

$$R_{\text{пр}} = 1,2 - 0,072 - 0,1 = 1,028 \text{ Ом.}$$

Длину соединительных проводов примем равной 50 м.

Сечение соединительных проводников рассчитаем по следующей формуле:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}}, \quad (51)$$

где ρ – удельное сопротивление проводника;

l_p – длина проводника.

$$s = \frac{0,0175 \cdot 50}{1,028} = 0,85 \text{ мм}^2.$$

Получившееся сечение не совпадает с минимально допустимым в 2,5 мм², поэтому выбираем $s = 2,5 \text{ мм}^2$.

Выбор трансформатора тока на средней стороне в 35 кВ.

Рассчитаем максимальный ток:

$$I_{max} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 374,9 \text{ А.}$$

Проверим трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-35-400/5, проверка приведена в таблице 13.

Таблица 13 – Проверка трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-35-400/5

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 374,9 \text{ А}$	$I_{ном} = 400 \text{ А}$
$i_{уд} = 7,74 \text{ кА}$	$i_{прс} = 100 \text{ кА}$
$B_K = 3,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 0,3 = 480 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

ТОЛ-СЭЩ-35-400/5 подходит для установки на подстанции.

Проверка по вторичной нагрузке:

Вторичная нагрузка трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-35-400/5 приведена в таблице 14.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-35-400/5

Прибор	Название	Нагрузка на фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	АМ-D-963	0,8	0,8	0,8
Измеритель активной и реактивной мощности	Ц42303	1	1	-
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 234 ART 01 P	0,2	0,2	-
Итого	-	2	2	0,8

Сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{2}{5^2} = 0,08 \text{ Ом.}$$

Сопротивление проводов:

$$R_{\text{пр}} = 1,2 - 0,08 - 0,1 = 1,02 \text{ Ом.}$$

Сечение соединительных проводов:

$$s = \frac{0,0175 \cdot 50}{1,02} = 0,86 \text{ мм}^2.$$

Как и на высокой стороне напряжения, расчётное сечение слишком мало, поэтому выбираем $s = 2,5 \text{ мм}^2$.

Выбор трансформатора тока на низкой стороне в 10 кВ.

Расчёт максимального тока:

$$I_{\text{max}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1312,2 \text{ А.}$$

Проверим трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10-1500/5, проверка приведена в таблице 15.

Таблица 15 – Проверка трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-10-1500/5

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1312,2 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1500 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 17,21 \text{ кА}$	$i_{\text{прс}} = 100 \text{ кА}$
$B_{\text{К}} = 15,99 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = 40^2 \cdot 0,3 = 480 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

ТОЛ-СЭЩ-10-1500/5 подходит для установки на подстанции.

Проверка по вторичной нагрузке:

Вторичная нагрузка трансформатора тока ТОГФ-110-150/5 приведена в таблице 16.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформатора тока ТОЛ-СЭЦ-10-1500/5

Прибор	Название	Нагрузка на фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	АМ-D-963	0,8	0,8	0,8
Измеритель активной и реактивной мощности	Ц42303	1	1	-
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 234 ART 01 P	0,2	0,2	-
Итого	-	2	2	0,8

Сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{2}{5^2} = 0,08 \text{ Ом.}$$

Сопротивление проводов:

$$R_{\text{пр}} = 1,2 - 0,08 - 0,1 = 1,02 \text{ Ом.}$$

Сечение соединительных проводов:

$$s = \frac{0,0175 \cdot 50}{1,02} = 0,86 \text{ мм}^2.$$

Расчётное сечение слишком мало, поэтому выбираем $s = 2,5 \text{ мм}^2$.

6.4 Выбор трансформаторов напряжения

Для стороны 110 кВ выберем трансформатор напряжения ЗНОГ-110 УХЛ 1 и проверим его по вторичной нагрузке.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения ЗНОГ-110 УХЛ 1 приведена в таблице 17.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка ЗНОГ-110 УХЛ 1

Прибор	Название	Количество	Мощность прибора, ВА	Общая мощность, ВА
Вольтметр	VD-963	1	6	6
Измеритель активной и реактивной мощности	Ц42303	1	8	8
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 234 ART 01 P	3	10	30
Итого	-	-	-	44

Данный трансформатор проходит проверку и подходит для установки, так как номинальная мощность вторичной обмотки в 200 ВА больше, чем мощность установленных электроприборов.

