

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 ПС 35/10 кВ «Комбикормовый завод»

Обучающийся

Ф.С. Тихонов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., А.Н. Черненко

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2022

## Аннотация

Выпускная квалификационная работа выполнена на тему «Реконструкция электрической части ПС 35/10 кВ «Комбикормовый завод».

Приведены основные конструктивные решения, применяемые на подстанции в настоящий момент и обоснованы пути проведения реконструкции.

Определены мощности подключенных потребителей и обоснована необходимость увеличения номинальной мощности установленных на ПС трансформаторов.

Определены значения токов короткого замыкания, которые использовались для проверки вновь устанавливаемого на подстанции электрооборудования, проводов и кабелей.

Определены основные конструктивные решения по подстанции.

Произведен расчет нагрузок системы собственных нужд подстанции и выбрана номинальная мощность трансформаторов собственных нужд.

Выполнен расчет заземления на подстанции.

Работа состоит из пояснительной записки объемом 65 страниц формата А4, включая 10 таблиц и 5 рисунков. Графическая часть работы состоит из 6 чертежей, выполненных на формате А1.

## Содержание

Введение.....	4
1 Сведения о количестве потребителей электроэнергии подстанции и их установленной мощности.....	6
2 Расчет токов короткого замыкания.....	7
3 Выбор основного электротехнического оборудования для установки на ПС Комбикормовый завод.....	8
3.1 Проверка высоковольтных выключателей.....	11
3.2 Проверка трансформаторов тока.....	14
3.3 Проверка трансформаторов напряжения.....	16
3.4 Выбор ограничителей перенапряжения.....	18
3.5 Проверка разъединителей 35, 10 кВ.....	26
3.6 Выбор и проверка сечения проводов и кабелей.....	27
4 Решения по компоновке оборудования подстанции.....	42
4.1 Комплектное распределительное устройство наружной установки 10 кВ.....	43
4.2 Общеподстанционный пункт управления.....	43
4.3 Кабельное хозяйство собственных нужд подстанции.....	44
5 Система собственных нужд подстанции.....	46
5.1 Расчет мощности трансформаторов собственных нужд.....	46
5.2 Щит собственных нужд.....	50
6 Система оперативного постоянного тока.....	51
7 Системы электрического освещения и отопления на подстанции.....	53
7.1 Электрическое освещение.....	53
7.2 Обогрев оборудования.....	54
8 Компенсация емкостных токов замыкания на землю на стороне 10 кВ...	55
9 Изоляция. Защита оборудования от перенапряжений. Заземление.....	56
Заключение.....	61
Список используемых источников.....	63

## Введение

Подстанция ПС 35 кВ Комбикормовый завод является узловой. Присоединение ПС к энергосистеме выполняется ВЛ 35 кВ Комбикормовый завод – Птицесовхоз, ВЛ 35 кВ Гиагинская – Комбикормовый завод.

При проведении реконструкции ПС 35/10 кВ «Комбикормовый завод» с заменой трансформаторов 2х2,5 МВА на трансформаторы 2х6,3 МВА для нужд Филиала ПАО «Россети Кубань» - «Адыгейские электрические сети» предусмотрены:

– «распределительное устройство 35 кВ выполнено по схеме № 35-9 – «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

– существующее распределительное устройство 10 кВ по схеме № 10-1 – «Одна, секционированная выключателем, система шин» с дополнительно установленной обходной системой шин» [1].

Требования к надежности электроснабжения и бесперебойного питания регламентированы ПУЭ, глава 1.2:

Электроприемники первой категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Электроприемники второй категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. Для электроприемников второй категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Питание потребителей третьей категории может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения,

необходимого для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 суток.

Надежность электроснабжения потребителей обеспечивается наличием АВР на стороне 35 и 10 кВ.

Цель работы заключается в разработке проекта реконструкции подстанции Комбикормовый завод, направленного на обеспечение надежной передачи электроэнергии в возросших объемах к потребителям.

К основным задачам работы относятся:

- выбор и проверка основного электрооборудования, устанавливаемого на подстанции;
- выбор решений по компоновке оборудования;
- определение нагрузки собственных нужд;
- выбор оперативного тока;
- расчет параметров системы заземления на подстанции «Комбикормовый завод».

## **1 Сведения о количестве потребителей электроэнергии подстанции и их установленной мощности**

В связи с ростом нагрузок потребителей, получающих питание от рассматриваемой подстанции, предусматривается замена ранее установленных на ПС трансформаторов мощностью 2,5 МВА на два силовых трансформатора мощностью по 6,3 МВА каждый.

Устанавливаемые силовые трансформаторы ТМН-6300/35/10 У1 мощностью 6,3 МВА обеспечивают передачу электроэнергии потребителям 10 кВ в необходимом объёме.

Количество питающих линий РУ 35 кВ – 2 линии.

Количество потребителей электроэнергии, запитанных от РУ 10 кВ – 6 линий, для подключения в перспективе новых потребителей имеется 1 резервная линейная ячейка. Перспективная мощность потребителей по стороне 10 кВ подстанции в данной работе не подлежит изменению и принимается по данным, предоставленным филиалом ПАО «Россети Кубань» «Адыгейские электрические сети» (таблица 1).

Таблица 1 – Данные по потребителям 10 кВ

№ потребителя	Потребитель	Мощность, МВА	Номинальный ток, А
1	яч. ВЛ-10 Кб-1	0,183	10,57
2	яч. ВЛ-10 Кб-2	1,538	88,8
3	яч. ВЛ-10 Кб-3	0,57	33
4	яч. ВЛ-10 Кб-4	0,065	3,73
5	яч. ВЛ-10 Кб-5	1,538	88,8
6	яч. ВЛ-10 Кб-6	0,323	18,62

Выводы по разделу: определен перспективный состав потребителей, получающих питание от подстанции, их мощности и номинальные токи.

## 2 Расчет токов короткого замыкания

«Расчёт токов короткого замыкания выполняется в соответствии с РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования». Расчёт произведён в целях проверки основного оборудования 35 кВ, 10 кВ, выбранного по токам нагрузки, выявления необходимости использования токоограничивающих реакторов на вводах 10 кВ, расчёта элементов схемы электрических соединений подстанции и расчёта заземляющего устройства» [1].

Значения токов КЗ рассчитаны в соответствии с данными, предоставленными филиалом ПАО «Россети Кубань» – «Адыгейские электрические сети».

Значения токов КЗ в максимальном режиме представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Значения токов коротких замыканий

Тип силовых трансформаторов	Напряжение, кВ	Номер секции шин	$I_{кз, \max}^{(3)}$ , кА	Ударный коэфф. $k_{уд}$	Ударный ток $i_{уд}$ , кА
ТМН-6300/35/10-У1	35	1, 2 СШ	0,906	1,85	2,37
	10	1, 2 СШ	2,027	1,85	5,303

Силовое оборудование 35, 10 кВ подстанции проверено по устойчивости к токам КЗ для устанавливаемых по проекту силовых трансформаторов мощностью 6,3 МВА. Применение токоограничивающих реакторов не требуется.

Выводы по разделу: по данным, предоставленным ПАО «Россети Кубань» – «Адыгейские электрические сети» определены максимальные значения токов КЗ на сторонах 35 и 10 кВ подстанции.

### **3 Выбор основного электротехнического оборудования для установки на ПС Комбикормовый завод**

На стороне высокого напряжения 35 кВ подстанции предусматриваем замену силовых трансформаторов 2х2,5 МВА на трансформаторы мощностью 6,3 МВА, замена существующих четырех ячеек МВ-35 кВ на ВВ-35 кВ, установка одной дополнительной ячейки ВВ-35 кВ.

На стороне 35 кВ подстанции предусматривается применение следующего оборудования:

- силовые трансформаторы ТМН-6300/35/10, климатическое исполнение У1;

- «выключатели вакуумные колонкового типа, напряжением 35 кВ, с пружинным приводом, номинальный ток 1000 А, ток отключения 25 кА, ток термической стойкости 25 кА, ток электродинамической стойкости 64 кА, климатическое исполнение УХЛ1» [3];

- разъединители трехполюсные 35 кВ, с фарфоровой изоляцией, с двумя (одним) заземляющими ножами, с электродвигательным приводом главных и заземляющих ножей, номинальный ток 1000 А, ток термической стойкости 20 кА, ток электродинамической стойкости 50 кА, климатическое исполнение УХЛ1;

- трансформаторы тока с литой изоляцией 35 кВ, однофазные, с коэффициентом трансформации 200/5 (400/5) А, с вторичными обмотками классов точности 0,2S/0,5/10P (количество обмоток, номинальная мощность обмоток указаны на главной электрической схеме подстанции), коэффициент безопасности – 5, номинальная предельная кратность – 20, ток термической стойкости 20 (40) кА, ток электродинамической стойкости 50 (100) кА, климатическое исполнение УХЛ1 [2];

- трансформаторы напряжения с литой изоляцией 35 кВ, трехфазная антирезонансная группа (три однофазных измерительных трансформатора напряжения и один трансформатор нулевой последовательности),



заземляемые, электромагнитные, со вторичными обмотками классов точности 0,2/0,5/3, номинальная мощность обмоток 45/45/90 ВА, климатическое исполнение УХЛ1;

- конденсаторы связи 35 кВ СМПВ-66/ $\sqrt{3}$ -4,4 УХЛ1;
- фильтры присоединения ФП (56-1000)/4400 УХЛ1;
- ВЧ-заградители ВЗ-400-0,5 (160-1000) УХЛ1;
- «ограничитель перенапряжений 35 кВ с полимерной изоляцией, наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение 40,5 кВ, ток пропускной способности 680 А, номинальный разрядный ток 10 кА, климатическое исполнение УХЛ1» [7];

На стороне низкого напряжения 10 кВ проектом предусматривается замена в существующих ячейках КРУН 10 кВ трансформаторов тока 10 кВ в ячейках ввода Т-1, Т-2 и ячейке СВ-10 кВ, замена существующих ТСН 10 кВ.

На стороне низкого напряжения 10 кВ подстанции предусматривается применение следующего оборудования:

- трансформаторы тока 10 кВ с литой изоляцией, однофазные, с коэффициентом трансформации 400/5 А, с вторичными обмотками классов точности 0,5S/0,5/10P (количество обмоток, номинальная мощность обмоток указаны на главной электрической схеме подстанции), коэффициент безопасности – 5, номинальная предельная кратность – 10, ток термической стойкости 31,5 кА, ток электродинамической стойкости 81 кА, климатическое исполнение У2;

- «масляные герметичные трансформаторы собственных нужд типа ТМГ мощностью 63 кВА, группа соединения обмоток  $\Delta/Y_n$ -11, климатическое исполнение УХЛ1» [7];

- «ограничители перенапряжений 10 кВ с полимерной изоляцией, наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение 12 кВ, ток пропускной способности 680 А, номинальный разрядный ток 10 кА, климатическое исполнение УХЛ1» [7].

«Для организации собственных нужд и оперативного тока подстанции предполагается установка:

- щита собственных нужд, с подключением к нему существующих нагрузок СН подстанции;
- централизованной системы оперативного постоянного тока (СОПТ) на напряжение 220 В» [7];
- необслуживаемой герметизированной аккумуляторной батареи.

«Климатическое исполнение оборудования, устанавливаемого на подстанции, принято для умеренного климата (УХЛ, У) с категорией размещения для эксплуатации 1-4» [7].

Предусматривается установка следующего оборудования ВЧ-связи на ПС 35 кВ Гиагинская:

- конденсатор связи 35 кВ СМПВ-66/ $\sqrt{3}$ -4,4 УХЛ1 (ф. А, В, ВЛ 35 кВ Гиагинская - Комбикормовый завод );
- фильтр присоединения ФП (56-1000)/4400 УХЛ1 (ф. А, В, ВЛ 35 кВ кВ Гиагинская - Комбикормовый завод );
- разъединитель однополюсный 10 кВ РВО-10/400 УХЛ2 (ф. А, В, кВ Гиагинская - Комбикормовый завод );
- ВЧ-заградители ВЗ-400-0,5 (160-1000) УХЛ1 (ф. А, В, С, ВЛ 35 кВ кВ Гиагинская - Комбикормовый завод ).

