

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 110/10 кВ «Богородское»

Обучающийся

И.В. Балятинский

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, Ю.В. Черненко

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

Тольятти 2024

Аннотация

В данной выпускной квалификационной работе на тему «Реконструкция электрической части подстанции 110/10 кВ «Богородское» рассматриваются технические решения по модернизации электрической части подстанции (центра питания) 110 кВ Богородская.

В представленной работе подробно изложены разделы проектирования системы электроснабжения, такие как анализ загрузки существующих силовых трансформаторов, анализ существующей электрической схемы подстанции, расчеты токов короткого замыкания на шинах понизительной подстанции, выбор первичного (высоковольтного) оборудования электрической части подстанции, релейной защиты и автоматики, системы собственных нужд подстанции, электромагнитной совместимости, заземления и защиты от прямого попадания молний (ПУМ) [7].

Целью работы заключается в повышении надежности системы электроснабжения потребителей электрической энергии ПС 110 кВ Богородская и «исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений за счет реконструкции электрической части ПС 110 кВ Богородская» [9].

В результате выполнения работы проведены расчёты загрузки трансформаторов, выбраны новые трансформаторы, выбрана электрическая схема подстанции, выбрано высоковольтное оборудование по сторонам 110 кВ и 10 кВ, а также для системы собственных нужд ПС, разработаны технические решения по РЗиА, электромагнитной совместимости, заземления и защиты от

Выпускная квалификационная работа выполнена на 53 листах, имеет 6 чертежей формата А1, список используемой литературы включает в себя 26 наименований.

Содержание

Введение	4
1 Описание объекта проектирования	5
1.1 Определение мощности силовых трансформаторов	6
1.2 Анализ электрической схемы ПС 110 кВ и компоновочные решения ..	10
2 Расчет токов короткого замыкания на подстанции	14
2.1 Мероприятия по снижению токов замыкания на стороне 10 кВ	16
3 Выбор электрических аппаратов и проводников, электрической схемы подстанции	19
3.1 Расчетные условия для выбора и проверки электротехнического оборудования.....	19
3.2 Выбор и проверка ограничителей перенапряжений.....	23
4 Собственные нужды подстанции и выбор оперативного тока	27
5 Релейная защита и автоматика проектируемой подстанции	41
6 Молниезащита и электромагнитная совместимость	47
Заключение	50
Список используемой литературы и используемых источников	51

Введение

В современных условиях сроки строительства промышленных предприятий являются тем критерием, который определяет инвестиционную привлекательность проекта. Не для никого не секрет, чем меньше занимает время от момента создания технико-экономического обоснования до выпуска продукции, тем быстрее вложенные инвестиции начнут себя окупать и в будущем приносить доход [7].

Для решения вышеуказанной задачи во многих субъектах Российской Федерации определяют энергетические центры питания со свободными мощностями, или требующие увеличения пропускной способности за счет увеличения трансформаторной мощности для «исключения существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений в связи с имеющимися техническими условиями для технологического присоединения к центру питания энергопринимающих устройств» [9].

Таким образом, рассмотрение вопроса реконструкции электрической части понизительной подстанции классом напряжения по высокой стороне 110 кВ является актуальной задачей.

Действующая подстанция 110 кВ Богородская является основным центром питания для потребителей города Богородск в Нижегородской области и реконструкция данного центра питания вызвана увеличением нагрузки существующих силовых трансформаторов и физический износ оборудования [22].

Цель данной выпускной квалификационной работы (ВКР) – повышение надежности системы электроснабжения потребителей электрической энергии ПС 110 кВ Богородская и исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений за счет реконструкции электрической части ПС 110 кВ Богородская.

1 Описание объекта проектирования

Действующая подстанция 110 кВ Богородская располагается в Нижегородская области, г. Богородск, ул. Северная, л. 2А.

Подстанция представляет собой единый архитектурно – промышленный комплекс, состоящий из открытых распределительных устройств, трансформаторов, зданий и сооружений основного и вспомогательного типа.

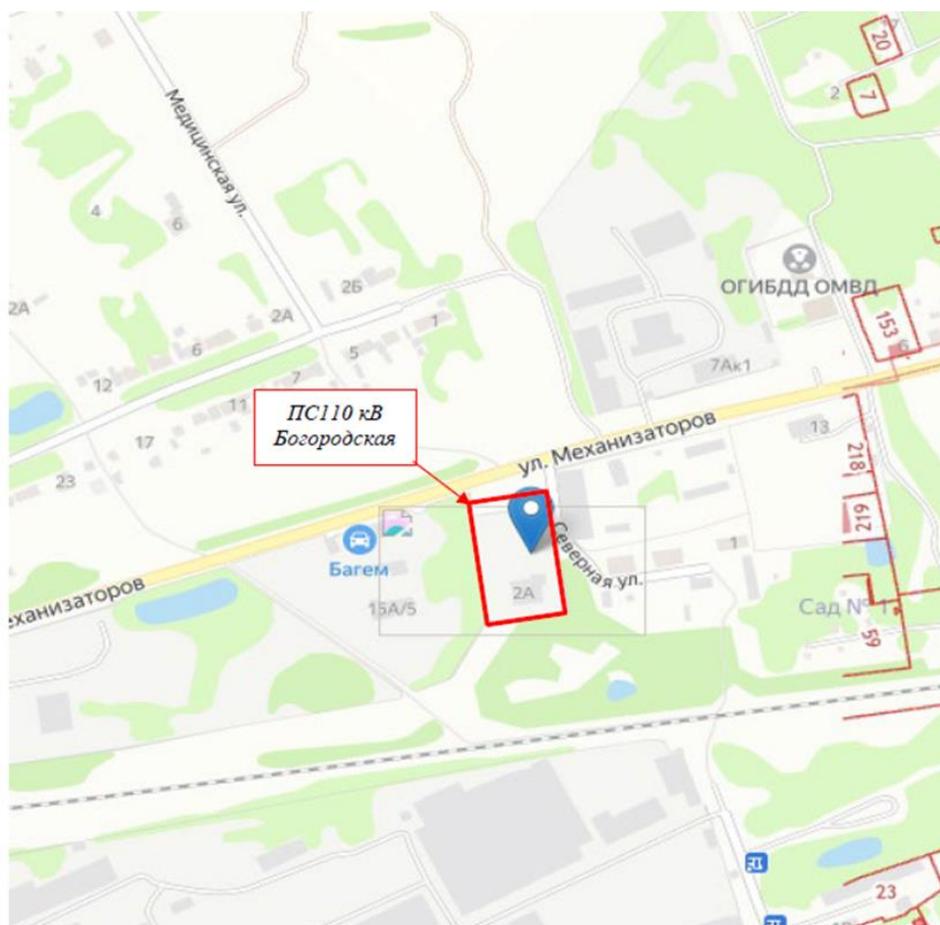


Рисунок 1 - Место расположения ПС - 110 кВ Богородское

Территория подстанции 110 кВ Богородская ограничена:

- с севера – автодорогой ул. Механизаторов;
- с запада, юга, востока – зелеными насаждениями, промышленными и административными зданиями и сооружениями.

Зон с особыми условиями использования территорий в пределах границ земельного участка нет [14].

«Для поэтапного технического перевооружения объекта – ПС 110 кВ Богородская в работе предусмотрено введение в эксплуатацию объекта в два этапа. Для определения этапов в работе проведем анализ существующего оборудования, выбор оборудования и разработку конструктивных решений» [26].

На площадке ПС 110 кВ Богородская открыто установлены два силовых трансформатора: Т1 мощностью 15 МВА типа ТДН-15000/110 и Т2 мощностью 15 МВА типа ТДН-15000/110 кВ.

ОРУ 110 кВ выполнено по не типовой схеме «Мостик с выключателями в цепях линий» [15].

К ОРУ 110 кВ «подключены следующие отходящие линии электропередач:

- ВЛ 110 кВ Дзержинская ТЭЦ – Павлово №1 с отпайками (ВЛ-123);
- ВЛ 110 кВ Дзержинская ТЭЦ – Павлово №2 с отпайками (ВЛ-130)» [22];

В данном разделе предусмотрим замену трансформаторов Т-1 на ТДН 25000/110-У1 с РПН.

Также в данном разделе определим оборудование электрической части ПС 110 кВ, которое необходимо заменить.

1.1 Определение мощности силовых трансформаторов

Для определения загрузки существующих трансформаторов, установленных на ПС 110 кВ Богородское, используем «данные контрольных замерных дней за период 5 лет (далее – дней зимних КЗ)» [22].

Таблица 1 – Нагрузка трансформаторов

Наименование объекта проектирования	Диспетчерское наименование	Данные АИИС КУЭ с дорасчетом, МВА				
		2019	2020	2021	2022	2023
ПС Богородское	Т-1	5,97	6,33	8,36	8,17	8,46
	Т-2	9,84	12,18	11,26	11,04	11,62
Итого по ПС	-	15,81	18,51	19,62	19,21	20,08

Фактическая максимальная нагрузка составила 20,08 МВА.

Представим на рисунке 1 суточный график в день КЗ при ТНВ -7,1 °С [13].

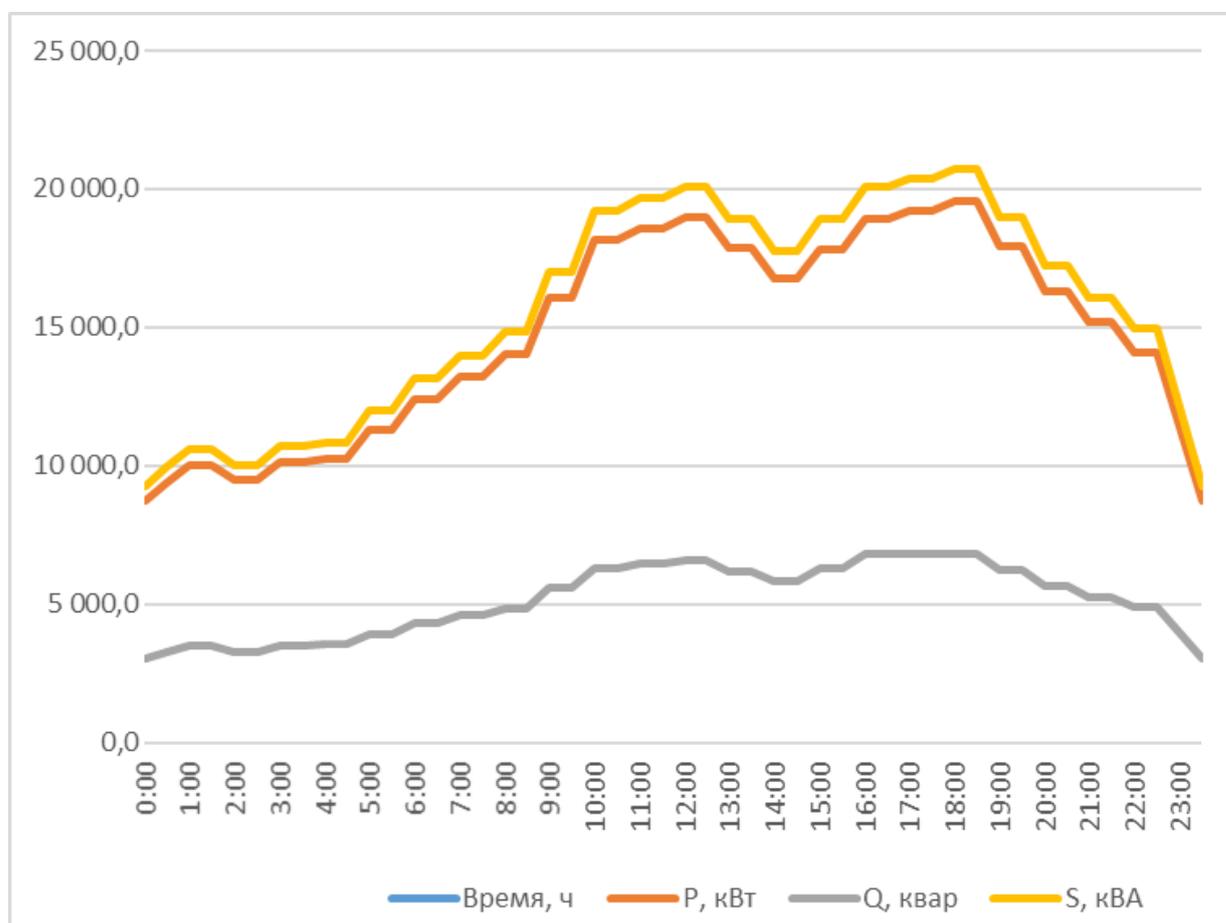


Рисунок 1 – Суточный график нагрузки в день КЗ при ТНВ -7,1 °С (зимнего)