Для стороны 35 кВ выберем трансформатор напряжения НОЛ-СЭЦ-35 УХЛ 1 и проверим его по вторичной нагрузке.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения НОЛ-СЭЦ-35 УХЛ 1 приведена в таблице 18.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка НОЛ-СЭЩ-35 УХЛ 1

Прибор	Название	Количество	Мощность прибора, ВА	Общая мощность, ВА
Вольтметр	VD-963	1	6	6
Измеритель активной и реактивной мощности	Ц42303	1	8	8
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 234 ART 01 P	3	10	30
Итого	-	-	-	44

Данный трансформатор напряжения подходит для установки, потому что при классе точности в 0,5 номинальная мощность вторичной обмотки составляет 100 ВА, что больше чем мощность установленных электроприборов.

На стороне 10 кВ используется КРУ-СЭЩ-70-10, комплектуемым к нему будет трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЩ-10, проведём его проверку по вторичной нагрузке.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения НАЛИ-СЭЩ-10 приведена в таблице 18.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка НАЛИ-СЭЩ-10

Прибор	Название	Количество	Мощность прибора, ВА	Общая мощность, ВА
Вольтметр	VD-963	1	6	6
Измеритель активной и реактивной мощности	Ц42303	1	8	8
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 234 ART 01 P	4	10	40
Итого	-	-	-	54

Данный трансформатор напряжения прошёл проверку и подходит для установки, так как номинальная мощность установленных электроприборов меньше, чем мощность вторичной обмотки в 100 ВА.

6.5 Выбор ограничителей перенапряжения

Ограничители перенапряжений представляют из себя разрядники без искровых промежутков, конструктивно состоящий из «колонок» варисторов. Предназначены они для защиты электрооборудования от перенапряжений, вызванных либо атмосферными явлениями, либо коммутационными.

Для стороны 110 кВ проверим ОПН-РК-110/88-10-760 УХЛ 1.

Длительно допустимое напряжения на ОПН рассчитывается как:

$$U_d = \frac{1,15 \cdot U_{\text{ном.сети}}}{\sqrt{3}}, \quad (52)$$

$$U_d = \frac{1,15 \cdot 126}{\sqrt{3}} = 84 \text{ кВ.}$$

Расчет взрывобезопасности:

$$I_{\text{ср.опн}} \geq 1,15 \cdot I_{\text{п.о.}}^{(3)}, \quad (53)$$

где $I_{\text{ср.опн}}$ – ток срабатывания ограничителя перенапряжения.

$$I_{\text{ср.опн}} \geq 1,15 \cdot 6,6 = 7,59 \text{ кА.}$$

Сравним рассчитанные параметры с каталожными в таблице 20.

Таблица 20 – Проверка ОПН-РК-110/88-10-760 УХЛ 1

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_d = 84 \text{ кВ}$	$U_d = 88 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 7,59 \text{ кА}$	$I_{\text{ср.опн}} = 40 \text{ кА}$

ОПН-РК-110/88-10-760 УХЛ 1 проходит проверку и подходит для установки.

Для стороны 35 кВ проверим ОПН-РК-35/42-10-760 УХЛ 1.

Длительно допустимое напряжения на ОПН:

$$U_d = \frac{1,15 \cdot 126}{\sqrt{3}} = 84 \text{ кВ.}$$

Расчет взрывобезопасности:

$$I_{\text{ср.опн}} \geq 1,15 \cdot 3,04 = 3,5 \text{ кА.}$$

Сравним рассчитанные параметры с каталожными в таблице 21.

Таблица 21 – Проверка ОПН-РК-35/42-10-760 УХЛ 1

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_d = 27 \text{ кВ}$	$U_d = 42 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 3,5 \text{ кА}$	$I_{\text{ср.опн}} = 40 \text{ кА}$

ОПН-РК-35/42-10-760 УХЛ 1 проходит проверку и подходит для установки.