«Согласно СТО 34.01-21.1-001-2017 «Распределительные электрические сети напряжением 0,4-110 кВ. Требования к технологическому проектированию» ПАО «Россети». Оборудование подстанции выбирается по условиям работы в нормальном режиме и режиме продолжительных аварийных перегрузок. с учетом установки в перспективе трансформатора следующего по шкале мощности.

Проверка характеристик силового оборудования и проводников произведена в соответствии с РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» [9].

Выбор параметров оборудования и проводников 35 кВ линейных и секционной ячеек для ПС 35 кВ Комбикормовый завод выполнен на основании данных токов короткого замыкания и потребляемых нагрузок, полученных в результате расчетов электроэнергетических режимов. Выбор параметров оборудования трансформаторных ячеек 35 кВ, согласно п. 9.4.15 СТО 34.01-21.1-001-2017, выполнен по номинальному току нагрузки силового трансформатора ТМН-6300/35/10 У1.

Проверка оборудования и проводников по отходящим линиям 10 кВ выполняется согласно данным по потребляемым мощностям отходящих КЛ-10 кВ, предоставленным филиалом ПАО «Россети Кубань» – «Адыгейские электрические сети». Выбор параметров оборудования и ошиновки вводных и секционной ячеек 10 кВ, согласно п. 9.4.16 СТО 34.01-21.1-001-2017, выполнен по номинальному току нагрузки силового трансформатора ТМН-6300/35/10 У1.

### 3.1 Проверка высоковольтных выключателей

«Проверка характеристик силового оборудования и проводников произведена в соответствии с РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» [10].

«По номинальному напряжению» [7]:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}. \quad (1)$$

«По номинальному току» [7]:

$$I_{ном} \geq I_{ном.расч}; \quad (2)$$

$$I_{ном.расч} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.сети}} \quad (3)$$

«где  $I_{ном.расч}$  – номинальный расчетный ток, А;

$S_{ном}$  – номинальная мощность, кВА» [7].

«По отключающей способности» [7]:

$$I_{откл.} \geq I_{по}. \quad (4)$$

где  $I_{по}$  – расчетный ток КЗ (0,906 кА – на шинах 35 кВ; 2,027 кА – на шинах 10 кВ), кА;

«По току динамической стойкости» [7]:

$$i_{дин} \geq i_{уд}; \quad (5)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{по}, \quad (6)$$

«где  $i_{уд}$  – ударный ток, кА;

$k_{уд}$  – ударный коэффициент» [7].

«По току термической стойкости» [7]:

$$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \geq B_k; \quad (7)$$

$$B_k = I_{по} \cdot t_{откл}, \quad (8)$$

«где  $I_{тер}$  – ток термической стойкости оборудования, кА;

$t_{тер}$  – время протекания тока термической стойкости, с;

$B_k$  – тепловой импульс тока КЗ, кА<sup>2</sup>·с;

$t_{откл}$  – время отключения тока КЗ, с» [7].

В качестве примера производим выбор высоковольтного выключателя 35 кВ, устанавливаемого в секционной ячейке.

«По номинальному напряжению» [7]:

$$U_{ном.} = 35 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.сети} = 35 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} = U_{ном.сети}$$

«По номинальному току» [7]:

В качестве номинального расчетного тока выбран ток летнего максимума нагрузок 2026 г. (Режим 5. Отключение ВЛ 35 кВ Шовгеновская – Зарево, включение ВЛ 35 кВ Гиагинская – Комбикормовый завод ).

$$I_{ном.расч} = 132 \text{ А},$$

$$I_{ном} = 1000 \text{ А};$$

$$I_{ном.} > I_{ном.расч.}$$

«По отключающей способности» [7]:

$$I_{откл.} = 25 \text{ кА};$$

$$I_n = 0,906 \text{ кА};$$

$$I_{откл.} > I_{но.}$$

«По току динамической стойкости» [7]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 0,906 \cdot 2,37 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 64 \text{ кА};$$

$$i_{дин} > i_{уд.}$$

«По току термической стойкости» [7]:

$$B_k = 0,906^2 \cdot 0,1 = 0,082 \text{ кА} \cdot \text{с};$$

$$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 25^2 \cdot 0,1 = 62,5 \text{ кА} \cdot \text{с};$$

$$I^2_{тер} \cdot t_{тер} > B_k.$$

Полученные в результате расчетов данные вместе с данными производителя аппаратов заносим в таблицу 3.

### 3.2 Проверка трансформаторов тока

В качестве примера производим выбор трансформатора тока, рассчитанного на номинальное значение напряжения 35 кВ и устанавливаемого в секционной ячейке.

«По номинальному напряжению» [4]:

$$U_{ном.} = 35 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.сети} = 35 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} = U_{ном.сети}$$

«По номинальному току» [4]:

В качестве номинального расчетного тока выбран ток летнего максимума нагрузок 2026 г. (Режим 5. Отключение ВЛ 35 кВ Шовгеновская – Зарево, включение ВЛ 35 кВ Гиагинская – Комбикормовый завод).

$$I_{ном.расч} = 132 \text{ А},$$

$$I_{ном} = 400 \text{ А};$$

$$I_{ном.} > I_{ном.расч.}$$

По току динамической стойкости:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 0,906 \cdot 2,37 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 100 \text{ кА};$$

$$i_{дин} > i_{уд}.$$

Таблица 3 – Полученные в результате расчетов данные вместе с данными производителя выключателей

Наименование	Расчетные данные					Каталожные данные				
	$U_{н.с},$ кВ	$I_{нр}, A$	$I_{но}, кА$	$i_{уд}, кА$	$B_{к},$ $кА^2 \cdot с$	$U_{н},$ кВ	$I_{ном},$ А	$I_{откл},$ кА	$i_{дин},$ кА	$I2 \times t,$ $кА^2 \cdot с$
ОРУ 35 кВ										
В 35 Т-1	35	103,92*	0,906	2,37	0,082	35	1000	25	64	62,5
В 35 Т-2	35	103,92*	0,906	2,37	0,082	35	1000	25	64	62,5
СВ 35	35	132**	0,906	2,37	0,082	35	1000	25	64	62,5
В 35 Птицесовхоз	35	179**	0,906	2,37	0,082	35	1000	25	64	62,5
В 35 Гиагинская	35	98**	0,906	2,37	0,082	35	1000	25	64	62,5
КРУН 10 кВ, 1 с.ш. (проверка сущ.)										
ВВ-10 ВЛ Кб-1	10	10,57	2,027	5,303	2,054	10	630	12,5	32	78,13
ВВ-10 ВЛ Кб-3	10	33	2,027	5,303	2,054	10	630	12,5	32	78,13
ВВ-10 Резерв	10	-	2,027	5,303	2,054	10	630	12,5	32	78,13
ВВ-10 Т-1	10	364*	2,027	5,303	6,163	10	630	12,5	32	234,4
ВВ-10 ВЛ Кб-5	10	88,8	2,027	5,303	2,054	10	630	12,5	32	78,13
СВВ-10	10	364*	2,027	5,303	6,163	10	630	12,5	32	234,4
КРУН 10 кВ, 2 с.ш. (проверка сущ.)										
ВВ-10 ВЛ Кб-2	10	88,8	2,027	5,303	2,054	10	630	12,5	32	78,13
ВВ-10 Т-2	10	364*	2,027	5,303	6,163	10	630	12,5	32	234,4
ВВ-10 ВЛ Кб-4	10	3,73	2,027	5,303	2,054	10	630	12,5	32	78,13
ВВ-10 ВЛ Кб-6	10	18,62	2,027	5,303	2,054	10	630	12,5	32	78,13

\* - максимальный ток, рассчитанный для силового трансформатора 6,3 МВА.

\*\* - на основании данных расчета режимов на 2026 г.

«По току термической стойкости» [4]:

$$B_k = 0,906^2 \cdot 0,1 = 0,082 \text{ кА} \cdot \text{с};$$

$$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 0,1 = 160 \text{ кА} \cdot \text{с};$$

$$I^2_{тер} \cdot t_{тер} > B_k.$$

Полученные в результате расчетов данные вместе с данными производителя аппаратов заносим в таблицу 4.

### 3.3 Проверка трансформаторов напряжения

«Измерительные трансформаторы напряжения проверяют по следующим условиям:

- а) по напряжению установки;
- б) по конструктивному исполнению;
- в) по классу точности;
- г) по нагрузке вторичных цепей» [8]:

$$S_{нагр.ном.} \leq S_{ном.} \quad (9)$$

Результаты проверки трансформаторов напряжения приведены в таблице 5.



Таблица 4 – Полученные в результате расчетов данные вместе с данными производителя трансформаторов тока

Наименование	Расчетные данные					Каталожные данные				
	$U_{н.с},$ кВ	$I_{нр}, A$	$I_{но}, кА$	$i_{уд}, кА$	$B_{к},$ $кА^2 \cdot с$	$U_{н},$ кВ	$I_{ном},$ А	$I_{откл},$ кА	$i_{дин},$ кА	$I2 \times t,$ $кА^2 \cdot с$
ОРУ 35 кВ										
В 35 Т-1	35	103,92*	0,906	2,37	0,082	35	200	20	50	40
В 35 Т-2	35	103,92*	0,906	2,37	0,082	35	200	20	50	40
СВ 35	35	132**	0,906	2,37	0,082	35	400	40	100	160
В 35 Птицесовхоз	35	179**	0,906	2,37	0,082	35	400	40	100	160
В 35 Гиагинская	35	98**	0,906	2,37	0,082	35	400	40	100	160
КРУН 10 кВ, 1 с.ш.										
ВВ-10 ВЛ Кб-1	10	10,57	2,027	5,303	2,054	10	100	10	32	50
ВВ-10 ВЛ Кб-3	10	33	2,027	5,303	2,054	10	200	17,5	51	153
ВВ-10 Резерв	10	-	2,027	5,303	2,054	10	200	17,5	51	153
ВВ-10 Т-1	10	364*	2,027	5,303	6,163	10	400	31,5	81	992,3
ВВ-10 ВЛ Кб-5	10	88,8	2,027	5,303	2,054	10	200	17,5	51	153
СВВ-10	10	364*	2,027	5,303	6,163	10	400	31,5	81	992,3
КРУН 10 кВ, 2 с.ш.										
ВВ-10 ВЛ Кб-2	10	88,8	2,027	5,303	2,054	10	200	17,5	51	153
ВВ-10 Т-2	10	364*	2,027	5,303	6,163	10	400	31,5	81	992,3
ВВ-10 ВЛ Кб-4	10	3,73	2,027	5,303	2,054	10	100	10	32	50
ВВ-10 ВЛ Кб-6	10	18,62	2,027	5,303	2,054	10	100	10	32	50

\* - максимальный ток, рассчитанный для силового трансформатора 6,3 МВА.

\*\* - на основании данных расчета режимов на 2026 г.

Таблица 5 – Выбор параметров и характеристик трансформаторов напряжения

Место установки	Расчетные данные		Каталожные данные			
	$U_{сети},$ кВ	$S_{нагр.ном},$ ВА	№ обмотки	$U_n,$ кВ	$S_n,$ ВА	Класс точности
РУ 35 кВ	35	-	-	35	-	-
(1 с.ш., 2 с.ш.)	-	45	№1	0,1	45	0,2
	-	45	№2	0,1	45	0,5
	-	90	№3	0,1	90	3

### 3.4 Выбор ограничителей перенапряжения

«Для защиты от грозových перенапряжений, подстанция оснащена ограничителями перенапряжения. Выбор ограничителей перенапряжения и места установки выполнен в соответствии с ПУЭ раздел 4 и с «Методическими указаниями по применению ограничителей перенапряжений нелинейных в электрических сетях 6-35 кВ» РАО «ЕЭС России»» [14].