«В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [19] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -7,1 °С

(средняя температура в день зимнего контрольного замера в 2023 году) и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,186» [22].

«Определим длительно допустимую перегрузку трансформатора с учетом коэффициента допустимой длительной (без ограничения длительности)» [10]:

$$S_{\text{ддн}} = S_{\text{ном.т}} \cdot k_{\text{пер}} = 15 \cdot 1,186 = 17,79 \text{ МВА}$$

где « $S_{\text{ном.т}}$ – номинальная мощность силового трансформатора, МВА;

$k_{\text{пер}}$ – коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С» [9].

Определим загрузку существующих трансформаторов, установленных на подстанции. «Для начала определим нагрузку трансформатора без учета подключения планируемых потребителей» [10].

$$S_{\text{тек}}^{\text{тр}} = S_{\text{макс}}^{\text{факт}} + S_{\text{доп}} - S_{\text{срм}} = 12,13 + 0 - 0 = 20,08 \text{ МВА}$$

где « $S_{\text{доп}}$ – увеличение нагрузки рассматриваемой подстанции в случае перераспределения мощности с других центров питания;

$S_{\text{срм}}$ – объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем» [9].

«Определим коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме k_3 » [9]:

$$k_3 = \frac{S_{\text{тек}}^{\text{тр}}}{S_{\text{ддн}}} = \frac{20,08}{17,79} = 1,13$$

«В послеаварийном режиме (далее – ПАР) отключения одного из трансформаторов максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 113,0 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов. При аварийном отключении перевод нагрузки на другие центры питания невозможен. В связи с этим необходима замена существующих трансформаторов на трансформаторы большей мощностью.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной производственно-бытовой нагрузки максимальной мощностью 4,369 МВт, с коэффициентом набора нагрузки 0,5 МВт. Полная мощность с учетом коэффициента набора нагрузки новых потребителей составит – 0,471 МВА». [12].

$$S_{персп}^{тр} = S_{макс}^{факт} + \sum S_{ту} \cdot K_{наб} + S_{доп} - S_{срм}, \quad (1)$$

где « $S_{ту} \cdot K_{наб}$ – мощность новых потребителей, подключаемых к ПС в соответствии с ТУ на ТП, с учетом коэффициентов набора;

$S_{доп}$ – увеличение нагрузки рассматриваемой подстанции в случае перераспределения мощности с других центров питания;

$S_{срм}$ – объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем» [9].

Согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{персп}^{тр} = 20,08 + 4,71 \cdot 0,1 + 0 - 0 = 20,55 \text{ МВА}$$

«Определим длительно допустимую перегрузку трансформатора с учетом коэффициента допустимой длительной (без ограничения длительности)» [9]:

$$S_{\text{ддн}} = S_{\text{ном.т}} \cdot k_{\text{пер}} = 25 \cdot 1,186 = 29,65 \text{ МВА}$$

«Определим коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме (ПАР) κ_3 » [9]:

$$\kappa_3 = \frac{S_{\text{тек}}^{\text{тр}}}{S_{\text{ддн}}} = \frac{20,55}{29,65} = 0,69$$

«В ПАР отключения одного из трансформаторов максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит» [9] 69,3 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов. «При аварийном отключении перевод нагрузки на другие центры питания невозможен» [10].

С учетом вышеизложенного примем к установке трансформаторы мощностью 25 МВА. Коэффициент загрузки оставшегося в работе трансформатора с учетом перспективной нагрузки составит 0,69 [19].

1.2 Анализ электрической схемы ПС 110 кВ и компоновочные решения

Принципиальная электрическая схема ПС 110 кВ «Богородское» выполнена со гласно действующих стандартов ПАО «Россети», а также требований ГОСТ Р 59279-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электрические сети. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций».

Необходимо отметить, что на текущий момент вступили в силу Методические указания по технологическому проектированию подстанций

переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ, утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 15 января 2024 г. № 6 (далее – Методические указания по проектированию) [10], в связи с этим при реконструкции ПС 110 кВ Богородское необходимо руководствоваться Методическими указаниями по проектированию.

Для определения компоновочных решений, необходимых для проведения реконструкции ПС 110 кВ Богородское, проведем анализ существующей электрической схемы.

ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ выполнена по схеме «Мостик с выключателями в цепях линий» [7]. Данная схема относится к нетиповой. В качестве выключателей по стороне 110 кВ используются масляные выключатели тип МКП 110 кВ. Такая схема по надежности [10] является достаточной для ПС 110 кВ Богородское [10].

Реконструируемая ПС 110 кВ Богородская имеет площадь земельного участка 5290,0 м².

При реконструкции установка оборудования должна осуществляться на стальных конструкциях заводского изготовления в соответствии с ПУЭ 7-е изд. разделом 4.2 (наименьшие расстояния от неогражденных токоведущих частей и от нижней кромки фарфора изоляторов до земли не менее 2.5 м, между токоведущими частями разных фаз в соответствии с табл. 4.2.5 и т.д.) [16].

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслонаполненных силовых трансформаторов должно быть предусмотрено выполнение маслоприемников и маслостоков. Под трансформаторы выполняются маслоприемники наземного типа. Размеры маслоприемников определены согласно ПУЭ, п. 4.2.69 и рассчитаны на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор и 80 % воды от средств пожаротушения [15].

Для обеспечения отвода из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, предусматриваются маслоотводы, выполненные в виде подземных стальных трубопроводов [15].

Здание ЗРУ 10 кВ совмещенное с ОПУ является существующим. Здание кирпичное, площадь здания – 471м².

Принципиальная электрическая схема ПС 110 кВ Богородское представлена в графической части.

Планируемое к установке оборудование на ПС 110 кВ Богородское [24]:

- трансформаторы силовые двухобмоточные типа ТДН-25000/110/10 [21];
- выключатели 110 кВ - ВЭБ-УЭТМ-110 кВ (повышение надежности системы электроснабжения района (потребителей), которые подключены к рассматриваемой ПС 110 кВ);
- трансформаторы тока 110 кВ - ТВГ-УЭТМ;
- токоограничивающие реакторы 10 кВ РТСТГ 10-2500-0,14 У1;
- выключатели 10 кВ TER VCB15 HD 1 RF;
- трансформаторы тока 10 кВ ТШЛ-10-6,1-4;
- разъединители 10 кВ РВР(З)-10/4000 М У3;
- шины 10 кВ 2×АД31Т 120х10.

Таблица 2 – Компоновочные решения электрической части ПС 110 кВ Богородское

Показатель	Значения
Номинальное напряжение, кВ	110/10 кВ
Конструктивное исполнение ПС и РУ (открытое, закрытое, блочное, КРУЭ и т.п.)	РУ-110 кВ – открытого типа; РУ-10 кВ – ЗРУ.
Тип ПС (цифровая/на традиционных принципах управления)	на традиционных принципах управления
Тип схемы каждого РУ	РУ-110 кВ – Мостик с выключателями в цепях линий. РУ-10 кВ – две рабочие системы шин.

Продолжение таблицы 2

Показатель	Значения
Количество ЛЭП, подключаемых к ПС, по каждому РУ	РУ-110 кВ: без изменений. РУ-10 кВ: без изменений.
Количество резервных ячеек по каждому РУ	РУ-110 кВ: без изменений. РУ-10 кВ: без изменений.
Тип выключателей	РУ-110 кВ: Баковый элегазовый выключатель 110 кВ со встроенными ТТ 110кВ. РУ-10 кВ: вакуумный выключатель.
Количество и мощность силовых (авто) трансформаторов	Т-1: ТДН 25000/110/10 Т-2: ТДН 25000/110/10
Тип, количество, единичная мощность и точки присоединения средств компенсации реактивной мощности (СКРМ)	Без изменений
Система собственных нужд	Без изменений
Система оперативного тока (СОТ, СОПТ)	Без изменений
Релейная защита и автоматика (РЗА)	Трансформаторы Т-1 и Т-2 должны иметь не менее 2 (двух) основных защит, подключенных на разные обмотки трансформаторов тока. Вновь устанавливаемое оборудование защит трансформаторов выполнить на МП-терминалах, с использованием шкафов РЗА производства АО «ЧЭАЗ» г. Чебоксары. Состав защит определить в работе.
Противоаварийная автоматика (ПА)	Без изменений
Автоматизированная система учета электроэнергии (АСУЭ)	Без изменений

Вывод по разделу 1.

В разделе 1 подробно рассмотрен вопрос выбора к установке на ПС 110 кВ Богородское новых трансформаторов мощностью 25 МВА. Определены компоновочные решения при реконструкции ПС 110 кВ Богородское. Рассмотренные технические мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ предусматривается в рамках существующего земельного участка, без дополнительного отвода (земли).

2 Расчет токов короткого замыкания на подстанции

«На первоначальном этапе определим номинальные токи по стороне ВН и НН вновь устанавливаемых силовых трансформаторов» [15]:

$$I_{\text{макс}} = 1,3 \cdot \frac{S_{\text{макс.}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ном}}} \quad (2)$$

где 1,3 – коэффициент длительно-допустимой перегрузки трансформатора (30%) [25].

«Рабочие максимальные токи вводных присоединений» [5]:

$$I_{\text{макс}} = 1,3 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 175,7 \text{ А}, \quad (3)$$

$$I_{\text{макс}} = 1,3 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1876,4 \text{ А}, \quad (4)$$

Данные расчеты равнозначны как для трансформатора Т1, так и для трансформатора Т2.

Проведем расчеты токов короткого замыкания на шинах ПС 110 кВ Богородское для дальнейшего выбора оборудования. Исходные данные предоставлены собственником электрооборудования [19].