Для стороны 10 кВ проверим ОПН-РВ-10/12,6-5-250 УХЛ 1.

Длительно допустимое напряжения на ОПН:

$$U_d = \frac{1,15 \cdot 126}{\sqrt{3}} = 84 \text{ кВ.}$$

Расчет взрывобезопасности:

$$I_{\text{ср.опн}} \geq 1,15 \cdot 6,76 = 7,77 \text{ кА.}$$

Сравним рассчитанные параметры с каталожными в таблице 22.

Таблица 22 – Проверка ОПН-РВ-10/12,6-5-250 УХЛ 1

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_d = 8 \text{ кВ}$	$U_d = 12,6 \text{ кВ}$
$I_{max} = 7,77 \text{ кА}$	$I_{ср.опн} = 20 \text{ кА}$

ОПН-РВ-10/12,6-5-250 УХЛ 1 проходит проверку и подходит для установки.

Вывод по разделу 6. В данном разделе были произведены расчет параметров оборудования, предполагаемого к установке на подстанции и его сравнение с каталожными данными. Всё выбранное оборудование прошло проверку и может быть установлено на подстанции.

7 Релейная защита подстанции

Релейная защита предназначена для отключения поврежденного элемента электрической сети при ненормальных режимах, для предотвращения сильного повреждения оборудования или сигнализации персоналу о необходимости принятия мер по предотвращению повреждений.

Трансформатор является самым дорогостоящим элементом подстанции, поэтому для его сохранности применяются различные устройства защиты.

Дифференциальная защита является основной защитой для трансформаторов 6,3 МВА и более. Основные её плюсы — это абсолютная селективность и срабатывание без выдержки времени.

Рассчитаем уставки дифференциальной защиты [11]:

Первичное значение тока на каждой стороне рассчитывается как:

$$I_{\text{пер.ном.ВН}} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (54)$$

$$I_{\text{пер.ном.СН}} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (55)$$

$$I_{\text{пер.ном.НН}} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (56)$$

$$I_{\text{пер.ном.ВН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,5 \text{ А},$$

$$I_{\text{пер.ном.ВН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 374,9 \text{ А},$$

$$I_{\text{пер.ном.ВН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1312,2 \text{ А}.$$

Теперь рассчитаем вторичное значение тока на каждой стороне:

$$I_{\text{втор.ном.ВН}} = \frac{I_{\text{пер.ном.ВН}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_1}, \quad (57)$$

$$I_{\text{втор.ном.СН}} = \frac{I_{\text{пер.ном.СН}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_1}, \quad (58)$$

$$I_{\text{втор.ном.НН}} = \frac{I_{\text{пер.ном.НН}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_1}, \quad (59)$$

где $K_{\text{сх}}$ – коэффициенты схемы (звезда $K_{\text{сх}}=1$, треугольник $K_{\text{сх}}=\sqrt{3}$);
 K_1 – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

$$I_{\text{втор.ном.ВН}} = \frac{125,5 \cdot \sqrt{3}}{30} = 7,24 \text{ А},$$

$$I_{\text{втор.ном.СН}} = \frac{374,9 \cdot \sqrt{3}}{80} = 8,11 \text{ А},$$

$$I_{\text{втор.ном.НН}} = \frac{1312,2 \cdot 1}{300} = 4,37 \text{ А}.$$

Полученные значения вторичных токов принимаем за базисные.

Рассчитанные базисные токи проходят проверку попадания в допустимый диапазон выравнивания в 1,01-10 А.

Найдём расчетный ток небаланса, порожденный сквозным током:

$$I_{\text{диф}} = K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{доб}}) \cdot I_{\text{сквоз}}, \quad (60)$$

$$I_{\text{диф}} = 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot I_{\text{сквоз}} = 0,52 \cdot I_{\text{сквоз}}.$$

Базовую уставку $I_{\text{д1}}/I_{\text{баз}}$ примем равной 0,4.