#### 3.4.1 Выбор ограничителей перенапряжений на стороне 35 кВ подстанции Комбикормовый завод

Определение максимального значения рабочего напряжения при эксплуатации электрооборудования на стороне ВН подстанции:

В электрических сетях со значением номинального напряжения от 6 до 35 кВ максимальное рабочее допустимое значение напряжения в продолжительном режиме работы соответствует максимальному рабочему значению напряжения электроаппаратов, функционирующих в данном классе напряжения, соответствующего значениям, установленным в ГОСТ 1516.3–96.

$$U_d \geq U_{нр}, \text{ кВ}, \quad (10)$$

где  $U_d$  – максимальное рабочее напряжение ОПН в продолжительном режиме эксплуатации, кВ;

$U_{нр}$ – максимальное рабочее напряжение электроаппаратов, кВ.

Определение предельного тока, проходящего через ОПН:

«Амплитуда испытательного прямоугольного импульса длительностью 2000 мкс составляет  $I_{2000} = 250$  А (п.6.2 «Методические указания по применению ограничителей перенапряжений нелинейных в электрических сетях 6-35 кВ» РАО «ЕЭС России»)» [13].

Определение значения разрядного тока ограничителя перенапряжений:

Все выбираемые ограничители перенапряжений классифицируются по номинальному значению разрядного тока.

Для защиты элементов ПС со стороны 35 кВ принимаем значение разрядного тока равным 10 кА, это значение, соответствующее ОПН, предназначенных для защиты электроаппаратов с номинальным напряжением 3 - 330 кВ [5], [6].

$$I_n = 10 \text{ кА.}$$

Расчет защиты ограничителя перенапряжений при воздействии перенапряжений, возникающих во время коммутаций электрооборудования:

«Уровень выдерживаемых напряжений оборудованием 3-35 кВ при коммутационных перенапряжениях  $U_{ост.30/60}$ , кВ, определяется уровнем испытательных напряжений, которое нормируется ГОСТ 1516.3–96» [13]:

$$U_{ост.30/60} \leq K_u \cdot K_k \cdot \sqrt{2} \cdot U_{1мин}, \text{ кВ,} \quad (11)$$

где « $K_u = 1,35$  – коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при более коротком импульсе по сравнению с испытательным;

$K_k = 0,9$  – коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействий перенапряжений и возможное старение изоляции;

U1 мин – одноминутное испытательное напряжение частоты 50 Гц для электрооборудования 3–35 кВ нормируется ГОСТ 1516.3-96» [13].

Расчет защиты ограничителя перенапряжений при воздействии перенапряжений, возникающих во время грозовой активности:

«Остающееся напряжение на ограничителе при грозовом импульсе фронтом 8/20 мкс  $U_{ост.8/20}$ , кВ, должно быть не больше 130 кВ (согласно таблицы 2 «Методических указаний по применению ограничителей перенапряжений нелинейных в электрических сетях 6-35 кВ» РАО «ЕЭС России»)» [13].

$$U_{ост.8/20} = 130 \text{ кВ};$$

Проверка выбираемого ограничителя перенапряжений на взрывобезопасность во время эксплуатации:

«Ток срабатывания противовзрывного устройства ОПН выбирают не менее, чем на 10% больше значения трехфазного тока КЗ в месте установки ограничителя» [13].

$$I_{ср.ОПН} \geq 1,1 \cdot I^{(3)}_{кз}, \text{ кА}, \quad (12)$$

где « $I_{ср.ОПН}$  – ток срабатывания противовзрывного устройства ОПН, кА;  
 $I^{(3)}_{кз}$  – ток трехфазного КЗ, кА» [12].

Определение протяженности пути утечки по внешней поверхности изоляции ОПН:

«Длина пути утечки внешней изоляции ограничителя должна выбираться в зависимости от степени загрязнения по ГОСТ 9920-89 (степень загрязнения атмосферы – II\*), но не менее 105 см для класса напряжения 35 кВ» [13].

$$L_{у.ОПН35} \geq 105 \text{ см}, \quad (13)$$

где « $L_{у.ОПН}$  – длина пути утечки внешней изоляции ОПН, см» [13].

Полученные в результате расчетов данные вместе с данными производителя ОПН заносим в таблицу 6.

Таблица 6 – Полученные в результате расчетов данные вместе с данными производителя ОПН

Критерий выбора	Величина, полученная в результате расчетов	Данные производителя аппарата
«Номинальное напряжение сети, кВ» [13]	35	35
«Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН, кВ» [13]	40,5	40,5
«Номинальный разрядный ток, кА» [13]	10	10
«Ток пропускной способности, А» [13]	250	680
«Остающееся напряжение на ограничителе при коммутационном импульсе тока 30/60 мкс с амплитудой 500 А, не более, кВ» [13]	146,1	99
«Остающееся напряжение на ограничителе при грозовом импульсе 8/20 мкс с амплитудой 5 кА, не более, кВ» [13]	130	118

Продолжение таблицы 6

Критерий выбора	Величина, полученная в результате расчетов	Данные производителя аппарата
«Устойчивость к току короткого замыкания, кА» [13]	0,997	40
«Удельная длина пути утечки, см» [13]	105	106

Вывод: Выбранный ранее ОПН 35 кВ проходит по всем критериям отбора.

### 3.4.2 Выбор ограничителей перенапряжений на стороне 10 кВ подстанции Комбикормовый завод

Определение максимального значения рабочего напряжения при эксплуатации электрооборудования на стороне НН подстанции:

В электрических сетях со значением номинального напряжения от 6 до 35 кВ максимальное рабочее допустимое значение напряжения в продолжительном режиме работы соответствует максимальному рабочему значению напряжения электроаппаратов, функционирующих в данном классе напряжения, соответствующего значениям, установленным в ГОСТ 1516.3–96.

$$U_d \geq U_{нр}, \text{ кВ}, \quad (14)$$

где  $U_d$  – максимальное рабочее напряжение ОПН в продолжительном режиме эксплуатации, кВ [17];

$U_{нр}$  – максимальное рабочее напряжение электроаппаратов, кВ.

Определение предельного тока, проходящего через ОПН:

«Амплитуда испытательного прямоугольного импульса длительностью 2000 мкс составляет  $I_{2000} = 250$  А (п.6.2 «Методические указания по

применению ограничителей перенапряжений нелинейных в электрических сетях 6-35 кВ» РАО «ЕЭС России»)» [13].

Определение значения разрядного тока ограничителя перенапряжений:

Все выбираемые ограничители перенапряжений классифицируются по номинальному значению разрядного тока.

Для защиты элементов ПС со стороны 10 кВ принимаем значение разрядного тока равным 10 кА, это значение, соответствующее ОПН, предназначенных для защиты электроаппаратов с номинальным напряжением 3 - 330 кВ.

$$I_n = 10 \text{ кА.}$$

Расчет защиты ограничителя перенапряжений при воздействии перенапряжений, возникающих во время коммутаций электрооборудования:

«Уровень выдерживаемых напряжений оборудованием 3-35 кВ при коммутационных перенапряжениях  $U_{ост.30/60}$ , кВ, определяется уровнем испытательных напряжений, которое нормируется ГОСТ 1516.3–96» [13]:

$$U_{ост.30/60} \leq K_{и} \cdot K_{к} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{1мин}, \text{ кВ,} \quad (15)$$

где  $K_{и} = 1,35$  – коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при более коротком импульсе по сравнению с испытательным;

$K_{к} = 0,9$  – коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействий перенапряжений и возможное старение изоляции;

$U_{1 мин}$  – одноминутное испытательное напряжение частоты 50 Гц для электрооборудования 3–35 кВ нормируется ГОСТ 1516.3-96» [18].

Расчет защиты ограничителя перенапряжений при воздействии перенапряжений, возникающих во время грозовой активности:

«Остающееся напряжение на ограничителе при грозовом импульсе фронтом 8/20 мкс  $U_{ост.8/20}$ , кВ, должно быть не больше 45 кВ (согласно таблицы 2 «Методических указаний по применению ограничителей перенапряжений нелинейных в электрических сетях 6-35 кВ» РАО «ЕЭС России»)» [13].

$$U_{ост.8/20} = 45 \text{ кВ};$$

Проверка выбираемого ограничителя перенапряжений на взрывобезопасность во время эксплуатации:

«Ток срабатывания противозрывного устройства ОПН выбирают не менее, чем на 10% больше значения трехфазного тока КЗ в месте установки ограничителя (согласно п. 5.5 «Методических указаний по применению ограничителей перенапряжений нелинейных в электрических сетях 6-35 кВ» РАО «ЕЭС России»)» [13].

$$I_{ср.ОПН} \geq 1,1 \cdot I^{(3)кз}, \text{ кА}, \quad (16)$$

где « $I_{ср.ОПН}$  – ток срабатывания противозрывного устройства ОПН, кА;  
 $I^{(3)кз}$  – ток трехфазного КЗ, кА» [19].

Определение протяженности пути утечки по внешней поверхности изоляции ОПН:

«Длина пути утечки внешней изоляции ограничителя должна выбираться в зависимости от степени загрязнения по ГОСТ 9920-89 (степень загрязнения атмосферы – II\*), но не менее 30 см для класса напряжения 35 кВ» [13].

$$L_{у.ОПН10} \geq 30 \text{ см}, \quad (17)$$



где « $L_{y.ОПН}$  – длина пути утечки внешней изоляции ОПН, см» [20].

Полученные в результате расчетов данные вместе с данными производителя ОПН заносим в таблицу 7.

Таблица 7 – Полученные в результате расчетов данные вместе с данными производителя ОПН

Критерий выбора	Величина, полученная в результате расчетов	Данные производителя аппарата
«Номинальное напряжение сети, кВ» [13]	10	10
«Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН, кВ» [13]	12	12
«Номинальный разрядный ток, кА» [13]	10	10
«Ток пропускной способности, А» [13]	250	680
«Остающееся напряжение на ограничителе при коммутационном импульсе тока 30/60 мкс с амплитудой 500 А, не более, кВ» [13]	60,14	29,3
«Остающееся напряжение на ограничителе при грозовом импульсе 8/20 мкс с амплитудой 5 кА, не более, кВ» [13]	45	35,1
«Устойчивость к току короткого замыкания, кА» [13]	2,23	40
«Удельная длина пути утечки, см» [13]	30	31

Вывод: Выбранный ранее ОПН 10 кВ проходит по всем критериям отбора.

### 3.5 Проверка разъединителей 35, 10 кВ

Пример расчета приведен для линейного разъединителя 35 кВ ЛР 35 Гиагинская.

По номинальному напряжению [21]:

$$U_{ном.} \geq U_{ном.сети}; \quad (18)$$

$$U_{ном.} = 35 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.сети} = 35 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} = U_{ном.сети}.$$

По номинальному току:

В качестве номинального расчетного тока выбран ток летнего максимума нагрузок 2026 г. (Режим 5. Отключение ВЛ 35 кВ Шовгеновская – Зарево, включение ВЛ 35 кВ Гиагинская – Комбикормовый завод ).

$$I_{ном.расч} = 132 \text{ А},$$

$$I_{ном} = 1000 \text{ А};$$

$$I_{ном.} > I_{ном.расч}.$$

По току динамической стойкости:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 0,906 \cdot 2,37 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 50 \text{ кА};$$

$$i_{дин} > i_{уд}.$$

По току термической стойкости [22]:

$$B_k = 0,906^2 \cdot 0,1 = 0,082 \text{ кА} \cdot \text{с};$$

$$I^2 t_{тер} \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 2,5 = 1000 \text{ кА} \cdot \text{с};$$

$$I^2 t_{тер} \cdot t_{тер} > B_k.$$

Полученные в результате расчетов данные вместе с данными производителя аппаратов заносим в таблицу 8.