Таблица 3 – Исходные данные для расчетов (данные собственника)

Место КЗ	Начальное значение периодической составляющей токов I_{n0} , кА	Ударный ток трехфазного КЗ $i_{уд}$, кА
	Трехфазное КЗ	
Шины 110 кВ	8,92	20,27

Начальное значение периодической составляющей токов $I_{n0} = 8,92$ кА
Ударный ток трехфазного КЗ $i_{уд} = 20,27$ кА. Указанные данные для ПС 110 кВ на шинах 110 кВ.

Как было указано ранее, одним из основных мероприятий по реконструкции ПС 110 кВ Богородское является замена двухобмоточных силовых трансформаторов марки ТДН-15000/110 на трансформаторы ТДН-25000/100.

Так как выбор трансформаторов проводится в работе далее, предварительно принимаются для установки на ГПП-110/10 кВ два новых трансформатора с обмоткой низшего напряжения 10 кВ.

«Целью проведения расчёта токов короткого замыкания (КЗ) заключается в выявлении максимальных значений токов, которые могут возникнуть в электроустановке при КЗ» [1].

Сопротивление системы в максимальном режиме

$$X_{с.макс} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ.макс}} \quad (5)$$
$$X_{с.макс} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot 8920} = 7,44 \text{ Ом}$$

где $I_{КЗ.макс}$ - ток трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ, в максимальном режиме.

Сопротивление трансформатора, отнесенное к стороне ВН [11]:

$$X_{тр.макс} = \frac{U_k \cdot [U_{ном.ВН}]^2}{100 \cdot S_{ном}} \quad (6)$$
$$X_{тр.макс} = \frac{10,5 \cdot [115000]^2}{100 \cdot 25000} = 68,79 \text{ Ом}$$

где U_k , - напряжение короткого замыкания трансформатора ТДН-25000/110 (справочные данные) [21].

Минимальный ток трехфазного КЗ, отнесенный к стороне НН:

$$I_{\text{КЗ.мин}} = \frac{U_{\text{ном.ВН}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{с.макс}} + X_{\text{тр.мин}})} \cdot \frac{U_{\text{ном.ВН}}}{U_{\text{ном.НН}}} \quad (7)$$
$$I_{\text{КЗ.макс}} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot (7,44 + 68,79)} \cdot \frac{115000}{10500} = 9539 \text{ А}$$

Минимальное сопротивление трансформатора, отнесенное к стороне ВН:

$$X_{\text{тр.мин}} = \frac{U_{\text{к}} \cdot [U_{\text{ном.ВН}} \cdot (1 - \Delta U_{\text{рег}})]^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}} \quad (8)$$
$$X_{\text{тр.мин}} = \frac{10,5 \cdot [115000 \cdot (1 - 0,16)]^2}{100 \cdot 25000} = 39,19 \text{ Ом}$$

Максимальный ток трехфазного КЗ, отнесенный к стороне НН:

$$I_{\text{КЗ.макс}} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot (7,44 + 39,19)} \cdot \frac{115000}{10500} = 15594 \text{ А}$$

На основании полученных данных проведем дальнейшие расчеты оборудования.

2.1 Мероприятия по снижению токов замыкания на стороне 10 кВ

На основании расчетов максимальный ток короткого замыкания на стороне низкого напряжения ПС 110 кВ Богородское до токоограничивающих реакторов составляет 15,594 кА. На основании этого принято решение об ограничении тока КЗ на стороне НН 10 кВ ПС 110 кВ Богородское до уровня 12,7 кА, что соответственно позволит оставить существующее оборудование в РУ-10 кВ с существующими параметрами по термической стойкости без его замены.

Требуемое сопротивление токоограничивающего реактора [7]:

$$X_{\text{треб}} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot i_{\text{н0.треб}}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 12700} = 0,477 \text{ Ом}$$

Сопротивление до установки реактора [7]:

$$X_{\text{рез}} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{н0.КЗ}}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 15594} = 0,389 \text{ Ом}$$

Сопротивление реактора [11]:

$$X_{\text{рез}} = X_{\text{треб}} - X_{\text{рез}} = 0,477 - 0,389 = 0,089$$

По каталожным данным подберем необходимый ближайший реактор для установки в распределительном устройстве 10 кВ. Предварительно выбираем реактор производства УЭТМ марки РТСТГ10-2500-0,14У1 [24].

Каталожные данные РТСТГ10-2500-0,14У1 [24]:

- номинальное напряжение $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$;
- длительно допустимый ток $I_{\text{доп}} = 2500 \text{ А}$;
- индуктивное сопротивление реактора $X_{\text{р}} = 0,14 \text{ Ом}$;
- ток термической стойкости $I_{\text{терм}} = 27,71 \text{ кА}$;
- время $t_{\text{терм}} = 3 \text{ с}$;
- ток электродинамической стойкости $I_{\text{дин}} = 69,2 \text{ кА}$.

Фактическое значение сопротивления после установки реактора:

$$X_{\text{итог}} = X_{\text{р}} + X_{\text{рез}} = 0,389 + 0,14 = 0,529 \text{ Ом}$$

Фактическое значение периодической составляющей тока КЗ после установки реактора:

$$I_{n0.КЗ} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,243} = 11,465 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке КЗ будет равен:

$$i_{уд} \geq \sqrt{2} \cdot I_{п.о.}^{(3)} \cdot K_{уд} = \sqrt{2} \cdot 11,465 \cdot 1,65 = 26,753 \text{ кА}$$

где $I_{n0.КЗ}$ – ток короткого 3-х фазного КЗ в максимальном режиме;

$K_{уд}$ - ударный коэффициент (принимается в соответствии РД 153 34.0 20.527-98) [17].

Определяем ток термической стойкости:

$$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$$

$$B_{тер,доп} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 27,71^2 \cdot 3 = 2303,53 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{тер,доп} = I_{п.о.}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 11,465^2 \cdot (0,155 + 0,02) = 23,00 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$2303,53 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 20,00 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таким образом, выбранный реактор удовлетворяет заводским параметрам и будет принят к установке на ПС 110 кВ Богородское по стороне 10 кВ.

Выводы по разделу 2.

В данном разделе проведены расчеты токов короткого замыкания по сторонам 110 кВ и 10 кВ. Разработаны мероприятия снижения токов короткого замыкания по стороне 10 кВ – за счет установки токоограничивающего реактора типа РТСТГ10-2500-0,14У1. Установка токоограничивающего реактора позволяет снизить ток короткого замыкания до необходимых значений.

3 Выбор электрических аппаратов и проводников, электрической схемы подстанции

«В качестве расчетного режима работы принимается выбор и проверка оборудования в цепи ВН и НН двухобмоточного трансформатора по номинальному току устанавливаемого силового трансформатора (25 МВА), с учетом его перегрузки на 30 %» [15].

«Производится по следующим параметрам:

- номинальному напряжению;
- току нагрузки;
- термической стойкости;
- динамической стойкости (для выключателей, жесткой ошиновки)» [15].

Ток короткого замыкания (в максимальном режиме) на шинах ОРУ 110 кВ составляет 8,92 кА.

Пропускная способность ошиновки присоединения Т-1 на стороне 110 кВ, при коэффициенте допустимой длительной перегрузки трансформаторов 0,95 при ТНВ 25 °С и при нормальном режиме нагрузки, не превышает 119,23 А при $t=25^{\circ}$ С, в соответствии с п. 1.3.22 ПУЭ (в действующей редакции) [16].

Максимальный рабочий ток присоединений определяется с учётом наличия резервирования в схеме составляет $I_{max} = 175,7$ А.

3.1 Расчетные условия для выбора и проверки электротехнического оборудования

Выбор и проверка основного электротехнического оборудования производится в соответствии с РД 153 34.0 20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» [11].

«Выбор по условиям рабочих продолжительных режимов» [11]:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}} \quad (9)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.расч}} \quad (10)$$

«Проверка на электродинамическую стойкость $i_{\text{выкл}}$ » [11]:

$$i_{\text{выкл}} \geq i_{\text{уд}} \quad (11)$$

«Ударный ток в точке к.з. $i_{\text{уд}}$ » [11]:

$$i_{\text{уд}} \geq \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о.}}^{(3)} \cdot K_{\text{уд}} \quad (12)$$

где « $I_{\text{п.о.}}^{(3)} = I(3)$ – ток короткого 3-х фазного КЗ в максимальном режиме;
 $K_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент (принимается в соответствии
РД 153 34.0 20.527-98)» [11].

«Проверка по термической стойкости» [11]:

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \geq B_{\text{к}} = \int^{t_{\text{откл}}} i_{\text{к}}^2 dt \quad (13)$$

где « $I_{\text{терм}}$ – ток термической стойкости, кА;

$t_{\text{терм}}$ – нормированное допустимое время его протекания, с;

$\int^{t_{\text{откл}}} i_{\text{к}}^2 dt$ – интеграл Джоуля для условий к.з.;

$t_{\text{откл}}$ – полное время отключения короткого замыкания
выключателем $t_{\text{откл}} = t_{\text{собств.}} + t_{\text{рз}}$, с;

$t_{\text{собств.}}$ – собственное время отключения выключателя, с;

$t_{\text{рз}}$ – полное время действия релейной защиты при к.з., с» [11].

Проведем выбор и проверку высоковольтных выключателей.

Пример расчета приведен для высоковольтного выключателя 110 кВ трансформатора Т-1.

К установке предусматривается элегазовый выключатель (ВЭБ-УЭТМ-110 кВ УХЛ1) с номинальными параметрами: $U_{\text{ном}}=110$ кВ, $I_{\text{ном}}=2000$ А, $I_{\text{откл}}=40$ кА, $t_{\text{терм}}=3$ с, $I_{\text{дин.ст.}}=102$ кА, $t_{\text{собств.}}=0,055$ с.

«Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ ПС» [25]:

$$I_{\text{п.о.}}^{(3)} = 8,92 \text{ кА}$$

«Ударный коэффициент $K_{\text{уд}}$ » [11]:

$$K_{\text{уд}} = 1 + e^{-0.01/0.02} = 1,6.$$

«Ударный ток $i_{\text{уд}}$ » [11]:

$$i_{\text{уд}} \geq \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о.}}^{(3)} \cdot K_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 8,92 \cdot 1,607 = 20,27 \text{ кА.}$$

«Наибольший пик тока электродинамической стойкости выключателя составляет» [11].

$$i_{\text{выкл}} = 102 \text{ кА} \geq 20,27 \text{ кА}$$

«Ток термической стойкости для выключателя составляет 40 кА, а время протекания тока термической стойкости 3 с. В качестве расчетного времени отключения КЗ принимается сумма времен действия основной защиты и времени отключения выключателя, где $t_{\text{рз}}=0,1$ с - время действия основной релейной защиты при КЗ» [17].