Проведём расчет коэффициента снижения тормозного тока:

$$K_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{доб}})}, \quad (61)$$

$$K_{\text{сн.т}} = \sqrt{1 - (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04)} = 0,78.$$

Далее рассчитаем коэффициент торможения в процентах:

$$K_{\text{торм}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{доб}})}{K_{\text{сн.т}}}, \quad (62)$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04)}{0,78} \cdot 100\% = \frac{0,52}{0,78} \cdot 100\% = 66,7\%.$$

В виду того, что уставка коэффициента торможения должна быть округлена до целой части принимаем $K_{\text{торм}} = 67\%$.

Рассчитаем первую точку излома:

$$\frac{I_{\Gamma 1}}{I_{\text{н}}} = \frac{I_{\text{д1}}/I_{\text{баз}}}{K_{\text{торм}}} \cdot 100, \quad (63)$$

$$\frac{I_{\Gamma 1}}{I_{\text{н}}} = \frac{0,4}{67} \cdot 100 = 0,6.$$

Для выбора второй точки излома рекомендовано выбирать из диапазона от 1 до 2, значение уставки $\frac{I_{\Gamma 2}}{I_{\text{н}}}$ примем равным 1,6.

Значение уставки блокировки второй гармоники примем равной:

$$\frac{I_{\text{дГ2}}}{I_{\text{дГ1}}} = 0,15.$$

Рассчитаем ток небаланса при внешнем коротком замыкании:

$$I_{\text{неб}} = K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{доб}}) \cdot I_{\text{кз.внеш}}, \quad (64)$$

$$I_{\text{неб}} = 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot 6,6 = 3,43.$$

Найдем отношение тока внешнего короткого замыкания к первичному току трансформатора на каждой стороне трансформатора:

$$I_{\text{кз.внеш.мах.ВН}} = \frac{I_{\text{кз.внеш}}}{I_{\text{пер.ном.ВН}}}, \quad (65)$$

$$I_{\text{кз.внеш.мах.СН}} = \frac{I_{\text{кз.внеш}}}{I_{\text{пер.ном.СН}}}, \quad (66)$$

$$I_{\text{кз.внеш.мах.НН}} = \frac{I_{\text{кз.внеш}}}{I_{\text{пер.ном.НН}}}, \quad (67)$$

$$I_{\text{кз.внеш.мах.ВН}} = \frac{6600}{125,5} = 52,6,$$

$$I_{\text{кз.внеш.мах.СН}} = \frac{3040}{374,9} = 8,11,$$

$$I_{\text{кз.внеш.мах.НН}} = \frac{6760}{1312,2} = 5,15.$$

Рассчитаем отношение дифференциального тока к номинальному:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{н}}} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{неб}} \cdot I_{\text{кз.внеш.мах.СН}}, \quad (68)$$

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{н}}} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{неб}} \cdot I_{\text{кз.внеш.мах.НН}}, \quad (69)$$

где $K_{\text{неб}}$ – коэффициент небаланса, для ТТ с номиналом вторичной обмотки 5 А принимается 0,7.

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{н}}} \geq 1,3 \cdot 0,7 \cdot 8,11,$$

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{н}}} \geq 7,38,$$

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{н}}} \geq 1,3 \cdot 0,7 \cdot 5,15,$$

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{н}}} \geq 4,69.$$

Уставка дифференциальной отсечки $I_{\text{диф}}/I_{\text{н}}$ принимается равной 7,4.

Вывод по разделу 7. Согласно параметрам сети, были рассчитаны уставки дифференциальной защиты трансформатора выполненной микропроцессорного устройства «Сириус-Т».

8 Система оперативного тока ПС «Завьялово»

Оперативный ток - ток, питающий вторичные устройства оборудования, такие как: выключатели, релейную защиту, сигнализацию и др [13]. Питание оперативных цепей подстанций производится переменным, постоянным или выпрямленным током. По рекомендациям питание производится постоянным током или переменным при условии упрощения или удешевления электроустановок. При любом характере аварийных ситуаций, источник оперативного тока должен оставаться в рабочем состоянии.

Установки постоянного тока состоят из аккумуляторных батарей, зарядноподзарядных агрегатов и оперативных цепей. Аккумуляторные батареи работают в режиме постоянного подзаряда и их срок службы не менее 20 лет [13]. Из-за сильных разветвлений в оперативных цепях постоянного тока на каждой линии устанавливается секционный выключатель.