### **3.6 Выбор и проверка сечения проводов и кабелей**

#### **3.6.1 Ошиновка ОРУ 35 кВ**

##### **3.6.1.1 Жесткая ошиновка ОРУ 35 кВ**

«Жесткая ошиновка предусмотрена на номинальный ток 1000 А. Выполнена из трубчатых шин алюминиевого сплава электротехнического назначения в соответствии с ГОСТ 18482-2018. Типоразмер трубы 80х6 мм. В качестве опорной изоляции применяются фарфоровые изоляторы» [15]. Шины устанавливаются в горизонтальной плоскости и фиксируются на опорных изоляторах, при помощи шинодержателей.

«Электрическое соединение между собой соседних пролетов каждой фазы сборных шин осуществляется при помощи токовых компенсаторов» [15]. Присоединение гибких спусков, ответвлений к сборным шинам (для присоединения оборудования) предусмотрено с использованием узлов обжимного типа.

Таблица 8 – Полученные в результате расчетов данные вместе с данными производителя разъединителей

Наименование	Расчетные данные					Каталожные данные				
	$U_{н.с},$ кВ	$I_{нр}, A$	$I_{но}, кА$	$i_{уд}, кА$	$Bк,$ $кА^2 \cdot с$	$U_{н},$ кВ	$I_{ном},$ А	$I_{откл},$ кА	$i_{дин},$ кА	$I2 \times t,$ $кА^2 \cdot с$
ЛР 35 Птицесовхоз	35	179**	0,906	2,37	0,082	35	1000	20	50	40
ШР 35 Птицесовхоз	35	179**	0,906	2,37	0,082	35	1000	20	50	40
ЛР 35 Гиагинская	35	132**	0,906	2,37	0,082	35	1000	20	50	40
ШР 35 Гиагинская	35	132**	0,906	2,37	0,082	35	1000	20	50	40
СР-1 35 СВ	35	98**	0,906	2,37	0,082	35	1000	20	50	40
СР-2 35 СВ	35	98**	0,906	2,37	0,082	35	1000	20	50	40
ТР 35 Т-1	35	103,92*	0,906	2,37	0,082	35	1000	20	50	40
ТР 35 Т-2	35	103,92*	0,906	2,37	0,082	35	1000	20	50	40
ШР-10, ЛР-10, ТР-10, РТН-10	10	364*	2,027	5,303	6,163	10	400	10	25	50
ЛПР-10, РОСШ-10	10	88,8***	2,027	5,303	2,054	10	400	10	25	50

\* - максимальный ток, рассчитанный для силового трансформатора 6,3 МВА.

\*\* - на основании данных расчета режимов на 2026 г.

\*\*\* - проверка разъединителей 10 кВ произведен по наибольшему току отходящих линий.

Ошиновка жесткая ОРУ-35 кВ выбирается:

По номинальному напряжению [23]:

$$U_{ном.} \geq U_{ном.сети}; \quad (19)$$

$$U_{ном.} = 35 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.сети} = 35 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.} = U_{ном.сети}.$$

По номинальному току:

В качестве номинального расчетного тока выбран ток летнего максимума нагрузок 2026 г. (Режим 5. Отключение ВЛ 35 кВ Шовгеновская – Зарево, включение ВЛ 35 кВ Гиагинская – Комбикормовый завод ).

$$I_{ном.расч} = 179 \text{ А},$$

$$I_{ном} = 1000 \text{ А};$$

$$I_{ном.} > I_{ном.расч}.$$

По току динамической стойкости:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 0,906 \cdot 2,37 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 64 \text{ кА};$$

$$i_{дин} > i_{уд}.$$

По термической стойкости [24]:

$$B_k = 0,906^2 \cdot 0,1 = 0,082 \text{ кА} \cdot \text{с};$$

$$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 25^2 \cdot 0,1 = 62,5 \text{ кА} \cdot \text{с};$$

$$I^2_{тер} \cdot t_{тер} > B_k.$$

Полученные расчетные данные и исходные характеристики, предоставленные производителем, заносим в таблицу 9.

Таблица 9 – Полученные расчетные данные и исходные характеристики, предоставленные производителем жесткой ошиновки

Тип ошиновки	Результаты расчета				Исходные характеристики, предоставленные производителем			
	$U_{н.с},$ кВ	$I_{нр}, A$	$i_{уд}, кА$	$B_{к},$ $кА^2 \cdot с$	$U_{н},$ кВ	$I_{ном},$ А	$i_{дин},$ кА	$I2 \times t,$ $кА^2 \cdot с$
Ошиновка жесткая ОРУ 35 кВ	35	179*	2,37	0,082	35	1000	64	62,5

\* - максимальный ток на основании данных расчета режимов на 2026 г.

### 3.6.1.2 Гибкая ошиновка ОРУ 35 кВ без гирлянд изоляторов

«Спуски и перемычки между оборудованием выполнены гибким неизолированным проводом марки АС-95/16.

Провод выбирается по следующим условиям» [15]:

Проверка сечения на нагрев:

$$I_{max} \leq I_{дон}, A, \quad (20)$$

где  $I_{max}$  – максимальный рабочий ток- ток летнего максимума нагрузок 2026 г. (Режим 5. Отключение ВЛ 35 кВ Шовгеновская – Зарево, включение ВЛ 35 кВ Гиагинская – Комбикормовый завод ).

$$I_{max} = 179 A,$$

где 0,94 – поправочный температурный коэффициент (см. табл. 1.3.3 ПУЭ).

$$310 A \leq 179 A.$$

По термической стойкости [25].

«Расчет по проверке на термическую стойкость произведен согласно РД 153.34.0-20.527-98.

Расчет производим в следующей последовательности:

На рисунке 8.9 (см. РД 153.34.0-20.527-98) выбираем кривую, соответствующую материалу проверяемого проводника, и с помощью этой кривой, исходя из начальной температуры проводника  $\vartheta_n$ , находим значение величины  $A\vartheta_n$  при этой температуре.

Значение начальной температуры жилы до КЗ определяем по формуле» [15]:

$$\vartheta_n = \vartheta_o + (\vartheta_{дд} - \vartheta_{окр}) \cdot \left( \frac{I_{раб}}{I_{дд}} \right)^2, \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (21)$$

где « $\vartheta_o$  – фактическая температура окружающей среды во время КЗ, принята средняя максимальная температура наиболее теплого месяца –  $+29,3^\circ\text{C}$ ;

$\vartheta_{дд}$  – значение расчетной длительной допустимой температуры,  $^\circ\text{C}$ , равна для АС  $70^\circ\text{C}$ ;

$\vartheta_{окр}$  – значение расчетной температуры окружающей среды (воздуха)  $+25^\circ\text{C}$  (ПУЭ, п. 1.3.22);

$I_{раб}$  – значение тока перед КЗ, А;

$I_{дд}$  – значение расчетного длительно допустимого тока, А» [15].

$$\vartheta_n = 29,3 + (70 - 25) \cdot \left( \frac{179}{310} \right)^2 = 44,3 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

В качестве начальной принята температура  $\vartheta_n = 44,3^\circ\text{C}$ ,  $A\vartheta_n = 0,4 \cdot 10^4 \text{ } \text{A}^2 \cdot \text{c}/\text{мм}^4$ .

Определяем значение интеграла Джоуля  $W_k$  при расчетных условиях КЗ:

$$B_k = I^2 n_0 \cdot (t_{откл} + T_{а.эк}), A^2 \cdot c, \quad (22)$$

где « $I_{п0}$  – расчетный ток КЗ на шинах 35 кВ для силового трансформатора 10 МВА, А;

$t_{откл}$  – время действия релейной защиты, с (0,1 с);

$T_{а.эк}$  – эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с.» [15].

$$B_k = (0,906 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,1 + 0,01) = 0,9 \cdot 10^5 A^2 \cdot c,$$

«Находим значение величины  $A_{\theta} = A_{\theta k}$ , соответствующее конечной температуре нагрева проводника, используя формулу» [15]:

$$A_{\theta k} = A_{\theta n} + \frac{B_k}{S^2}, A^2 \cdot c / мм^4, \quad (23)$$

где « $S$  – площадь поперечного сечения проводника, мм<sup>2</sup>» [15];

$$A_{\theta k} = 0,4 \cdot 10^4 + \frac{0,9 \cdot 10^5}{95^2} = 0,41 \cdot 10^4, A^2 \cdot c / мм^4.$$

Полученное значение  $A_{\theta} = A_{\theta k}$  находим на справочной кривой, указанной на рисунке 8.9 в руководящем документе (РД 153.34.0-20.527-98), по найденному значению находим соответствующую ему внутреннюю температуру стальнойюминиевого проводника за время протекания по нему тока короткого замыкания вплоть до его отключения коммутационными аппаратами  $\theta_k$  и найденное значение соотносим с предельно допустимой максимальной внутренней температурой проводника  $\theta_{k.доп}$ . Для токопроводящей составляющей провода, выполненной из алюминиевых жил данное значение составляет  $\theta_{k.доп} = 200^\circ C$ .



Поскольку найденное значение температуры не превышает максимально допустимого значения, то условие проверки на термическую стойкость считаем выполненным:

$$\vartheta_k = 50^{\circ}C < \vartheta_{k.dop} = 200^{\circ}C.$$

Проверка на электродинамическую устойчивость

«Расчет по проверке на электродинамическую стойкость произведен согласно РД 153.34.0-20.527-98.

Проверка гибких проводников на электродинамическую стойкость при КЗ заключается в расчете максимального механического напряжения материала  $\sigma_{max}$  и максимальной нагрузки на изоляторы  $F_{max.из}$  и сравнения с допустимыми значениями.

Электродинамическая стойкость гибких проводников обеспечивается если выполняется условие» [26]:

$$\sigma_{max} < \sigma_{доп}, \text{ МПа}; \quad (24)$$

$$F_{max.из} < F_{доп}, \text{ Н}. \quad (25)$$

$$\sigma_{max} = \frac{M_{изг}}{W} = \frac{F_{max}^3 \cdot l}{\lambda \cdot W}, \text{ МПа}, \quad (26)$$

$$F_{max.из} = \beta \cdot F_{max}^3, \quad (27)$$

где  $F_{max}^3$  – максимальная сила, возникающая в многопролетной балке при трехфазном КЗ.;

$W$  – момент сопротивления поперечного сечения шины (см. РД 153.34.0-20.527-98 таблица 7.4);

$\lambda=8$  – коэффициент, зависящий от условия опирания шин, а также числа пролетов конструкции с неразрезными шинами (см. РД 153.34.0-20.527-98 таблица 7.1);

$\beta=1$  – коэффициент, зависящий от условия опирания шин, а также числа пролетов конструкции с неразрезными шинами (см. РД 153.34.0-20.527-98 таблица 7.1).

$$W = \frac{\pi \cdot D^3}{32}, \text{ м}^3; \quad (28)$$

$$F_{\max}^3 = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l \cdot (i_{y\delta}^{(3)})^2 \cdot k_{расп} \cdot k_{\phi}, \text{ Н}, \quad (29)$$

где «а – межфазное расстояние, (1 м);

l – длина пролета, (7 м);

$i_{y\delta}^{(3)}$  – ударный ток трехфазного КЗ, для трансформатора мощностью 10 МВА (2370 А);

$k_{расп} = 1$  – коэффициент, зависящий от взаимного расположения проводников (см. РД 153.34.0-20.527-98 таблица 7.3);

$k_{\phi}$  – коэффициент формы, который определяется согласно диаграммам на рисунке 7.3 (см. РД 153.34.0-20.527-98)» [15];

D – диаметр провода (0,0135 м).

$$F_{\max}^3 = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{1} \cdot 7 \cdot (2370)^2 \cdot 1 \cdot 1 = 6,81 \text{ Н},$$

$$W = \frac{3,14 \cdot 0,0135^3}{32} = 0,24 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3;$$

$$\sigma_{max} = \frac{6,81 \cdot 7}{8 \cdot 0,24 \cdot 10^{-6}} = 24,82 \text{ МПа},$$

«Допустимое напряжение в материале проводников ( $\sigma_{доп}$ ) в мегапаскалях следует принимать равным» [15]

$$\sigma_{доп} = N \cdot \sigma_{пр}, \text{ МПа}, \quad (30)$$

где « $\sigma_{пр}$  – предел прочности при растяжении, Н;

$N$  – коэффициент допустимой нагрузки, равный 35 % от предела прочности» [15].