«Полное время отключения короткого замыкания» [11]:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{собств.}} + t_{\text{рз}} = 0,055 + 0,1 = 0,155 \text{ с.}$$

«Допустимое для выключателя значение интеграла Джоуля следует определять» [11] по формуле (13):

$$\begin{aligned} B_{\text{тер.доп}} &= I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \\ B_{\text{тер.доп}} &= I_{\text{п.о.}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 8,92^2 \cdot (0,155 + 0,02) = 79,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \\ 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} &\geq 79,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \end{aligned}$$

Выбор по коммутационной способности:

«Начальное действующее значение периодической составляющей тока включения для выключателя составляет» [11].

$$\begin{aligned} I_{\text{вкл}} &= 40 \text{ кА} > 8,92 \text{ кА}; \\ I_{\text{пр.скв}} &= 102 \text{ кА} > 20,27 \text{ кА}. \end{aligned}$$

«Проверка по коммутационной способности» [11]:

$$\tau = \tau_{\text{з.мин}} + \tau_{\text{собств}} = 0,1 + 0,055 = 0,155 \text{ с.}$$

где « $\tau_{\text{з.мин}}$ - минимальное время действия релейной защиты при КЗ, 0,1 с.» [11].

$$\begin{aligned} \beta_{\text{норм}} &= e^{-22,5 \cdot 0,155} = 0,031; \\ i_{\text{а.норм}} &= \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.норм}} = \sqrt{2} \cdot 0,031 \cdot 40 = 1,754 \text{ кА}; \\ i_{\text{а.}\tau} &= \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 8,92 \cdot e^{-\frac{0,155}{0,02}} = 0,0054 \text{ кА} \\ i_{\text{а.норм}} &= 1,754 > 0,0054 \text{ кА} \end{aligned}$$

Устанавливаемые выключатели удовлетворяют требованиям завода изготовителя.

3.2 Выбор и проверка ограничителей перенапряжений

«Защита оборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений на стороне 110 кВ предусматривается ограничителями перенапряжений нелинейными» [11] (далее – ОПН).

Проверку выбора ОПН проведем в соответствии с действующими требованиями НТД [25].

«Для повышения надежности выбирают ограничители с наибольшим длительно допустимым рабочим напряжением не менее чем на 2–5 % выше наибольшего уровня напряжения сети в точке установки ОПН» [4].

$$U_d \geq 1,05 \cdot \frac{U_{нс}}{\sqrt{3}} \quad (14)$$

где « U_d - наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН, кВ;

$U_{нс}$ - наибольшее рабочее напряжение сети, кВ» [8].

$$U_d = 1,05 \cdot \frac{126}{\sqrt{3}} = 76,4 \text{ кВ}$$

$$88 \text{ кВ} \geq 76,4 \text{ кВ}$$

Выбор номинального разрядного тока для ОПН.

«Величина номинального разрядного тока служит для классификации ОПН. 10 кА – ограничители для защиты электрооборудования от коммутационных и грозовых перенапряжений на классы напряжения от 3 до 330 кВ» [11].

«Величина коммутационных перенапряжений определяется значением остающегося напряжения на ограничителе $U_{(ост.30/60)}$, кВ, которое должно быть при расчетном токе не менее чем на 15–20 % ниже испытательного напряжения U_K , кВ, коммутационным импульсом фронтом 30/60 мкс защищаемого оборудования» [11]:

$$U_{(ост.30/60)} \leq \frac{U_K}{1,15-1,2} \quad (15)$$

$$U_K = K_{и} \cdot K_{к} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{1 \text{ мин}}, \text{ кВ}, \quad (16)$$

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;

$U_{1 \text{ мин}}$ - одноминутное испытательное напряжение частоты 50 Гц для электрооборудования 110–220 кВ нормируется ГОСТ 1516.3-96; 1,15–1,2 – коэффициент, учитывающий износ оборудования» [11].

$$U_{(ост.30/60)} = 2110 \text{ кВ}$$

$$\frac{1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 200}{1,2} = 285,5 \text{ кВ}$$

$$2110 \text{ кВ} \leq 285,5 \text{ кВ}$$

«Остающееся напряжение на ограничителе при грозовом импульсе фронтом 8/20 мкс $U_{(ост.8/20)}$, кВ, должно быть на 20–40 % ниже нормируемого максимального значения испытательного напряжения грозовых импульсов для оборудования 110 кВ $U_{исп}$, кВ (нормируется ГОСТ 1516.3-96)» [8].

$$U_{(ост.8/20)} \leq \frac{U_{исп}}{1,2-1,4} \quad (17)$$

$$\frac{450}{1,4} = 321 \text{ кВ}$$

$$2510 \text{ кВ} \leq 321 \text{ кВ}$$

«Ограничитель должен выдерживать максимальный ток короткого замыкания без взрывного разрушения. При выборе ограничителей с токами срабатывания противовзрывного устройства до 40 кА, его значение должно быть на 15–20 % больше значения тока (однофазного или трехфазного) КЗ в месте установки ограничителя» [11].

$$I_{\text{ср.ОПН}} \geq I_{\text{КЗ}}^{(3)}, \text{ кА} \quad (18)$$

где « $I_{\text{ср.ОПН}}$ - ток срабатывания противовзрывного устройства ОПН, кА;

$I_{\text{КЗ}}^{(3)}$ - ток трехфазного КЗ, кА» [11].

$$65 \text{ кА} \geq 8,92 \text{ кА}$$

Устанавливаемые ограничители перенапряжений удовлетворяют требованиям завода изготовителя. Результат расчетов занесем в таблицу 4.

Таблица 4 – Устанавливаемое оборудование в рамках проведения реконструкции

Наименование оборудования	Ед. изм.	Количество
Трансформатор силовой трехфазный двухобмоточного типа ТДН-25000/110/6 25 МВа	компл.	2
Оборудование 110 кВ		
Выключатель ВЭБ-УЭТМ-110 $I_{\text{ном}}=2000$ А с ТВГ-УЭТМ 400/5 А, кл точн. 0,2S/0,2/10P/10P	компл.	3

Продолжение таблицы 4

Наименование оборудования	Ед. изм.	Количество
Трансформатор тока ТВ-110-IX 600/5	компл.	6
ОПН-110/88-10/900(III) 4 УХЛ1	компл.	6
Оборудование 10 кВ		
Трансформатор тока ТЛШ-10-6,1-4 компл. I _{ном} =4000		6
Выключатель TER VCB15 HD 1 RF компл. I _{ном} =4000 31,5 кА		2
Токоограничивающий реактор РТСТГ-10-компл. 2500-0,14 I _{ном} =2500		6
Разъединителей РВР(З)-10/4000 М УЗ компл. I _{ном} =4000		4
Ошиновка 10 кВ		
Шина 2×АД31Т 120х10	м	370
Опорные изоляторы ШОП-10-3М100-3 УХЛ1	компл.	45
Проходные изоляторы ИПК 10/3150-IV/IV УХЛ1 Исполнение 2	компл.	6
Гибкая шина KLM-C-FSS 1500/020-10-450/100	компл.	6
Шинный компенсатор КШМ 120х10	компл.	12

Выводы по разделу 3.

В данном разделе проведен выбор электротехнического оборудования электрической части понизительной подстанции 110 кВ Богородское. В разделе представлены подробные расчеты выбора выключателей 110 кВ – выбраны выключатели типа ВЭБ-УЭТМ-110 кВ-2000 УХЛ1. Данные выключатели обладают всеми номинальными параметрами, которые обеспечивают нормальный режим работы электроустановок. Проведены подробные расчеты выбора ОПН по стороне 110 кВ. В результате проведенных расчетов выбрано оборудование, которое удовлетворяет всем требованиям, обеспечивающим нормальный режим работы электрооборудования и понизительной подстанции в целом.

4 Собственные нужды подстанции и выбор оперативного тока

Для обеспечения электроснабжения потребителей переменного тока на ПС 110 кВ Богородская предусматривается использование существующего щита собственных нужд. Питание щита собственных нужд сохраняется от существующих двух понижающих трансформаторов ТМ-320/10 с мощностью 320 кВА и ТМ-180/10 с мощностью 180 кВА.

Для питания потребителей собственных нужд используется щит собственных нужд. Существующий щит собственных нужд односекционного исполнения с двумя вводами и рубильниками на номинальный ток на 350А на вводах.

Схема подключения потребителей подстанции - радиальная.

В нормальном режиме работы в работе находится только один трансформатор собственных нужд. При аварийной ситуации, питание щита собственных нужд вручную переключается на второй трансформатор собственных нужд.

Питание потребителей постоянного тока ПС 110 кВ Богородское осуществляется от аккумуляторной батареи (АБ) типа OPzS из 60 элементов и двух зарядно-подзарядных устройств. За длительный период эксплуатации и щит постоянного тока морально и физически устарел. Для обеспечения бесперебойного питания потребителей постоянного тока предусматривается замена щита постоянного тока с сохранением существующего номинального напряжения питания потребителей $=110$ В. В щите постоянного тока предусматривается устройство автоматического поиска повреждения изоляции на отходящих линиях. Существующие зарядно-подзарядные устройства и аккумуляторная батарея (АБ) находятся в эксплуатации с 2019г. и удовлетворяют условиям использования в новой системе постоянного тока и замене не подлежат.

При разработке структурной схемы ЩПТ учтены следующие основополагающие технические требования:

- для АБ предусмотрено два ЗВУ, обеспечивающих питание нагрузки напряжением заданного качества и требуемые режимы эксплуатации АБ;
- для АБ устанавливается ЩПТ;
- ЩПТ состоит из двух шкафов отходящих линий (ШОЛ) и шкафа ввода АБ (ШВАБ). Один ШОЛ образует одну секцию сборных шин. Таким образом, ЩПТ имеет две секции сборных шин, взаимно резервируемых между собой;
- к каждой секции ЩПТ обеспечиваются независимый ввод (канал питания) от АБ через вводной коммутационный аппарат, находящийся в шкафу ввода АБ (ШВАБ);
- предусмотрена защита шин ЩПТ от коммутационных перенапряжений;
- подключение потребителей РЗА, ПА и АСУ ТП, производится от двух шкафов отходящих линий (ШОЛ);
- на ЩПТ предусмотрена установка блока аварийного освещения (далее - БАО, входит в состав ШОЛ) соответствует номинальной типовой мощности 4 кВт;
- на ЩПТ предусматривается устройство формирования мигающего света (УМС) на одну из двух секций ЩПТ (входит в состав одного из ШОЛ).

«В целом ЩПТ предназначен:

- для организации питания потребителей от – АБ+ЗПУ-1+ЗПУ-2;
- для коммутации и защиты отходящих линий потребителей ЩПТ;
- для обеспечения перекрестного резервирования питания потребителей при отказах в ЩПТ» [11].

«Все потребители постоянного оперативного тока подключаются к шкафам щита постоянного оперативного тока» [11].

По секциям ЩПТ распределяется:

- питание комплектов телесигнализации и телемеханики;

- питание центральной сигнализации (ЦС);
- питание ВЧ-поста;
- питание устройств РЗА присоединений 10 кВ;
- питание устройств РЗА присоединений 110 кВ;
- питание приводов выключателей присоединений 10 кВ;
- питание электромагнитов управления выключателей присоединений 110 кВ;
- питание электромагнитов включения МВ ОРУ 110 кВ и ЗРУ 10 кВ;
- питание цепей аварийного освещения;

Нагрузка постоянного оперативного тока приведем в таблице 5.