Учитывая выше сказанное, на подстанции выбираем систему оперативного тока, выполненную на постоянном токе, питаемым от аккумуляторной батареи и двух зарядно-выпрямительных устройств.

Вывод по разделу 8. Проанализировав все виды питания оперативным током была выбрана система оперативного тока, выполненная на постоянном токе с использованием аккумуляторных батарей и зарядно-выпрямительных устройств.

9 Собственные нужды ПС «Завьялово»

Трансформатор собственных нужд - это силовой понижающий трансформатор, предназначенный для питания электроприёмников собственных нужд подстанции.

Питание собственных нужд на подстанциях 35-750 кВ должно выполняться двух трансформаторным [10].

Нагрузка собственных нужд представлена в таблице 23.

Таблица 23 – Потребители собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Потребляемая мощность, кВА
Система охлаждения силовых трансформаторов	8
Подогрев выключателей и приводов	3,7
Подогрев разъединителей	4,2
Подогрев шкафов КРУ	9
Подогрев релейного шкафа	2
Системы вентиляции	8
Отопление и освещение	14
Зарядно-подзарядные агрегаты	30
Итого	78,9
С учетом коэффициента загрузки $K_3=0,7$	55,23

Согласно нагрузке, выбираем 2 трансформатора ТЛС-63 кВА.

Вывод по разделу 9. На основе данных о потребителях собственных нужд было принято к установке 2 трансформатора ТЛС-63 кВА.

10 Заземление подстанции

По нормам технологического проектирования, каждая подстанция должна быть оборудована системой заземления [1]. Заземлением называют электрическое соединение электрооборудования или установки с заземляющим устройством. Заземление применяется для защиты от поражения током [2].

Подстанция располагается в III климатической зоне, тип грунта суглинок $\rho_{гр} = 150 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Площадь подстанции 63м на 40м.

Проведём расчет заземляющего устройства:

Найдём допустимое сопротивление заземляющего устройства с учетом удельного сопротивления грунта:

$$R_3 = \frac{\rho_{гр}}{100} \cdot R_3, \quad (70)$$

$$R_3 = \frac{150}{100} \cdot 4 = 6 \text{ Ом}.$$

Рассчитаем сопротивление растеканию вертикального заземлителя по формуле:

$$R_B = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.в}}{l} \cdot \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t'+l}{4t'-l} \right), \quad (71)$$

$$\rho_{расч.в} = K_c \cdot \rho_{гр}, \quad (72)$$

$$t' = t_0 + \frac{1}{2}l, \quad (73)$$

где l – длина вертикального заземлителя;

d – диаметр стержневого заземлителя;

K_c – значение коэффициента сезонности для III климатической зоны;

t_0 – глубина заложения вертикального заземлителя.

$$R_B = \frac{0,366 \cdot 225}{3} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 3}{0,02} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2,1 + 3}{4 \cdot 2,1 - 3} \right) = 72,57 \text{ Ом},$$

$$\rho_{\text{расч.в}} = 1,5 \cdot 150 = 225 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$t' = 0,6 + \frac{1}{2} \cdot 3 = 2,1 \text{ м}.$$

Вычислим количество вертикальных заземлителей:

$$n_B = \frac{R_B}{\eta_B \cdot R_3}, \quad (74)$$

где η_B – коэффициент использования вертикальных заземлителей, расположенных по контуру.

$$n_B = \frac{72,57}{0,66 \cdot 6} = 18,3 \text{ шт.}$$

Исходя из расчетов, количество вертикальных заземлителей, принимаемых к установке равно 19 шт.

Длина горизонтального заземлителя (полоса) рассчитывается как:

$$l_{\Gamma} = a \cdot n_B, \quad (75)$$

$$l_{\Gamma} = 3 \cdot 18 = 54 \text{ м}.$$

Сопротивление растеканию горизонтального заземлителя (заземляющей полосы):

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{расч.в}}}{l_{\Gamma}} \cdot \lg \frac{2 \cdot l_{\Gamma}^2}{b \cdot t_0}, \quad (76)$$

$$\rho_{\text{расч.г}} = K_c \cdot \rho_{\Gamma p}, \quad (77)$$

где b – ширина заземляющей полосы.