Для провода АС-95/16 предел прочности при растяжении составляет  $\sigma_{пр} = 33369$  Н.

$$\begin{aligned}\sigma_{доп} &= 0,35 \cdot 33369 = 11680 \text{ МПа}; \\ \sigma_{max} &\leq \sigma_{доп}, \text{ МПа}; \\ 6,81 \text{ МПа} &\leq 11680 \text{ МПа}.\end{aligned}\tag{31}$$

Максимальная нагрузка на опорные изоляторы определяется:

$$\begin{aligned}F_{max.из} &= \beta \cdot F_{max}^{(3)}, \\ F_{max.из} &= 1 \cdot 6,81 = 6,81 \text{ Н}.\end{aligned}\tag{32}$$

Для опорных изоляторов (блоков шинных опор) С4-195-II УХЛ1 минимальная разрушающая сила – 4000 Н. Допустимая нагрузка на изолятор равна:

$$\begin{aligned}F_{доп} &= 0,6 \cdot F_{разр}, \text{ Н}; \\ F_{доп} &= 0,6 \cdot 4000 = 2400 \text{ Н}; \\ 6,81 \text{ Н} &< 2400 \text{ Н}.\end{aligned}\tag{33}$$

Полученные расчетные значения и их сравнение с данными производителя сталеалюминиевого провода позволяют сделать вывод о правильности выбора для гибкой ошиновки на стороне 35 кВ ОРУ неизолированного сталеалюминиевого провода типа АС-95/16.

### 3.6.2 Гибкая ошиновка 10 кВ

Шинный мост между силовым трансформатором и вводной ячейкой КРУН 10 кВ выполнены гибким неизолированным проводом марки АС-150/24.

Провод выбирается по следующим условиям:

Проверка сечения на нагрев:

$$I_{max} \leq I_{доп.расч}, A, \quad (34)$$

$$I_{доп.расч} = I_{доп} \cdot kt \quad (35)$$

где  $I_{max}$  – расчетный ток для ошиновки 10 кВ принят по нагрузке силового трансформатора 10 МВА. ( $I_{max} = 363,73$  А).

$$I_{доп.расч} = 450 \cdot 0,94 = 423 \text{ А},$$

где  $I_{доп} = 450$  А (см. табл. 1.3.29 ПУЭ),

$kt = 0,94$  – поправочный температурный коэффициент (см. таблицу 1.3.3 ПУЭ).

$$423 \text{ А} > 363,73 \text{ А}.$$

По термической стойкости

«Расчет по проверке на термическую стойкость произведен согласно РД 153.34.0-20.527-98.

Расчет производим в следующей последовательности:

На рисунке 8.9 (см. РД 153.34.0-20.527-98) выбираем кривую, соответствующую материалу проверяемого проводника, и с помощью этой кривой, исходя из начальной температуры проводника  $\theta_n$ , находим значение величины  $A_{\theta_n}$  при этой температуре.

Значение начальной температуры жилы до КЗ определяем по формуле» [15]:

$$\vartheta_n = \vartheta_0 + (\vartheta_{дд} - \vartheta_{окр}) \cdot \left( \frac{I_{раб}}{I_{дд}} \right)^2, \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (36)$$

где « $\vartheta_0$  – фактическая температура окружающей среды во время КЗ, принята средняя максимальная температура наиболее теплого месяца –  $+29,3^\circ\text{C}$ ;

$\vartheta_{дд}$  – значение расчетной длительной допустимой температуры,  $^\circ\text{C}$ , равна для АС  $70^\circ\text{C}$ ;

$\vartheta_{окр}$  – значение расчетной температуры окружающей среды (воздуха)  $+25^\circ\text{C}$  (ПУЭ, п. 1.3.22);

$I_{раб}$  – значение тока перед КЗ, А;

$I_{дд}$  – значение расчетного длительно допустимого тока, А» [15].

$$\vartheta_n = 29,3 + (70 - 25) \cdot \left( \frac{363,73}{423} \right)^2 = 63 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

В качестве начальной принята температура  $\vartheta_n = 63^\circ\text{C}$ ,  $A_{\vartheta_n} = 0,5 \cdot 10^4 \text{ } \text{A}^2 \cdot \text{с}/\text{мм}^4$ .

Определяем значение интеграла Джоуля  $V_k$  при расчетных условиях КЗ:

$$V_k = I^2 n_0 \cdot (t_{откл} + T_{а.эк}), \text{ } \text{A}^2 \cdot \text{с}, \quad (37)$$

где « $I_{п0}$  – расчетный ток КЗ на шинах 35 кВ для силового трансформатора 10 МВА, А;

$t_{откл}$  – время действия релейной защиты, с (1,5 с);

$T_{а.эк}$  – эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с» [15].

$$V_k = (2,027 \cdot 10^3)^2 \cdot (1,5 + 0,01) = 6,2 \cdot 10^6 \text{ } \text{A}^2 \cdot \text{с},$$

$$A\vartheta_k = A\vartheta_n + \frac{B_k}{S^2}, A^2 \cdot c / \text{мм}^4, \quad (38)$$

где « $S$  – площадь поперечного сечения проводника,  $\text{мм}^2$ » [15];

$$A\vartheta_k = 0,5 \cdot 10^4 + \frac{6,2 \cdot 10^6}{150^2} = 0,54 \cdot 10^4, A^2 \cdot c / \text{мм}^4.$$

Полученное значение  $A\vartheta = A\vartheta_k$  находим на справочной кривой, указанной на рисунке 8.9 в руководящем документе (РД 153.34.0-20.527-98), по найденному значению находим соответствующую ему внутреннюю температуру стальнойюминиевого проводника за время протекания по нему тока короткого замыкания вплоть до его отключения коммутационными аппаратами  $\vartheta_k$  и найденное значение соотносим с предельно допустимой максимальной внутренней температурой проводника  $\vartheta_{k.\text{доп}}$ . Для токопроводящей составляющей провода, выполненной из алюминиевых жил данное значение составляет  $\vartheta_{k.\text{доп}} = 200^\circ\text{C}$ .

Поскольку найденное значение температуры не превышает максимально допустимого значения, то условие проверки на термическую стойкость считаем выполненным:

$$\vartheta_k = 65^\circ\text{C} < \vartheta_{k.\text{доп}} = 200^\circ\text{C}.$$

Проверка на электродинамическую устойчивость

«Расчет по проверке на электродинамическую стойкость произведен согласно РД 153.34.0-20.527-98.

Для расчета берем гибкую ошиновку, расположенную между блоками опорных изоляторов 10 кВ.

Проверка гибких проводников на электродинамическую стойкость при КЗ заключается в расчете максимального механического напряжения

материала  $\sigma_{max}$  и максимальной нагрузки на изоляторы  $F_{max.из}$  и сравнения с допустимыми значениями.

Электродинамическая стойкость гибких проводников обеспечивается если выполняется условие» [15]:

$$\sigma_{max} < \sigma_{доп}, \text{ МПа}; \quad (39)$$

$$F_{max.из} < F_{доп}, \text{ Н}. \quad (40)$$

$$\sigma_{max} = \frac{M_{изг}}{W} = \frac{F_{max}^3 \cdot l}{\lambda \cdot W}, \text{ МПа}, \quad (41)$$

$$F_{max.из} = \beta \cdot F_{max}^3, \quad (42)$$

где  $F_{max}^3$  – максимальная сила, возникающая в многопролетной балке при трехфазном КЗ.;

$W$  – момент сопротивления поперечного сечения шины (см. РД 153.34.0-20.527-98 таблица 7.4);

$\lambda=8$  – коэффициент, зависящий от условия опирания шин, а также числа пролетов конструкции с неразрезными шинами (см. РД 153.34.0-20.527-98 таблица 7.1);

$\beta=1$  – коэффициент, зависящий от условия опирания шин, а также числа пролетов конструкции с неразрезными шинами (см. РД 153.34.0-20.527-98 таблица 7.1).

$$W = \frac{\pi \cdot D^3}{32}, \text{ м}^3; \quad (43)$$

$$F_{max}^3 = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l \cdot (i_{y\delta}^{(3)})^2 \cdot k_{расп} \cdot k_{\phi}, \text{ Н}, \quad (44)$$

где «а – межфазное расстояние, (0,6 м);

l – длина пролета, (3,1 м);

$i_{y\delta}^{(3)}$  – ударный ток трехфазного КЗ, для трансформатора мощностью 10 МВА (5303 А);

красп =1 – коэффициент, зависящий от взаимного расположения проводников (см. РД 153.34.0-20.527-98 таблица 7.3);

кф – коэффициент формы, который определяется согласно диаграммам на рисунке 7.3 (см. РД 153.34.0-20.527-98)» [15];

D – диаметр провода (0,0171 м).

$$F_{\max}^3 = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{0,6} \cdot 3,1 \cdot (5303)^2 \cdot 1 \cdot 1 = 25,17 \text{ Н},$$

$$W = \frac{3,14 \cdot 0,0171^3}{32} = 0,49 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3;$$

$$\sigma_{\max} = \frac{25,17 \cdot 3,1}{8 \cdot 0,49 \cdot 10^{-6}} = 19,9 \text{ МПа},$$

Допустимое напряжение в материале проводников ( $\sigma_{\text{доп}}$ ) в мегапаскалях следует принимать равным

$$\sigma_{\text{доп}} = N \cdot \sigma_{\text{пр}}, \text{ МПа}, \quad (45)$$

где « $\sigma_{\text{пр}}$  – предел прочности при растяжении, Н;

N – коэффициент допустимой нагрузки, равный 35 % от предела прочности» [15].

Для провода АС-150/24 предел прочности при растяжении составляет  $\sigma_{\text{пр}} = 52279 \text{ Н}$ .

$$\sigma_{\text{доп}} = 0,35 \cdot 52279 = 18298 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{доп}}, \text{ МПа}; \quad (46)$$

$$19,9 \text{ МПа} \leq 18298 \text{ МПа}.$$

Максимальная нагрузка на опорные изоляторы определяется:



$$F_{\max.из} = \beta \cdot F_{\max}^{(3)}, \quad (47)$$

$$F_{\max.из} = 1 \cdot 25,17 = 25,17 \text{ Н.}$$

Для опорных изоляторов ИОС-20-2000 УХЛ1 минимальная разрушающая сила – 20000 Н. Допустимая нагрузка на изолятор равна:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}}, \text{ Н;} \quad (48)$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 20000 = 12000 \text{ Н;} \\ 25,17 \text{ Н} < 12000 \text{ Н.}$$

Полученные расчетные значения и их сравнение с данными производителя стальнойалюминиевого провода позволяют сделать вывод о правильности выбора для гибкой ошиновки на стороне 10 кВ неизолированного сталеалюминиевого провода типа АС-150/20.

Выводы по разделу.

Выбор параметров оборудования и проводников 35 кВ линейных и секционной ячейки для ПС 35 кВ Комбикормовый завод выполнен на основании данных токов короткого замыкания и потребляемых нагрузок, полученных в результате расчетов электроэнергетических режимов. Выбор параметров оборудования трансформаторных ячеек 35 кВ выполнен по номинальному току нагрузки силового трансформатора ТМН-6300/35/10 У1.

Проверка оборудования и проводников по отходящим линиям 10 кВ выполнена согласно данным по потребляемым мощностям отходящих КЛ-10 кВ. Выбор параметров оборудования и ошиновки вводных и секционной ячейки 10 кВ выполнен по номинальному току нагрузки силового трансформатора ТМН-6300/35/10 У1.

Все выбранное электрооборудование прошло необходимые проверки.