Таблица 5 - Нагрузка постоянного оперативного тока

Наименование потребителя	Кол-во потребителей	Мощность в режиме покоя, Вт	Мощность в режиме срабатывания, Вт	Ток в режиме покоя, А	Ток в режиме срабатывания, А	Примечание
Шинки ШП ВВ Л-613, 614, 615, 616, 617, 618	6	0	660	0	6	С учетом взвода пружин на одном выключателе (ВВ ВБ-10-20 с пружинно-электромагнитным приводом)
Шинки ШП ВВ Л-601, 602, 603, 604, 606, 611, 620; МВ Л-607, 608, 612, ТСН-1, ТСН-2	1	0	21450	0	195	Режим включения одного МВ с приводом ПС-10
Шинки ШП СВ-110, МВ ВЛ-123, МВ ВЛ-130	1	0	53680	0	488	Режим включения одного СВ-110 с приводом ШПЭ-33
Телесигнализация и телемеханика	1	660	-	6	-	-

Продолжение таблицы 5

Наименование потребителя	Кол-во потребителей	Мощность в режиме покоя, Вт	Мощность в режиме срабатывания, Вт	Ток в режиме покоя, А	Ток в режиме срабатывания, А	Примечание
Сигнализация	1	110	220	1	2	-
ВЧ-пост	1	110	110	1	1	-
Аварийное освещение ПС	1	1100	-	10	-	-
Защита и управление	20	400	1500	3,64	13,64	Режим отключения одного СВ-110 с приводом ШПЭ-33
АВ нижнего уровня 1 Секции						
ШМЗТЗ-72. Комплект основной защиты трансформатора Т-2	1	18	72	0,16	0,65	-
ШМЗТЗ-72. Комплект резервной защиты и АУВ ВН Т-1	1	17	71	0,15	0,65	-
Цепи ЭМВ и ЭМО1 ЭГВ-123	1	0	550	0	5	Режим отключения ЭГВ-123 (ВЭБ-УЭТМ-110 с приводом ППрК-УЭТМ)
Цепи ЭМО2 ЭГВ-130	1	0	550	0	5	Режим отключения ЭГВ-123 (ВЭБ-УЭТМ-110 с приводом ППрК-УЭТМ)
ШМЗТЗ-72. Комплект защиты и АУВ НН Т-1	1	7	24	0,06	0,22	-
АВ нижнего уровня 2 секции						
ШМЗТЗ-72. Комплект основной защиты трансформатора Т-1	1	18	72	0,16	0,65	-
ШМЗТЗ-72. Комплект резервной защиты и АУВ ВН Т-2	1	17	71	0,15	0,65	-
Цепи ЭМВ и ЭМО1 ЭГВ-130	1	0	550	0	5	Режим отключения ЭГВ-130 (ВЭБ-УЭТМ-110 с приводом ППрК-УЭТМ)

Продолжение таблицы 5

Наименование потребителя	Кол-во потребителей	Мощность в режиме покоя, Вт	Мощность в режиме срабатывания, Вт	Ток в режиме покоя, А	Ток в режиме срабатывания, А	Примечание
Цепи ЭМО2 ЭГВ-123	1	0	550	0	5	Режим отключения ЭГВ-130 (ВЭБ-УЭТМ-110 с приводом ППрК-УЭТМ)
ШМЗТЗ-72. Комплект защиты и АУВ НН Т-2	1	7	24	0,06	0,22	-
Суммарный ток в режиме покоя	-	-	-	22,38	-	-
Суммарный ток в режиме срабатывания	-	-	-	-	522,53	Режим срабатывания ДЗТ Т, в момент включения СВ-110

«Проверку выбранных сечений кабелей системы ЩПТ проводим по условию гарантированного отключения минимального тока КЗ автоматическими выключателями рассматриваемых «нагрузок»» [2].

«При расчете токов короткого замыкания учитывается снижение их уровней при замыкании через дугу. При этом зависимость снижения тока КЗ от дуги определяется коэффициентом снижения тока КЗ, зависящим от сопротивления контура КЗ» [1] – представлено на рисунке 3.

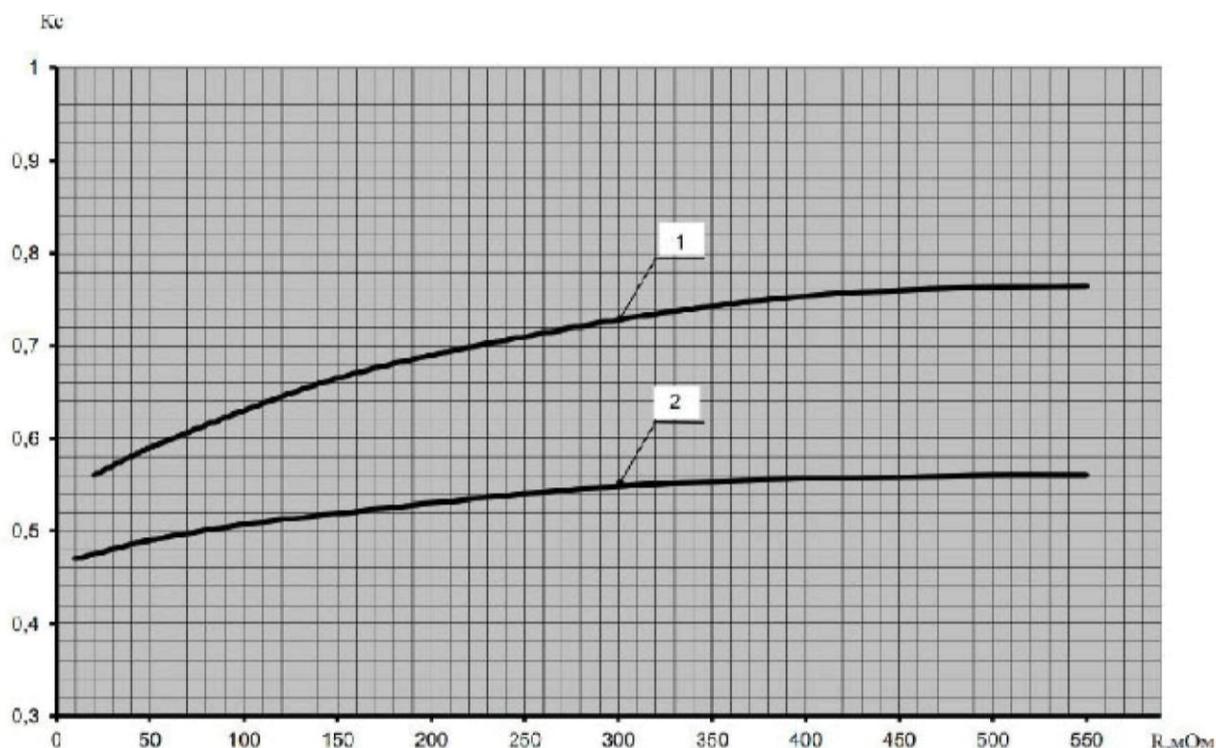


Рисунок 3 - Зависимость величины K_c от сопротивления цепи короткого замыкания: 1 - для амплитудных значений КЗ; 2 - для средних значений тока КЗ

«Выбор защитных аппаратов в цепях питания устройств СОПТ производим в соответствии с номинальными токами присоединений и учетом селективности защитных аппаратов» [5]:

Внутреннее сопротивление аккумуляторной батареи [11]:

$$R_{AB} = n \cdot R_{БЛ} = 60 \cdot 0,5 \cdot 10^{-3} = 0,03 \text{ Ом}$$

где n - количество 2-вольтовых блоков в батарее, равное 60;

$R_{БЛ}$ - внутреннее сопротивление одного 2-вольтового блока OPzS 490 составляет 0,5 мОм.

По схеме замещения ЩПТ определяем сопротивление элементов ЩПТ:

$$R_{кз.щит} = R_{AB} + R_{щпт} \quad (20)$$

Ток короткого замыкания определяем по формуле:

$$I_{\text{КЗ.М}} = \frac{E_{\text{ЗАР}}}{R_{\text{КЗ.ЩИТ}}} \quad (21)$$

Определяется ток КЗ с учётом сопротивления дуги. По характеристике $K_c = f(R_{\text{ВН}})$ определяется K_c – коэффициент снижения тока КЗ, учитывающий сопротивление дуги.

Расчёты токов КЗ сведены в таблице 7. Значения сопротивления КЗ и токов короткого посчитано для наиболее удаленных устройств РЗА.

К нижнему уровню защиты ШПТ относятся аппараты, защищающие:

- цепи питания устройств РЗА и ПА (МП терминалы);
- цепи управления выключателей 110, 10 кВ.

«Нижний уровень защиты выполняется автоматическими выключателями (АВ) с электромагнитными расцепителями работающими с временем не менее 10 мс. Время надёжного несрабатывания АВ принимается равной 5 мс» [23].

«Номинальный ток АВ нижнего уровня защиты определяется по выражению» [1]:

$$I_{\text{ном}} \geq K_{\text{н}} \cdot I_{\text{нагр}}, \text{ А} \quad (22)$$

где $K_{\text{н}}$ - коэффициент надёжности принимается равным 1,2; $I_{\text{нагр}}$ - ток нагрузки, питающейся через данный АВ, А.

«Ток срабатывания АВ связан с номинальным током АВ и коэффициентом уставки» [1]:

$$I_{\text{ср}} = K_{\text{у}} \cdot I_{\text{ном}} \quad (23)$$

«Для выключателя, в нашем случае, могут использоваться два типа характеристик: «С», «Z».

Характеристика типа «С» имеет коэффициент уставки $K_y = 15$, для типа «Z» имеет $K_y = 8$ » [1].

«Коэффициент чувствительности АВ определяется из величины максимальных погрешностей, суммарная токовая погрешность которых не превышает 20% от тока срабатывания и коэффициента запаса равного $K_3 = 1,1 - 1,5$. Коэффициент чувствительности равен $K_ч = 1,32 - 1,38$. Величина $K_ч$ обычно дается в конце зоны резервирования, в конце основной зоны $K_ч$ должен быть не менее 2» [1].

$$K_ч \geq \frac{I_{кз,м} \cdot K_c}{I_{ср}} \quad (24)$$

где « $I_{кз,м}$ - ток металлического КЗ в конце основной защищаемой зоны;
 K_c - коэффициент снижения тока металлического КЗ (определяется согласно рисунка 3), для учета сопротивления дуги» [1].

Для питания шкафов РЗА с МП устройством на защищаемый АВ принимаем двухполюсный АВ с характеристикой срабатывания «К» и номинальным током 2 А.

Все высоковольтные выключатели 110 кВ имеют по два электромагнита отключения, которые питаются от разных секций ЩПТ. Потребление электромагнитов отключения (ЭМО) или электромагнитов включения (ЭМВ) элегазовых выключателей с трехфазным приводом напряжением 110 кВ равно 5 А (при 110В) и для них может быть выбран АВ с номинальным током $\geq 0,4 \cdot 4$, то есть 4 А с характеристикой срабатывания «Z» (ток ЭМО имеет толчковый (кратковременный) тип и длится около 0,055 с, а ток ЭМВ 0,062 с) [18].

В цепях управления высоковольтных выключателей 110 кВ окончательно принимаем автоматические выключатели с $I_{ном} = 4$ А и характеристикой срабатывания «Z» [23].