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot 375}{54} \cdot \lg \frac{2 \cdot 54^2}{0,05 \cdot 0,6} = 13,4 \text{ Ом},$$

$$\rho_{\text{расч.г}} = 2,5 \cdot 150 = 375 \text{ Ом}\cdot\text{м.}$$

Действительное сопротивление растеканию горизонтального заземлителя при учете коэффициента использования:

$$R'_\Gamma = \frac{R_\Gamma}{\eta_\Gamma}, \quad (78)$$

где η_Γ – коэффициент использования горизонтальных заземлителей, расположенных по контуру.

$$R'_\Gamma = \frac{13,4}{0,32} = 41,86 \text{ Ом.}$$

Теперь рассчитаем сопротивление растеканию вертикальных заземлителей с учетом сопротивления горизонтального заземлителя:

$$R'_B = \frac{R'_\Gamma \cdot R_3}{R'_\Gamma - R_3}, \quad (79)$$

$$R'_B = \frac{41,86 \cdot 6}{41,86 - 6} = 7 \text{ Ом.}$$

Уточненное количество вертикальных заземлителей:

$$n_B = \frac{R_B}{\eta_B \cdot R'_B}, \quad (80)$$

$$n_B = \frac{72,57}{0,66 \cdot 7} = 15,71 \text{ шт.}$$

Вывод по разделу 10. На основе данных о климатической зоне, типу грунта и площади подстанции был произведен расчет количества заземлителей. По итогам расчета к установке принято 16 вертикальных заземлителей.

11 Молниезащита подстанции

Молниеотводы применяются для защиты линий (тросовые) и для защиты зданий, аппаратуры и объектов (стрелневые), конструктивно молниеотвод состоит из молниеприемника – элемент, принимающий на себя удар молнии; токоотвода – элемент по которому ток отводится к земле в заземлитель [14].

Высота молниеотвода примем равной $h = 25$ м.

Высоту объектов подлежащих защите равна $h_x = 9$ м.

Высота вершины конуса защиты молниеотвода рассчитывается как:

$$h_o = 0,85 \cdot h, \quad (81)$$
$$h_o = 0,85 \cdot 25 = 21,25 \text{ м.}$$

Рассчитаем радиус конуса защиты на уровне земли:

$$r_o = 1,2 \cdot h, \quad (82)$$
$$r_o = 1,2 \cdot 25 = 30 \text{ м.}$$

Радиус конуса защиты на высоте защищаемого сооружения, вычисляется как:

$$r_x = \frac{r_o \cdot (h_o - h_x)}{h_o}, \quad (83)$$
$$r_x = \frac{30 \cdot (21,25 - 9)}{21,25} = 17,3 \text{ м.}$$

Вывод по разделу 11. На основе расчетов было принято к установке 4 стрелневых молниеотвода высотой 25 м.

Заключение

В данной выпускной бакалаврской работе была реконструирована электрическая часть подстанции 110/35/10 «Завьялово».

Результатом технико-экономического расчета, стал выбор более мощных трансформаторов, в сравнение учувствовали ТДТН-25000 кВА и ТДТН-40000 кВА, первый вариант оказался экономически выгоднее, поэтому был принят к установке.

Электрические схемы распределительных устройств 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ реконструкции не подвергались, исключением было замена устаревших отделителей и короткозамыкателей на современные выключатели и разъединители. Далее был произведен расчет токов короткого замыкания для выбора электрического оборудования подстанции. Устаревшие выключатели были заменены на современные элегазовые и вакуумные выключатели. Электрическое оборудование, принятое к установке: выключатели: ВГТ-110-40/2500, ВГТ-УЭТМ-35-50/3150 У1; разъединители: РГП-СЭЩ–110/1250, РГП-СЭЩ–35/1000; трансформаторы тока ТОГФ-110-150/5, ТОЛ-СЭЩ-35-400/5; трансформаторы напряжения: ЗНОГ-110 УХЛ 1, НОЛ-СЭЩ-35 УХЛ 1.