#### **4 Решения по компоновке оборудования подстанции**

Согласно принятому в ходе проектирования решению на территории подстанции остаются существующие КРУН 10 кВ, обходная секции шин 10 кВ и заходы ВЛ 10 кВ.

На территории подстанции проектом предусматривается установка следующего оборудования, зданий и сооружений:

- Силовых трансформатор ТМН-6300/35/10 У1;
- Открытого распределительного устройства 35 кВ;

Предполагает применение оборудования 35 кВ на блочных металлоконструкциях. Данное решение принято в связи с ограниченной территорией для расположения проектируемого оборудования подстанции. Металлоконструкции поставляются с заводской антикоррозийной защитой, обработанные методом горячего оцинкования. Металлоконструкции устанавливаются на фундаменты свайного типа.

Главные и заземляющие ножи разъединителей 35 кВ применены с двигательными приводами и выносными блоками управления, размещенными на отдельной металлоконструкции.

Для РУ 35 кВ применена гибкая ошиновка 35 кВ, выполненная неизолированным проводом АС-95/16. Для уменьшения габаритов РУ 35 кВ в ячейке секционного выключателя применена жесткая ошиновка 35 кВ.

Шинные мосты от силовых трансформаторов до КРУН 10 кВ выполнены неизолированным проводом АС-150/24.

Для проезда к трансформаторам предусмотрен трейлерный проезд – автодорога шириной 4,5 м.

ВЛ 35 кВ заходят на приемные решетчатые порталы 35 кВ.

Прокладка силовых и контрольных кабелей на территории подстанции организована в наземных кабельных каналах в металлическом исполнении. По металлоконструкциям к оборудованию разводка выполняется с использованием металлических лотков и металлорукава.

#### **4.1 Комплектное распределительное устройство наружной установки 10 кВ**

Существующее распределительное устройство 10 кВ (КРУН 10 кВ) не меняется.

Предусматривается в существующем КРУН 10 кВ замена трансформаторов тока 10 кВ в ячейках ввода от силовых трансформаторов Т-1, Т-2 и ячейке секционного выключателя 10 кВ.

Существующее распределительное устройство 10 кВ выполнено ячейками КРН-III-10 двухстороннего обслуживания на номинальные токи 630 А, 1000 А.

Ячейки ввода и отходящих линий РУ 10 кВ применены с воздушными выводами.

Системы освещения, отопления, КРУН 10 кВ не меняются.

#### **4.2 Общеподстанционный пункт управления**

Для размещения щитов силового оборудования, шкафов РЗА, телемеханики и стоек связи проектом предусмотрено строительство блочно-модульного здания общеподстанционного пункта управления (ОПУ).

В ОПУ располагаются помещение главного щита управления, помещение связи и тамбур.

Здание ОПУ устанавливается на фундаменты свайного типа.

Системы рабочего и аварийного освещения, отопления, кондиционирования, вентиляции помещений ОПУ монтируются заводом-изготовителем. Над входом в здание предусмотрен защитный козырек. Для предотвращения опасного схода снега крыша модульного блока выполнена двускатная уклоном 23,3%.

### **4.3 Кабельное хозяйство собственных нужд подстанции**

«Прокладка силовых и контрольных кабелей до 1 кВ на территории подстанции организована в наземных кабельных каналах в металлическом исполнении, по металлоконструкциям к оборудованию разводка выполняется с использованием металлорукава и металлических лотков, с толщиной стенки металла не менее 0,7 мм.

Ввод в здание ОПУ контрольных и силовых кабелей 0,4 кВ осуществляется через технологические отверстия в полу, закладываемые заводом-изготовителем блочно-модульного здания. К шкафам в здании ОПУ прокладка кабелей предусмотрена в фальшполу и в металлических лотках по стенам внутри здания ОПУ» [14]. Вдоль существующего КРУН 10 кВ прокладывается металлический кабельный лоток из него кабели прокладываются непосредственно внутрь ячеек.

Во всех кабельных сооружениях предусмотрен запас емкости для дополнительной прокладки кабелей, порядка 15% от количества, предусмотренного в данной работе.

«Пути прокладки кабельных трасс выбраны с учетом требований электромагнитной совместимости с максимальным удалением от источников импульсных помех.

Распределительные сети напряжением до 1 кВ выполнены кабелями с медными жилами, негорючей изоляцией с низким дымовыделением (ВВГнг(А)-LS)» [14].

Контрольные и силовые кабели прокладываются отдельно.

Предусматривается огнезащитная обработка силовых и контрольных кабелей, в том числе с изоляцией, не распространяющей горение, проложенных в кабельных каналах и кабельных лотках, в том числе проложенных открытым способом на РУ 10 кВ, огнезащитным покрытием «ОГРАКС-ВВ».

В кабельных лотках выполняется устройство противопожарных преград в виде огнепреградительных поясов в местах ответвлений кабельных лотков на ОРУ, на протяженных участках через 50 м и на выходах кабелей из КРУН 10 кВ, ОПУ путем укладки противопожарных подушек.

В шкафах наружной установки выполняется уплотнение заходов кабеля.

В местах выхода кабелей из зданий в кабельные сооружения отверстия заделываются противопожарной пеной Hilti CP660, которая соответствует требованиям п.4.1 ГОСТ Р 53310-2009, предел огнестойкости IET 180.

Выводы по разделу: приведены сведения о принятых решениях по компоновке оборудования подстанции: комплектном распределительном устройстве наружной установки 10 кВ, общеподстанционном пункте управления, кабельном хозяйстве собственных нужд ПС.

## 5 Система собственных нужд подстанции

На подстанции предусматривается замена двух существующих масляных трансформаторов собственных нужд – ТМ-25/10.

«Предусматривается система собственных нужд, включающая:

– два масляных герметичных трансформатора собственных нужд ТМГ мощностью 63 кВА;

– щит собственных нужд;

– распределительную сеть 0,4 кВ» [15].

Проектируемые трансформаторы собственных нужд размещаются в существующих ячейках КРУН-10 кВ – ТСН-1, ТСН-2. Схема и группа соединения обмоток  $\Delta/Y_n-11$  трансформатора.

### 5.1 Расчет мощности трансформаторов собственных нужд

«Расчетная максимальная мощность собственных нужд определяется суммированием установленной мощности отдельных приемников, умноженной на коэффициенты участия в максимуме.

Резервные электроприемники, ремонтные сварочные трансформаторы и другие ремонтные электроприемники, а также электроприемники, работающие кратковременно, при подсчете расчетной мощности не учитываются.

Активные и реактивные мощности собственных нужд определяются отдельно для зимнего и летнего максимумов. Полная расчетная мощность для лета и зимы  $S_L, S_3$ , кВА, определяется по формулам» [15]:

$$S_L = \sqrt{(\sum P_L)^2 + (\sum Q_L)^2}; \quad (49)$$

$$S_3 = \sqrt{(\sum P_3)^2 + (\sum Q_3)^2}. \quad (50)$$

Полученное наибольшее значение из двух мощностей принимаем за расчетное  $S_p$ , кВА и используем для определения номинальной мощности трансформаторов собственных нужд подстанции.

Результаты расчетов нагрузок системы собственных нужд подстанции Комбикормовый завод сведены в таблицу 10.

Определяем значение полной мощности во время летнего максимума нагрузки:

$$S_{л} = \sqrt{15,79^2 + 11,22^2} = 19,4 \text{ кВА};$$

Определяем значение полной мощности во время зимнего максимума нагрузки:

$$S_{з} = \sqrt{45,77^2 + 33,78^2} = 56,9 \text{ кВА}.$$

Из полученных значений принимаем максимальное, которое соответствует мощности зимнего максимума, его используем в дальнейших расчетах.

$$S_p = 56,9 \text{ кВА}.$$

Выполним проверку на перегрузку установленных в данный момент на подстанции трансформаторов СН типа ТМ-25/10.

«Номинальная мощность ТСН без дежурного персонала выбирается по наименьшей мощности трансформатора на ПС» [16]:

$$\begin{aligned} S_T &< S_{\text{расч.}}; & (51) \\ 25 \text{ кВА} &< 56,9 \text{ кВА}. \end{aligned}$$

Таблица 10 – Результаты расчетов нагрузок системы собственных нужд подстанции Комбикормовый завод

Наименование потребителя СН	Общая мощность Р, кВт	cos φ	tg φ	Нагрузка трансформаторов собственных нужд					
				Летом			Зимой		
				Коэф. участия в макс., βл	Активная Рл, кВт	Реактивная Qл, квар	Коэф. участия в макс., βл	Активная Рл, кВт	Реактивная Qл, квар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Приводы выключателей и разъединителей на стороне 35 кВ ПС	8	0,75	0,88	0,12	0,96	0,85	0,12	0,96	0,85
Электрообогрев приводов выключателей и разъединителей на стороне 35 кВ ПС, шкафов ОРУ 35 кВ	5,78	0,8	0,75	0,12	0,69	0,52	1	5,78	4,34
Обогрев	20	0,8	0,75	0,12	2,4	1,8	1	20	15
Кондиционирование	4	0,8	0,75	0,55	2,2	1,65	0,1	0,4	0,3
Освещение	1,25	0,95	0,33	0,7	0,88	0,29	0,7	0,88	0,29
Вентиляция	0,3	0,95	0,33	0,8	0,24	0,08	0,6	0,18	0,06
Собственные нужды здания КРУН-10 кВ	8	0,8	0,75	0,12	0,96	0,72	1	8	6
Питание СОИТ	5,5	0,95	0,33	0,12	0,66	0,22	0,12	0,66	0,22
Охранное освещение территории подстанции	0,24	0,98	0,2	1	0,24	0,05	1	0,24	0,05



Продолжение таблицы 10

Наименование потребителя СН	Общая мощность Р, кВт	cos φ	tg φ	Нагрузка трансформаторов собственных нужд					
				Летом			Зимой		
				Коэф. участия в макс., βл	Активная Рл, кВт	Реактивная Qл, квар	Коэф. участия в макс., βл	Активная Рл, кВт	Реактивная Qл, квар
Наружное освещение территории подстанции	0,4	0,98	0,2	0,5	0,2	0,04	0,5	0,2	0,04
Освещение панелей РЗА	0,5	0,98	0,2	0,12	0,06	0,01	0,12	0,06	0,01
БРТ Т1, Т2	0,3	0,8	0,75	1	0,3	0,23	1	0,3	0,23
Показывающие приборы	0,15	0,8	0,75	1	0,15	0,11	1	0,15	0,11
Питание прибора уровня воды РИЗУР-303	0,02	0,8	0,75	1	0,02	0,01	1	0,02	0,01
РПН Т1, РПН Т2	2,4	0,8	0,75	0,12	0,29	0,22	1	2,4	1,8
Шкаф СГП	3	0,8	0,75	1	3	2,25	1	3	2,25
Шкаф СВН	0,9	0,8	0,75	1	0,9	0,68	1	0,9	0,68
Шкаф ОПС, шкаф питания ПС	0,45	0,8	0,75	1	0,45	0,34	1	0,45	0,34
Сварочная сеть	10	0,7	1,02	0,12	1,2	1,22	0,12	1,2	1,22
Итоговые значения по мощностям потребителей системы СН подстанции	-	-	-	-	15,79	11,27	-	45,77	33,78

Мощности трансформаторов собственных нужд, установленных на ПС, не достаточно и требуют замены. Ориентировочно выбираем новые трансформаторы собственных нужд мощностью 63 кВА.

«Номинальная мощность ТСН без дежурного персонала» [16]:

$$\begin{aligned} S_T > S_{расч.}; & \quad (52) \\ 63 \text{ кВА} > 56,9 \text{ кВА}. \end{aligned}$$

По результатам расчетов принимаем к установке трансформаторы с номинальной мощностью 63 кВА.

## 5.2 Щит собственных нужд

«Щит собственных нужд (ЩСН), устанавливаемый в помещении ГЩУ, состоит из двух шкафов отходящих линий и одного шкафа ввода и секционирования в комплекте с устройством АВР. Обслуживание шкафов – двухстороннее. Распределительная сеть выполняется кабелями с медными жилами, негорючей изоляцией с низким дымовыделением (ВВГнг(А)-LS) с системой заземления TN-C-S.