Принятые к использованию АВ (их технические характеристики), защищающие рассмотренных выше цепей, технологических защит и цепей управления приведены в таблице 6.

Таблица 6 - Технические характеристики АВ

Цепи питания	Характеристика срабатывания	$I_{ном}, А$	$I_{сраб}, А$	Сопротивление АВ, Ом
МП терминал РЗА	C	2	30	0,75
Цепи управления выключателями 110кВ	Z	4	32	0,19
Цепи питания технологических защит и ГЗ	Z	2	16	0,75

Далее проведем выбор АВ.

Выбор аппаратов среднего уровня.

К среднему уровню защиты СОПТ относятся аппараты, защищающие:

- шинки питания приводов КРУ-10 кВ;
- шинки питания телесигнализации и телемеханики;
- шинки питания цепей сигнализации;
- цепи питания аварийного освещения и БАО;
- шинки питания защиты и управления.

«Аппараты среднего уровня защиты должны:

- отключать все КЗ на указанных выше шинках и питающих эти шинки кабелях;
- осуществлять функции дальнего резервирования, т.е. отключать защищаемые шинки при КЗ на нижнем уровне защиты (например, в цепях управления высоковольтных выключателей или защиты присоединения) и отказе АВ нижнего уровня защиты» [15].

Средний уровень защиты выполняется выключателями – предохранителями с плавкими вставками, для сети постоянного тока.

Для защиты существующих цепей среднего уровня принимается номинальный ток существующих предохранителей.

Выбор предохранителя питающего АВ нижнего уровня

Для выбора номинального тока предохранителя необходимо на амперсекундные характеристики срабатывания номиналов предохранителей нанести характеристики АВ, выполняющих защиту нижнего уровня.

Защитный аппарат выбирается с учётом отстройки от длительной нагрузки секции шинок нижнего уровня защиты и резервирует отказ любого АВ нижнего уровня защиты.

Расчётными режимами для выбора номинала рассматриваемого защитного аппарата среднего уровня являются режимы короткого замыкания за АВ питания. Выбранные плавкие вставки будут обеспечивать селективную работу предохранителя среднего уровня.

Ток нагрузки $I_{\text{нагр}} = 12 \text{ А}$ (принято с учетом перспективной нагрузки),
 $K_{\text{н}} = 1,2$:

$$I_{\text{н.пв}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{нагр}} = 1,2 \cdot 12 = 14,4 \text{ А}$$

Бросок тока при включении ЩПТ (все включено) составляет 100 А (принят ориентировочно) не должен вызвать срабатывание плавкой вставки за время 0,005 сек.

Учитывая ток нагрузки, бросок тока при включении и ток КЗ за АВ (рисунок 4), к установке приняты ПВ с $I_{\text{н.пв}} = 20 \text{ А}$, типа NH-DC.

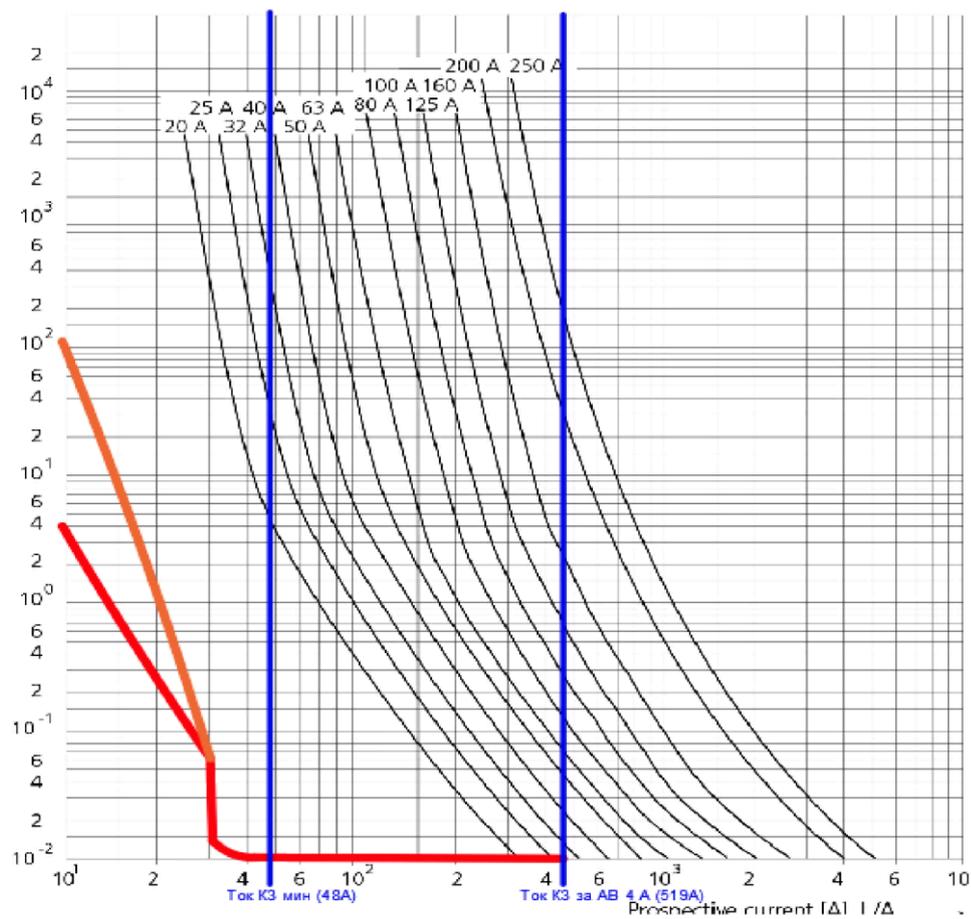


Рисунок 4 – Проверка времени срабатывания предохранителя: красная характеристика АВ 2А характеристика «С»; оранжевая характеристика АВ 4А характеристика «Z»

Далее проведем выбор аппаратов верхнего уровня

К верхнему уровню защиты СОПТ относятся аппараты, защищающие главные шинки ЩПТ аккумуляторной батареи (основная зона защиты), а также шинки, питающие устройства РЗА.

«Аппараты верхнего уровня защиты должны быть отстроены от тока толковой нагрузки системы ОПТ на ПС. Верхний уровень защиты выполняется предохранителями (плавкими вставками) для постоянного тока» [15].

Выбор номинального тока «головного» предохранителя осуществляется по отстройке от суммарного тока нагрузки и толкового тока в режиме срабатывания.

Полный суммарный расчетный ток в режиме срабатывания (таблица 5) равен 522,23 А, данный ток не должен вызвать срабатывание плавкой вставки за время меньше 1 сек.

Бросок тока при включении ЩПТ (все включено) составляет 400 А (принят ориентировочно) не должен вызвать срабатывание плавкой вставки за время 0,005 сек.

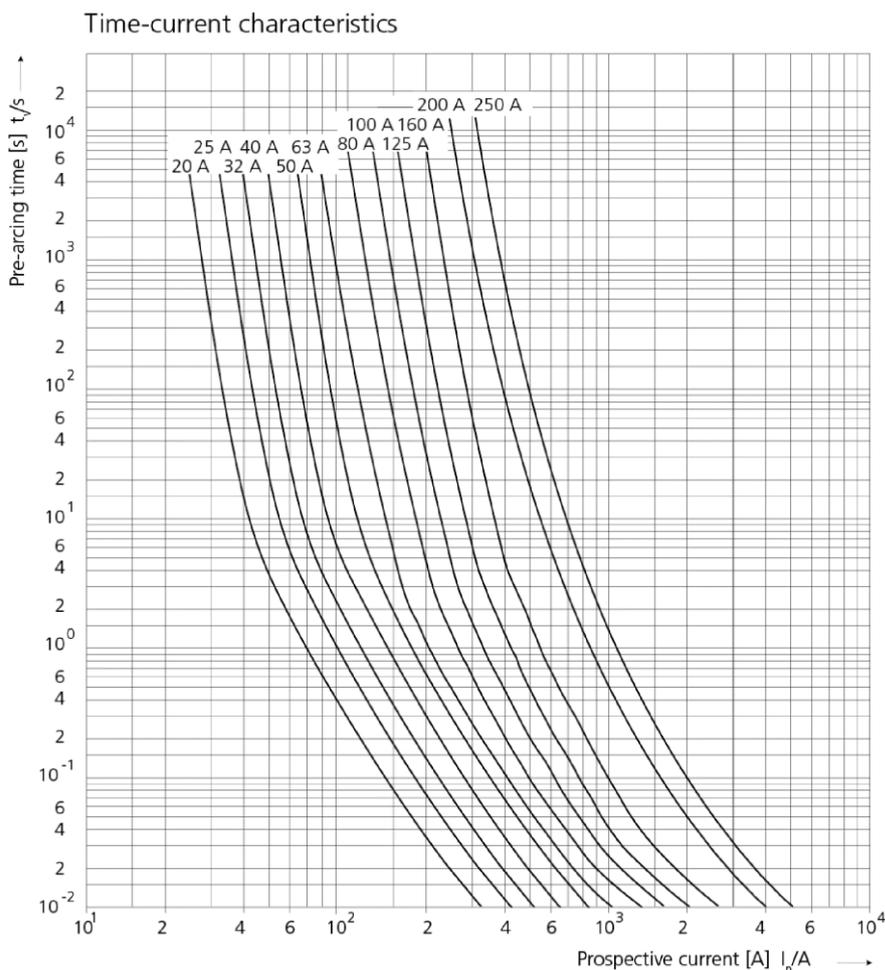


Рисунок 5 – Проверка времени срабатывания предохранителя

На основании вышеизложенного по представленному графику (рисунок 5) и с учетом селективности к предохранителям среднего уровня выбирается предохранитель с номинальным током плавкой вставкой $I_{ПВ} = 250$ А типа NH-DC.

Номинальный ток ЗПУ $I_{НОМ} = 100$ А, $K_{ОТС} = 1,2$.

$$I_{ПВ} = K_{ОТС} \cdot I_{НОМ} = 1,2 \cdot 100 = 120 \text{ А}$$

На основании вышеизложенного выбирается предохранитель с номинальным током плавкой вставкой $I_{пв} = 125 \text{ А}$ и типа NH-DC.

Результаты расчетов и выбора аппаратов защиты представим в таблице 7.