Для стороны 10 кВ выбраны ячейки КРУ-СЭЩ-70 в которых применяется: выключатель ВВУ-СЭЩ-10-50/2000, трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10-1500/5 и трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЩ-10.

Произведен выбор микропроцессорных блоков релейной защиты и выполнены расчеты уставок. Произведен выбор новых трансформаторов собственных нужд для питания потребителей собственных нужд. К установке приняты два трансформатора ТСЛ-63 кВА. Проведя расчет молниезащиты были выбраны стержневые молниеотводы высотой 25 м в количестве 4 шт.

В результате данной работы, был разработан проект реконструкции подстанции, удовлетворяющий всем техническим нормам и требованиям.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Csanyi E. 3 Common Transformer Phenomena That Should Worry Substation Engineers [Электронный ресурс] : Electrical Engineering Portal. 2018. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/transformer-phenomena> (дата обращения 15.04.2020).
2. Csanyi E. Protection of a transformer directly connected to a transmission line without switchgear [Электронный ресурс] : Electrical Engineering Portal. 2019. URL: <https://electrical-engineeringportal.com/transformer-feeder-protection> (дата обращения 13.04.2020).
3. Don, H.J. Fundamentals of Electrical Engineering / H.J. Don. - Rice University, Houston, Texas, 2015.
4. Hongxia M., Heng Z., Minghua C. Two-Level Fault Diagnosis of SF6 Electrical Equipment Based on Big Data Analysis // Big data and cognitive computing. 2018. № 3-4. P. 1-18.
5. Ram B. Power System Protection and Switchgear. New York City : McGraw-Hill Professional Publishing, 2011. 684 p.
6. Rockefeller, G. Transformer Protection application guide // Basler Electric. 2013. URL: <http://electrical-engineering-portal.com/downloadcenter/books-and-guides/power-substations/transformer-protection-application> (дата обращения 13.04.2020).
7. Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ ГОСТ Р 52565-2006. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200046288>
8. ГОСТ Р 52719-2007. Трансформаторы силовые. Общие технические условия [Электронный ресурс]. Утв. и введ. приказом № 60-ст от 09.04.2008. М. : Стандартинформ, 2007. 46 с. URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4293841/4293841665> (дата обращения 15.03.2020).
9. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций [Электронный ресурс] : СО-153-34.21.122-

2003 : утв. Мин.Энерго РФ 30.03.2003. М. : [б.и.], 2003. 29 с. URL: https://zandz.com/files/so_153-34_21_122-2003.pdf (дата обращения 06.04.2020).

10. Короткие замыкания в электроустановках ГОСТ Р 52735-2007. URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-r-52735-2007> (дата обращения 01.04.2020).

11. Методика выбора уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» [Электронный ресурс] : ЗАО «РАДИУС Автоматика». URL: <http://www.rza.ru/> (дата обращения 05.04.2020).

12. Неклепаев, Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. М. : БХВ-Петербург, 2013.

13. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. с изм. и доп. М. : Норматика, 2017. 704 с.

14. Степкина, Ю. В., Салтыков В. М. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учебное пособие для курсового и дипломного проектирования. Тольятти. : ТГУ, 2007. 124 с.

15. Степкина, Ю.В. Высоковольтное оборудование станций и подстанций: учеб. пособие / Ю.В. Степкина, В.В. Вахнина. – Тольятти: ТГУ, 2006. – 49 с.

16. СТО 56947007-29.120.40.041-2010. Системы оперативного постоянного тока подстанций. М. : Издательство стандартов, 2015. 21 с.

17. СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). М. : Издательство стандартов, 2009. 96 с.

18. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. Типовые решения. М. : Издательство стандартов, 2009. 96 с.

19. Цены (тарифы) на электрическую энергию для населения и приравненным к нему категориям потребителей по Удмуртской республике

на 2020 год URL: <https://energovopros.ru/spravochnik/elektrosnabzhenie/tarify-na-elektroenergiju/3033/35569/> (дата обращения 23.03.2020).

20. Шеховцов В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Метод. пособие для курса проектирования: Учебное пособие для среднего, профильного образования. М.: ФОРУМ-ИНФРА-М, 2018.– 213 с