Проектом предусматривается подключение существующей нагрузки собственных нужд к новому ЩСН» [9].

Внутри шкафов щита собственных нужд предусматривается установка автоматических выключателей с тепловым и комбинированным расцепителем. Расчет селективности срабатывания автоматических выключателей в ЩСН выполнен в программном пакете Energy CS Электрика.

Выводы по разделу: выбранной мощности трансформаторов собственных нужд ТМГ-63/10/0,4 УХЛ1 будет достаточно для обеспечения надежного электроснабжения всех потребителей системы собственных нужд подстанции во всех режимах работы.

## **6 Система оперативного постоянного тока**

Система оперативного постоянного тока (СОПТ) разработана на основании «Положений ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе», СТО 56947007-29.120.40.262-2018 «Руководство по проектированию систем оперативного постоянного тока (СОПТ) ПС ЕНЭС.

«Предусматривается СОПТ централизованной структуры на напряжение 220 В для питания центральной сигнализации, аппаратов релейной защиты, шкафов СГП, СУЭ, шинок управления ЩСН, щитовых приборов» [11].

В состав СОПТ входят:

- шкафы распределения оперативного тока в комплекте с зарядно-выпрямительными устройствами с номинальным выходным током по 20 А;
- распределительная система постоянного тока;
- аккумуляторная батарея типа АГН 12-100ФМ емкостью 100 А·ч или аналог;
- распределительная сеть 220 В.

В качестве источника постоянного оперативного тока принимаются два зарядно-выпрямительных устройства с номинальным выходным током по 20 А. Щит постоянного тока обеспечивает питание потребителей с двух секций =220 В.

Шкафы управления и распределения оперативным током оснащены приборами контроля изоляции, приборами для измерения напряжений на шинках секции оперативного тока. Для контроля положения и состояния защитных и коммутационных аппаратов в ЩПТ предусмотрена панель визуальной световой индикации.

На вводах и отходящих линиях устанавливаются рядовые предохранительные разъединители нагрузки. Применение данного типа

защитных устройств позволяет обеспечить селективность срабатывания устройств защиты на всех уровнях распределительной сети СОПТ.

Аккумуляторная батарея состоит из 17-ти 12-вольтовых блоков (102 элемента), устанавливаемых в аккумуляторном шкафу в здании ОПУ. Проектом предусматривается система пофидерного контроля изоляции сети постоянного тока для автоматизированного поиска замыкания на землю и автоматического определения поврежденного присоединения.

Распределительная сеть выполняется экранированными кабелями с медными жилами, негорючей изоляцией с низким дымовыделением ВВГЭнг(А)-LS.

СОПТ удовлетворяет требованиям ПУЭ и СТО 56947007-29.120.40.041-2010.

Выводы по разделу: в качестве источника постоянного тока на подстанции выбрана необслуживаемая герметизированная аккумуляторная батарея типа АГН 12-100ФМ емкостью 100 А·ч.

## 7 Системы электрического освещения и отопления на подстанции

### 7.1 Электрическое освещение

Предусматривается установка многогранных прожекторных мачт со стационарными площадками обслуживания. Освещение открытой части подстанции осуществляется прожекторами со светодиодными матрицами, монтируемыми на площадках обслуживания мачт. «При этом обеспечивается нормированная освещённость рабочих мест и поверхностей согласно СП 52.13330.2011: для газовых реле, указателей масла, разъемных частей разъединителей – 10 Лк (вертикальная); для вводов трансформаторов, вводов выключателей, ОПН, шкафов управления – 5 Лк (вертикальная); проходы между оборудованием – 1 Лк (горизонтальная)» [8].

Проектом предусматривается охранное освещение по периметру ограждения подстанции с охватом полосы 3-5 м, энергосберегающими светодиодными светильниками, устанавливаемыми на кронштейнах на внешнем ограждении подстанции, на высоте 3,2 м. Минимальная освещенность полосы охраняемой зоны в горизонтальной плоскости на уровне земли согласно СП 52.13330.2011 составляет 0,5 Лк, при включенной системе охранной сигнализации, согласно Приказа ПАО «Россети» №18 от 22.01.2020 г. – 10 Лк. Питание охранного освещения осуществляется через разделительный трансформатор от щита собственных нужд 0,4 кВ.

В блочно-модульном здании ОПУ проектом предусмотрена система рабочего и аварийного освещения. В качестве источников освещения используются энергосберегающие светодиодные светильники со светодиодными лампами. При этом обеспечивается нормированная освещенность рабочих мест и поверхностей согласно СП 52.13330.2016: помещения релейных щитов, релейные подвесные шкафы, панели релейной защиты (горизонтальная) – 200 Лк, помещения связи (горизонтальная) – 200 Лк, тамбур – 50 Лк.

Системы освещения здания ОПУ соответствуют требованиям п. 9.4 СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ».

Системы освещения и соответствующее силовое оборудование в здании ОПУ монтируются заводом-изготовителем.

Ремонтное освещение принято на напряжение 12 В и осуществляется переносными светильниками, для подключения которых предусмотрены ящики с понижающими трансформаторами 220/12 В.

В КРУН 10 кВ система освещения остается существующая.

## **7.2 Обогрев оборудования**

Система обогрева, существующего КРУН 10 кВ не меняется.

Системы обогрева и кондиционирования и соответствующее силовое оборудование в здании ОПУ монтируются заводом-изготовителем.

Предусматривается автоматика обогрева вновь устанавливаемого оборудования, приводов выключателей, приводов разъединителей и шкафов наружной установки от клеммных шкафов, входящих в комплект поставки с блоками выключателей, трансформаторов тока и разъединителей 35 кВ и блоками трансформаторов напряжения и разъединителей 35 кВ. Обогрев включается автоматически при снижении до определенного значения температуры окружающего воздуха. Подогрев для предотвращения образования конденсата внутри шкафов наружной установки и приводов разъединителей и выключателей включен постоянно.

Выводы по разделу: приведены сведения о принятых решениях по организации работы и устанавливаемом оборудовании для системы электрического освещения и отопления на подстанции.

## **8 Компенсация емкостных токов замыкания на землю на стороне 10 кВ**

Сети напряжением 6-35 кВ работают с изолированной нейтралью и относятся к сетям с малыми токами замыкания на землю. Уменьшение тока замыкания на землю с целью предупреждения перехода однофазных замыканий в многофазные, а также для ограничения перенапряжений в сетях при однофазных замыканиях достигается установкой дугогасящих катушек и делением сетей на изолированно работающие части.

Компенсация емкостного тока замыкания на землю, согласно ПУЭ, должна применяться при значениях этого тока в нормальных режимах:

- в сетях напряжением 3-20 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях электропередачи, и во всех сетях напряжением 35 кВ - более 10 А;

- в сетях, не имеющих железобетонных и металлических опор на воздушных линиях электропередачи: более 30 А при напряжении 3-6 кВ, более 20 А при напряжении 10 кВ.

Величина емкостного тока в сетях 3-35 кВ определяется рабочим напряжением и емкостными проводимостями на землю всех ее элементов, электрически связанных с местом замыкания.

По результатам расчетов суммарный емкостный ток на 1 с.ш. 10 кВ в нормальном режиме составляет:  $I_{c1}=1,522$  А, на 2 с.ш. 10 кВ –  $I_{c2}=2,067$  А.

Выводы по разделу: суммарные емкостные токи на 1, 2 секциях сети 10 кВ не превышают допустимые значения, следовательно, установка оборудования компенсации емкостных токов не требуется.

## **9 Изоляция. Защита оборудования от перенапряжений. Заземление**

Изоляция устанавливаемого оборудования на основании ГОСТ 9920-89 принимается с эффективной длиной пути утечки не менее 2,25 см/кВ.

«Защита от перенапряжения выполняется ограничителями перенапряжения.

Защита оборудования от прямых ударов молнии осуществляется проектируемыми молниеприемниками, установленными на многогранных прожекторных мачтах со стационарной площадкой и существующим молниеприемником, установленным на концевой опоре 35 кВ. При этом обеспечивается требуемый уровень надежности» [13]. Высота верхней точки существующего молниеприемника, установленного на концевой опоре 35 кВ, от уровня планировки – 23 м. Проектируемые молниеприемники устанавливаются на прожекторных мачтах М1, М2 высотой – 21 м.

«По опасности ударов молнии для рассматриваемого объекта, проектируемая подстанция располагается в районе со среднегодовой продолжительностью гроз более 100 часов в год и относится к специальным объектам с ограниченной опасностью, поэтому принимаем допустимый уровень надежности от прямых ударов молнии равным 0,99. Исходя из этого значения, выбраны тип и высота устанавливаемых молниеотводов» [14].

Расчет выполнен в программе Rubius Electric Suite: М3 для КОМПАС-3D.

«Проектируемое заземляющее устройство выполнено с соблюдением требований ПУЭ в части конструктивного исполнения, требований электробезопасности и требований электромагнитной совместимости для микропроцессорной аппаратуры РЗА и контрольных кабелей» [16]. Проектируемое заземляющее устройство подключается к существующему заземляющему устройству.

Проектируемое оборудование должно быть заземлено в соответствии с ПУЭ.



В соответствии с п. 1.7.96, 1.7.97, 1.7.101 ПУЭ 7 издание подстанция запроектирована с соблюдением требований к сопротивлению. Сопротивление заземляющего устройства с учетом сезонного коэффициента не должно превышать 4 Ом в любое время года. ЗУ выполнено в виде сетки из стальных полос сечением 40x5 (по ГОСТ 103-2006) мм и вертикальных электродов длиной 5 м, диаметром 18 мм (по ГОСТ 2590-2006). Заземляющее устройство подстанции выполнено с применением коррозионностойких материалов (по ГОСТ 9.307-89) со сниженным удельным сопротивлением.

Проектируемые шкафы и панели в здании ОПУ подключаются к системе заземления и уравнивания потенциалов зданий при помощи гибкого провода ПуГВнг(А)-LS.

Расчет контура заземления подстанции выполнен в программе «ОРУ-Проект».

Сопротивление заземляющего устройства (ЗУ) подстанции составит  $R=0,72$  Ом. В соответствии с п. 1.7.96, 1.7.97, 1.7.101 ПУЭ 7 издание подстанция запроектирована с соблюдением требований к сопротивлению. Сопротивление заземляющего устройства с учетом сезонного коэффициента не должно превышать 4 Ом в любое время года.

Схема заземляющего устройства подстанции представлена на рисунке 1.

Для расчета ЗУ принята многослойная модель грунта от отметки 0 м до 15 м.

В программном комплексе выполнено приведение многослойного грунта к двухслойной модели для ЗУ ПС, см. рисунок 2.