Таблица 7 – Таблица расчета токов КЗ и проверки чувствительности выбранных аппаратов

Место КЗ	Длина кабеля, м	Сечение, мм ²	Rкз.щпт, Ом	I кз. мет, А	Kс	I кз. дуг, А	Тип аппарата	Iном, А	Kч
Шины ШПТ	15	120	0,034	3345	0,48	1606	Вставка плавкая	250	6,4
Шинки ШП ВВ Л-613, 614, 615, 616, 617, 618	40	35	0,074	1546	0,5	773	Вставка плавкая	60	12,9
Шинки ШП ВВ Л-601, 602, 603, 604, 606, 611, 620; МВ Л-607, 608, 612, ТСН-1, ТСН-2	15	150	0,038	3036	0,48	1457	Вставка плавкая	160	9,1
Шинки ШП СВ-110, МВ ВЛ-123, МВ ВЛ-130	74	150	0,052	2227	0,49	1091	Вставка плавкая	200	5,5
Телесигнализация и телемеханика	10	32	0,045	2538	0,49	1244	Вставка плавкая	25	49,7
Сигнализация	10	32	0,045	2538	0,49	1244	Вставка плавкая	10	124,4
ВЧ-пост	10	4	0,122	944	0,47	443	Вставка плавкая	10	44,3
Аварийное освещение ПС	10	32	0,045	2538	0,49	1244	Вставка плавкая	10	124,4
Защита и управление	8	12	0,058	1993	0,49	976	Вставка плавкая	25	39,1
Питание АВ 1 секции	-	-	0,209	549	-	48	Вставка плавкая	20	2,4
Питание АВ 2 секции	-	-	0,209	549	-	48	Вставка плавкая	20	2,4
ШМЗТЗ-72. Комплект основной защиты трансформатора Т-1	15	2,5	0,994	116	0,56	65	Автом. выкл., хар-ка «С»	2	2,2

Продолжение таблицы 7

Место КЗ	Длина кабеля, м	Сечение, мм ²	R _{кз.щпт} , Ом	I кз. мет, А	K _с	I кз. дуг, А	Тип аппарата	I _{ном} , А	K _ч
ШМЗТЗ-72. Комплект резервной защиты и АУВ ВН Т-1	15	2,5	0,994	116	0,56	65	Автом. выкл., хар-ка «С»	2	2,2
Цепи ЭМВ и ЭМО1 ЭГВ-123	80	2,5	1,334	86	0,56	48	Автом. выкл., хар-ка «Z»	4	1,5
Цепи ЭМО2 ЭГВ- 123	80	2,5	1,334	86	0,56	48	Автом. выкл., хар-ка «Z»	4	1,5
Место КЗ	Длина кабеля, м	Сечение, мм ²	R _{кз.щпт} , Ом	кз.мет, А	K _с	I кз. дуг, А	Тип аппарата	I _{ном} , А	K _ч
ШМЗТЗ-72. Комплект защиты и АУВ НН Т-1	15	2,5	0,994	116	0,56	65	Автом. выкл., хар-ка «С»	2	2,2
ШМЗТЗ-72. Газовая защита основного комплекта	15	2,5	0,994	116	0,56	65	Автом. выкл., хар-ка «Z»	2	4,0

Выводы по разделу 4.

В данном разделе проведены расчеты токов короткого замыкания аппаратов защиты ЩПТ. По результатам проведенных расчетов аппараты защиты обеспечивают требуемую селективность.

Также в разделе определено, что питание щита собственных нужд сохраняется от существующих двух понижающих трансформаторов ТМ-320/10 с мощностью 320 кВА и ТМ-180/6 с мощностью 180 кВА.

5 Релейная защита и автоматика проектируемой подстанции

«Для целей релейной защиты и автоматики реализуется на микропроцессорных терминалах, включающих функции управления выключателей, защиты элементов ПС 110/10 кВ, контроля электрических параметров и сигнализации» [17]. Перечень микропроцессорных устройств (далее - МП-терминалы) и защит приведен в таблице 8

Таблица 8 – Перечень микропроцессорных терминалов

Наименование присоединения	Наименование устройства	Тип шкафа	Функции	Кол-во	Место установки
T-1	Шкаф защиты двухобмоточного трансформатора типа ТДН-25000/110	ШМЗТЗ-72 (в составе терминалы: 1ИЭУ: БЭМП РУ-ДЗТ4 2ИЭУ: БЭМП РУ-ДВЗ 3ИЭУ БЭМП РУ-02)	1ИЭУ: ДЗТ, ГЗ Т, ТЗ Т, ГЗ РПН, КЦТ, КИ ГЗ, КИ ТЗ, МТЗ/У ВН, ТЗНП ВН, МТЗ/У НН, ЗПО, ТЗОП ВН, ТЗОП НН, АППож, ЗП ВН, ЗП НН, ТК ЗДЗ, ПО УРОВ ВН, РТПО, РАС 2ИЭУ: ГЗ Т, ГЗ РПН, КИ ГЗ, МТЗ/У ВН, ТЗНП ВН, МТЗ/У НН, ЗНФ, ЗНР, БНН НН, УРОВ, АПВ, АУВ, РАС 3ИЭУ: МТЗ/У, ЛЗШ, УРОВ, ЗНР, ЗМН, ЗОЗЗ, ТК ЗДЗ, ЗДЗ, АВР, АУВ, АПВ, РАС	1	ОПУ , ш.№3

Продолжение таблицы 8

Наименование присоединения	Наименование устройства	Тип шкафа	Функции	Кол-во	Место установки
Т-2	Шкаф защиты двухобмоточного трансформатора типа ТДН-25000/110	ШМЗТЗ-72 (в составе терминалы: 1ИЭУ: БЭМП РУ-ДЗТ4 2ИЭУ: БЭМП РУ-ДВЗ 3ИЭУ БЭМП РУ-02)	1ИЭУ: ДЗТ, ГЗ Т, ТЗ Т, ГЗ РПН, КЦТ, КИ ГЗ, КИ ТЗ, МТЗ/У ВН, ТЗНП ВН, МТЗ/У НН, ЗПО, ТЗОП ВН, ТЗОП НН, АППож, ЗП ВН, ЗП НН, ТК ЗДЗ, ПО УРОВ ВН, РТПО, РАС 2ИЭУ: ГЗ Т, ГЗ РПН, КИ ГЗ, МТЗ/У ВН, ТЗНП ВН, МТЗ/У НН, ЗНФ, ЗНР, БНН НН, УРОВ, АПВ, АУВ, РАС 3ИЭУ: МТЗ/У, ЛЗШ, УРОВ, ЗНР, ЗМН, ЗОЗЗ, ТК ЗДЗ, ЗДЗ, АВР, АУВ, АПВ, РАС	1	ОПУ, ш.№4
Т-1, Т-2	Шкаф регулирования напряжения под нагрузкой	ШМРН-12 (в составе терминалы: 1ИЭУ БЭМП РУ-РН2 2ИЭУ БЭМП РУ-РН2)	1ИЭУ: АРКТ 2ИЭУ: АРКТ	1	ОПУ, ш.№8

«МП-терминалы защит должны соответствовать «Общим техническим требованиям к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем» (РД 34.35.310-97), требованиям электромагнитной совместимости, принятым при проектировании, а также испытаны в соответствии с ГОСТ Р 51317.4.1-2000 (МЭК 61000-4-1- 2000)» [17].

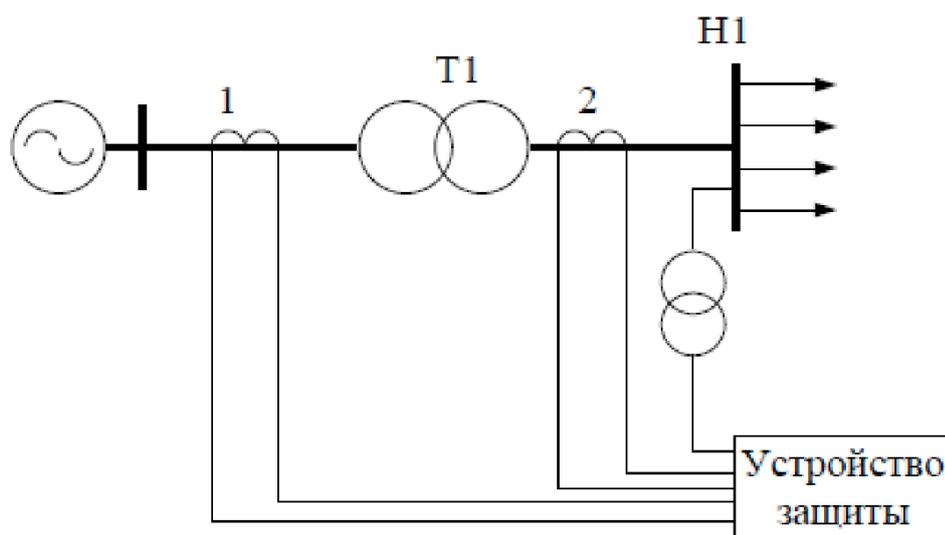


Рисунок 6 – Схема защищаемого объекта

Проведем расчет уставок РЗА.

Подключение терминалов защит к обмоткам ТТ представлен на рисунке

6.

Параметры устройств РЗА:

- коэффициент трансформации ИТТ со стороны ВН $K_{ИТТ.ВН} = 400 \text{ A}/5\text{A}$;
- коэффициент трансформации ИТТ со стороны НН $K_{ИТТ.НН} = 4000 \text{ A}/5\text{A}$;
- ИТТ, установленные на сторонах ВН и НН, соединены в «звезду».
- коэффициент трансформации ИТН стороны НН $K_{ИТН.ВН} = 10 \text{ кВ}/100 \text{ В}$.

В таблице 9 представим карту уставок РЗА ПС 110кВ «Богородское»

Таблица – 9 Карта уставок РЗА ПС 110кВ «Богородское»

Присоединение	Тип защиты		Ктт/Ктн	Уставки срабатывания			tсраб/туск, сек	Действие защиты	
				Перв. (А),(В)	Втор. (А),(В)	о.е.			
Т-1	ДЗТ	БЭМП РУ-ДЗТ4	110кВ: 400/5 6кВ: 4000/5	-	-	I _{д.нач} =0,40 о.е. I _{торм2} =1 о.е. K _{торм2} =0,47 о.е. I _{торм3} =2,5 о.е. K _{торм3} =0,75 о.е.	0	Откл. Т	
				--		I _{ДТО} = 6,00 о.е.	0	Откл. Т	
	ДТО								
	МТЗ ВН		400/5 (Δ)	303	6,55	-	2,8	Откл. Т	
	МТЗ НН		4000/5	5020	6,28	-	2,5	Откл. ВВ-10 кВ	
	ЗП ВН		400/5	143	1,79	-	9,0	Сигнал	
	ЗН НН		4000/5	2616	3,27	-			
	Блок. РПН от ВН		400/5	273	3,41	-	-		
МТЗ ВН	400/5 (Δ)	303	6,55	-	2,8/0,5	Откл. Т			
		БЭМП РУ-ДВЗ							

Продолжение таблицы 9

Присоединение	Тип защиты		Ктт/Ктн	Уставки срабатывания	тсраб/туск, сек	Действие защиты	Присоединение	Тип защиты	
Т2	ДЗТ	БЭМП РУ-ДЗТ4	110кВ: 400/5 6кВ: 4000/5	-	-	I _{д.нач} =0,40 о.е. I _{торм2} =1 о.е. K _{торм2} =0,47 о.е. I _{торм3} =2,5 о.е. K _{торм3} =0,75 о.е.	0	Откл. Т	
			ДТО	--		I _{дто} = 6,00 о.е.	0	Откл. Т	
			МТЗ ВН	400/5 (Δ)	303	6,55	-	2,8	Откл. Т
			МТЗ НН	4000/5	5020	6,28	-	2,5	Откл. ВВ-10 кВ
			ЗП ВН	400/5	143	1,79	-	9,0	Сигнал
			ЗН НН	4000/5	2616	3,27	-		
			Блок. РПН от ВН	400/5	273	3,41	-	-	
			МТЗ ВН	БЭМП РУ- (Δ)	303	6,55	-	2,8/0,5	Откл. Т
ВВ-6 Т-1	МТЗ	БЭМП РУ-02	4000/5	5020	6,28	-	2,5/0,5	Откл. ВВ-10 кВ	
			АВР 1 ст.	6000/10 0	3600	60	-	6	Откл. ЭГВ- 110 кВ
							-	8	Вкл. ШСВ- 110 кВ
			АВР 2 ст.	6000/10 0	5460	91	-	17	Откл. ВВ-10 кВ
							-	19,5	Вкл. ШСВ- 10 кВ
			Контроль U секции	6000/10 0	5460	91	-	-	
АПВ	-	-	-	-	1,0				

Карту селективности максимальной токовой защиты представим на рисунке 7.