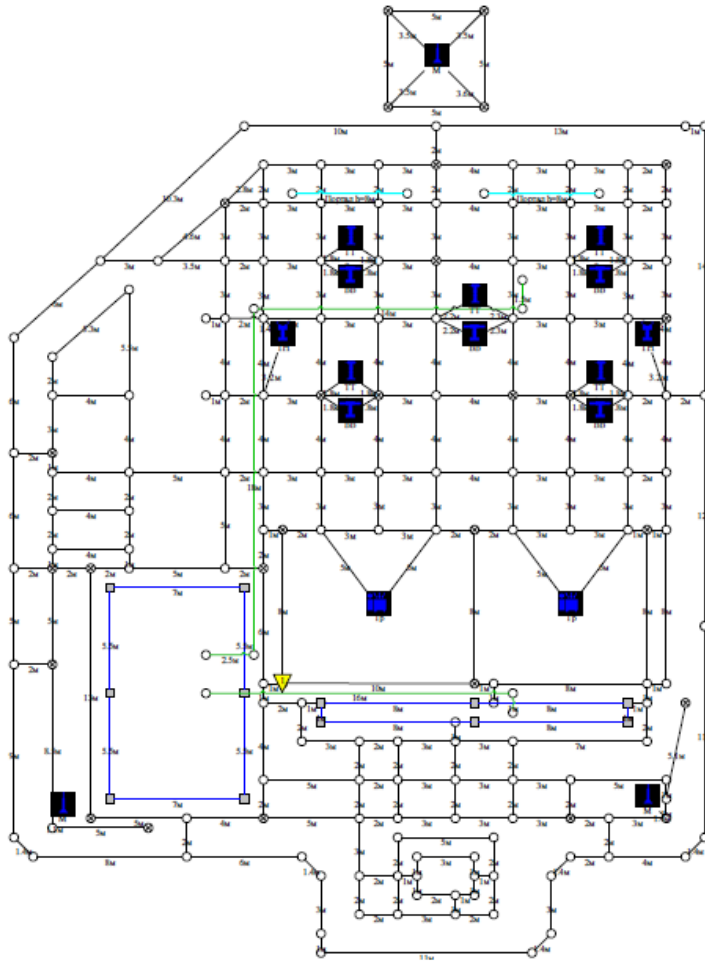


Рисунок 1 – Схема заземляющего устройства подстанции

Приведение многослойного грунта к двухслойной модели

Общее число слоев

Параметры слоев		Эквивалентные параметры двухслойной модели
Уд. сопротивление, Ом*м	Толщина слоя, м	
1 <input type="text" value="52.4"/>	<input type="text" value="0.9"/> <input type="radio"/> 1-2	Верхний слой, Ом*м <input type="text" value="41.6"/>
2 <input type="text" value="39.1"/>	<input type="text" value="1.1"/> <input type="radio"/> 2-3	Нижний слой, Ом*м <input type="text" value="52.4"/>
3 <input type="text" value="35.6"/>	<input type="text" value="0.4"/> <input type="radio"/> 3-4	Глубина раздела, м <input type="text" value="3.6"/>
4 <input type="text" value="39.9"/>	<input type="text" value="1.2"/> <input type="radio"/> 4-5	
5 <input type="text" value="50.9"/>	<input type="text" value="2.4"/> <input type="radio"/> 5-6	
6 <input type="text" value="53.93"/>	<input type="text" value="3.6"/> <input type="radio"/> 6-7	
7 <input type="text" value="52.3"/>	<input type="text" value="5.4"/> <input type="radio"/> 7-8	
8 <input type="text" value="52.3"/>	<input type="text" value="1"/> <input type="radio"/> 8-9	
9 <input type="text" value="100"/>	<input type="text" value="1"/> <input type="radio"/> 8-9	
10 <input type="text" value="100"/>	<input type="text" value="1"/>	

Установить границу раздела в двухслойной модели

Отменить  Применить

Рисунок 2 – Приведение многослойного грунта к двухслойной модели для ЗУ ПС

С учетом коэффициента сезонности в программном комплексе выполнена корректировка удельного сопротивления верхнего и нижнего слоев грунта. Учет коэффициента сезонности для ЗУ ПС см. рисунок 3.

Учет коэффициентов сезонности (корректировка параметров грунта)

**Влажность грунта при измерении**

Измеренная величина сопротивления грунта соответствует минимальному значению (грунт влажный - перед измерением выпадало много осадков)

Измеренная величина сопротивления грунта соответствует среднему значению (грунт средней влажности - перед измерением выпадало немного осадков)

Измеренная величина сопротивления грунта соответствует максимальному значению (грунт сухой - перед измерением выпадало совсем мало осадков)

**Климатическая зона\***

Климатическая зона	Средняя многолетняя низшая температура (январь) °С	Средняя многолетняя высшая температура (июль) °С	Среднегодовое кол-во осадков, см	Продолжительность заморозания воды, дни
<input type="radio"/> I	-20...-15	+16...+18	20-40	160-170
<input type="radio"/> II	-14...-10	+18...+22	30-50	150
<input type="radio"/> III	-10...0	+22...+24	30-50	100
<input checked="" type="radio"/> IV	0...+5	+24...+26	30-50	0

\*Принято, что измерения свойств грунта проведены при отсутствии промерзания

Верхний слой, Ом\*м

Измеренные значения (ввести)

Скорректированные значения

Нижний слой, Ом\*м

Глубина раздела,

Использовано: РД 153-34.0-20.525-00  
Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок

Рисунок 3 – Учет коэффициента сезонности для ЗУ ПС

Расчетные параметры проекта в программном комплексе для ЗУ ПС приняты согласно рисунку 4.

Параметры проекта

Общие | Фрагмент схемы

Уд. сопротивление слоев грунта, Ом\*м:

Верхний  Нижний  Глубина раздела, м

Ток короткого замыкания, А

Нейтраль №  Ток утекающий в нейтраль, А

Имеется параллельный заземлитель, Ом

Высокоомное покрытие  $h, м$    $\rho, Ом*м$

Допустимое Uшагa, В  Имп.  Допустимое Uприк, В  Имп.

Важно! В программе используются амплитудные значения токов и напряжений.

Рисунок 4 – Параметры проекта для ЗУ ПС

Согласно результатов расчета значение сопротивления заземляющего устройства подстанции составило 0,72 Ом, см. рисунок 5.

Сопротивление	0.72 Ом
Макс. значения	
-----Шины-----	
Потенциал	1258 В
Ток	1748 А
-----Грунт-----	
Потенциал	1233 В
U прикосн.	81В
U шага.	3 В

Рисунок 5 – Значение сопротивления ЗУ ПС

Вывод по разделу: результаты расчета сопротивления заземляющего устройства подстанции не превышает требуемых норм ПУЭ, следовательно, количество вертикальных и горизонтальных электродов на подстанции достаточно.

## Заключение

При выполнении бакалаврской работы были определены перспективный состав потребителей, получающих питание от подстанции, их мощности и номинальные токи.

По данным, предоставленным ПАО «Россети Кубань» – «Адыгейские электрические сети» определены максимальные значения токов КЗ на сторонах 35 и 10 кВ подстанции.

Выбор параметров оборудования и проводников 35 кВ линейных и секционной ячеек для ПС 35 кВ Комбикормовый завод выполнен на основании данных токов короткого замыкания и потребляемых нагрузок, полученных в результате расчетов электроэнергетических режимов. Выбор параметров оборудования трансформаторных ячеек 35 кВ выполнен по номинальному току нагрузки силового трансформатора ТМН-6300/35/10 У1.

Проверка оборудования и проводников по отходящим линиям 10 кВ выполнена согласно данным по потребляемым мощностям отходящих КЛ-10 кВ. Выбор параметров оборудования и ошиновки вводных и секционной ячеек 10 кВ выполнен по номинальному току нагрузки силового трансформатора ТМН-6300/35/10 У1. Все выбранное электрооборудование прошло необходимые проверки.

Приведены сведения о принятых решениях по компоновке оборудования подстанции: комплектном распределительном устройстве наружной установки 10 кВ, общеподстанционном пункте управления, кабельном хозяйстве собственных нужд ПС.

Выбранной мощности трансформаторов собственных нужд ТМГ-63/10/0,4 УХЛ1 согласно выполненным расчетам будет достаточно для обеспечения надежного электроснабжения всех потребителей системы собственных нужд подстанции во всех режимах работы.

В качестве источника постоянного тока на подстанции выбрана необслуживаемая герметизированная аккумуляторная батарея типа АГН 12-100ФМ емкостью 100 А·ч.

Приведены сведения о принятых решениях по организации работы и устанавливаемом оборудовании для системы электрического освещения, отопления и вентиляции на подстанции.

В результате проведенного анализа установлено, что суммарные емкостные токи на 1, 2 секциях сети 10 кВ не превышают допустимые значения, следовательно, установка оборудования компенсации емкостных токов не требуется.

Результаты расчета сопротивления заземляющего устройства подстанции не превышает требуемых норм ПУЭ, следовательно, количество вертикальных и горизонтальных электродов на подстанции достаточно.

## Список используемых источников

1. Анчарова Т. В., Рашевская М.А., Стебунова. Е.Д. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений : учебник , 2-е изд., перераб. и доп. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2018. 415 с.
2. Валеев И.М., Мусаев Т.А. Методика расчета режима работы системы электроснабжения городского района: монография. Казань : КНИТУ, 2016. 132 с.
3. Гальперин М.В. Электротехника и электроника : учебник, 2-е изд. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2017. 480 с.
4. Данилов М.И., Романенко И.Г. Инженерные системы зданий и сооружений (электроснабжение с основами электротехники) [Электронный ресурс]: учебное пособие (курс лекций). Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет, 2015. 223 с. URL: <http://www.iprbookshop.ru/63087.html> (дата обращения: 08.12.2021).
5. Дьяков А.Ф. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике: учебник для вузов. Москва : Издательский дом МЭИ, 2016. 543 с.
6. Кобелев А.В., Кочергин С.В., Печагин Е.А. Режимы работы электроэнергетических систем : учебное пособие для бакалавров и магистров направления «Электроэнергетика». Тамбов: Тамбовский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2015. 80 с.
7. Кудряков А.Г., Сазыкин В.Г. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах : учебник. Саратов: Ай Пи Эр Медиа, 2018. 263 с.
8. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции : учебное пособие. Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. 111 с.
9. Куско А., Томпсон М. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии. Саратов: Профобразование, 2017. 334 с.

10. Матаев У.М. Практикум по электроэнергетике (в примерах с решениями): учебное пособие. Алматы: Нур-Принт, Казахский национальный аграрный университет, 2014. 195 с.
11. Михайлов В.Е. Современная электросеть. СПб. : Наука и Техника, 2013. 256 с.
12. Ополева Г. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов : учеб. пособие. М. : ИД «ФОРУМ» : ИНФРА-М, 2018. 416 с.
13. Рекомендации по выбору уставок устройства защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус-Т» (для версий 3.00 и новее) [Электронный ресурс] : URL: <http://s.siteapi.org/14956361ff1a9ce.ru/docs/b484ba057e0f7cee3d0d78bae991fd8f45a989b9.pdf> (дата обращения: 17.11.2021).
14. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации. Дата введения: 13.09.2011. ОАО «ФСК ЕЭС». 2011.
15. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 296 с.
16. Щербаков Е. Ф., Александров Д. С. Электрические аппараты: учебник. - М.: Форум, НИЦ ИНФРА-М, 2015. 304 с.
17. Artemenko M. Y., Polishchuk S. Y., Mykhalskyi V. M., Shapoval I. A. Apparent power decompositions of three-phase power supply system to develop control algorithms of shunt active filter // 2017 IEEE First Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON). Kiev. 2017. pp. 495-499.
18. Bayliss C. Transmission and Distribution Electrical Engineering. Newness, 2012. 1180 p.
19. Feng X., Tao Y., Wan M. Energy management and control strategy for multiport power supply system based on energy storage // 2017 Chinese Automation Congress (CAC). Jinan. 2017. pp. 5225-5230.



20. Gers J. M. Protection of Electricity Distribution Networks, 3rd Edition (Energy Engineering). The Institution of Engineering and Technology, 2011. 368 p.
21. Hewitson Leslie G. Practical System Protection (Practical Professional Books). Newnes, 2005. 290 p.
22. Lakervi E. Electricity Distribution Network Design, 2nd Edition (Energy Engineering). The Institution of Engineering and Technology, 2005. 338 p.
23. Lukutin B. V., Shandarova E. B., Fuks I. L. Energy efficiency of photovoltaic power plants in stand-alone power supply systems // 2016 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). Chelyabinsk. 2016. pp. 1-5.
24. Mcdonald J. D. Electric Power Substations Engineering. Miami: CRC PressTaylor& Francis Group, 2012. 593 p.
25. Rajendra P. Fundamentals of electrical engineering. - PHI Learning Pvt. Ltd., 2014. 1064 p.
26. Roman K. The Digital Information Age: An Introduction to Electrical Engineering. - Cengage Learning, 2014. 400 p.