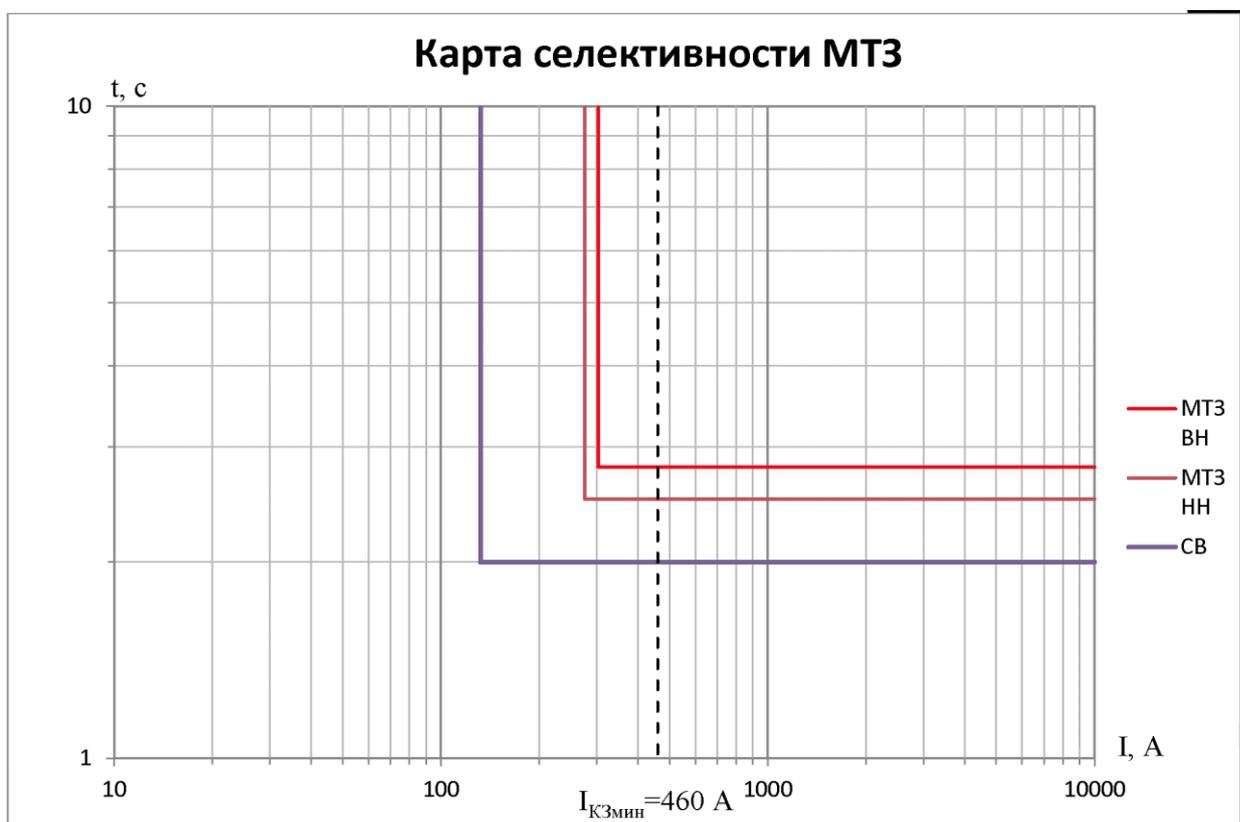


Рисунок 7 – Карта селективности МТЗ ПС 110 кВ Богородская

Вывод по разделу 7.

В данном разделе рассмотрен вопрос выбора МП-терминалов, определены уставки РЗА, обозначена карта селективности МТЗ. Выбранные МП-терминалы обеспечат селективную работу РЗА – данное требование определено НТД [17].

6 Молниезащита и электромагнитная совместимость

Молниезащита ПС 110 кВ Богородская осуществлена при помощи существующих четырех 18,5-метровых (от уровня земли) молниеотводов на порталах и одного 26-метрового (от уровня земли) молниеотвода установленного на крыше существующего здания. [3].



Рисунок 8 – Модель ЗУ ПС 110 кВ Богородское

«Для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений оборудования применяются ограничители перенапряжения» [10]. Расположение существующих ограничителей соответствует указаниям по установке, приведенным в Методических указания по проектированию [10].

Существующее заземляющее устройство частично демонтируется в местах установки проектируемых силовых трансформаторов Т1, Т2 реакторов и ошиновки 10 кВ.

Монтаж заземляющего устройства подстанции выполняется согласно плана заземления ПС 110 кВ Богородское.

«Заземляющее устройство должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей» [4].

«Существующее заземляющее устройство выполнено из горизонтальных (полоса стальная 40×4мм.) и вертикальных (сталь круглая диаметром 14 мм.) заземлителей, соединенное в сетку. В местах присоединения аппаратов и их стоек к заземляющему устройству используется полоса 25×4мм» [6].

В рамках проекта реконструкции с учетом заменяемого оборудования, ВКР также предусматривается монтаж проектируемых горизонтальных и вертикальных заземлителей, с их присоединением к существующей сетке заземляющего устройства ПС 110кВ Богородское.

Проектируемые к установке горизонтальные заземлители выполняются из полосовой стали 50×4 мм, а вертикальные заземлители из круглой стали диаметром 18 мм, $l = 5$ м [18].

Для закладки горизонтального заземлителя устраивается траншея глубиной 0,7 м на длину горизонтального заземлителя. Установку вертикальных электродов выполнить забивкой в грунт [8].

Все соединения выполняются только электродуговой сваркой. К ЗУ подстанции необходимо подключить новое оборудование (стойки, фундаменты, силовые трансформаторы, баковые элегазовые выключатели и т.п.) согласно плану молниезащиты и заземления.

«Сечение заземлителей S должно удовлетворять требованиям термической стойкости, исходя из допустимой температуре нагрева» [16] (по ПУЭ п.1.7.114 не выше 400 °С) [16]:

$$S = I_{\text{доп}} \cdot S_{\text{доп}} \cdot q = 8,92 \cdot 16,5 \cdot 0,44 = 64,8 \text{ мм}^2$$

где « $I_{\text{доп}}$ – ток короткого замыкания, равный 8,92 кВ;

$S_{\text{доп}}$ – допустимая плотность тока, равная 16,5 мм²/А для стального проводника, подсоединенного к электрооборудованию;

q - коэффициент, учитывающий продолжительность воздействия тока, равный 0,44» [8].

Таким образом, принятые сечения проводников (полоса 50×4 мм и стержни диаметром 18 мм) удовлетворяют требованиям термической стойкости, а запасы по сечению позволяют продлить срок службы заземлителя с учетом коррозии.

Заземление шкафа системы связи (в помещении ОПУ) выполнено путем соединения РЕ-шины шкафа связи и ГЗШ (РЕ-шина щита ЩСН) изолированным проводом ПуГВ 1х16 [18].

В систему уравнивания потенциалов в существующем здании ЗРУ 10 кВ совмещенном с ОПУ изменений вносить не требуется.

Выводы по разделу 6.

Установка дополнительных ОПН, а также выполнение мероприятий по организации мер дополнительной защиты от перенапряжений проектом не предусматривается. Также необходимо отметить, что в рамках проекта реконструкции с учетом заменяемого оборудования, предусматривается монтаж проектируемых горизонтальных и вертикальных заземлителей, с их присоединением к существующей сетке заземляющего устройства ПС 110кВ Богородское.

Заключение

В выпускной квалификационной работе на тему «Реконструкция электрической части подстанции 110/10 кВ «Богородское» рассмотрен вопрос разработки решений по созданию надежной и энергоэффективной системы электроснабжения г. Богородск в Нижегородской области за счет реконструкции электрической части ПС 110 кВ Богородское.

В работе проведен анализ существующей схемы, оборудования, загрузки силовых трансформаторов, системы собственных нужд понизительной подстанции, молниезащиты, системы заземления.

По результатам проведенного анализа в выпускной квалификационной работе разработан комплекс технических решений по реконструкции ПС 110 кВ Богородское, которые включают в себя последовательность определенных действий, и включают в себя следующие мероприятия: замена силовых трансформаторов типа ТДН-15000/110 на трансформаторы ТДН-25000/110, замена высоковольтных выключателей 110 кВ на выключатели ВЭБ-УЭТМ110 кВ-2000, замена высоковольтных трансформаторов тока на трансформаторы тока 110 кВ - ТВГ-УЭТМ, установка токоограничивающих реакторов 10 кВ РТСТГ 10-2500-0,14 У1, замена выключателей 10 кВ на выключатели 10 кВ TER VCB15 HD 1 RF, замену трансформаторов тока трансформаторы тока 10 кВ ТШЛ-10-6,1-4, реконструкция системы заземления подстанции за счет закладки дополнительных горизонтальных заземлителей, модернизация системы РЗА за счет вновь устанавливаемого оборудования защит трансформаторов - МП-терминалов, с использованием шкафов РЗА производства АО «ЧЭАЗ» г. Чебоксары, реконструкции щита постоянного тока и установки дополнительных автоматических выключателей.

Выбранное электротехническое оборудование соответствует всем требованиям НТД. Поставленные цели и задачи квалификационной работы выполнены в полном объеме.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Андреев В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах. Москва : Высшая школа, 2020. 256 с.
2. Быстрицкий Г.Ф. Общая энергетика : учебное пособие. М. : Юрайт, 2019. 416 с.
3. ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.- Новосибирск: Сиб.унив.изд-во, 2007. - 10 с.
4. ГОСТ 30372-95. Совместимость технических средств электромагнитная. Термины и определения. - М.: Стандартинформ. 2005
5. ГОСТ 14209-85. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. [Электронный ресурс]. - <https://docs.cntd.ru/document/1200012414?ysclid=lpс9qb5e8f264223305> (дата обращения 15.10.2024).
6. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Стандартинформ. 2014. 64 с.
7. Журнал «Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность». Основные положения и требования новых нормативных документов по жесткой ошиновке ОРУ и ЗРУ 110-500 кВ. А.П. Долин, М.А. Козина. Холдинговая компания «Электрозавод».
8. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций СО 153-34.21.122-2003.
9. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом

юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 30.03.2024).

10. Методические указания по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ: утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 15 января 2024 г. № 6 «Об утверждении Методических указаний по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ», зарегистрирован М-вом юстиции 01.07.2024 г., регистрационный № 78714. – Текст: электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/document/0001202407020008> (дата обращения: 30.09.2024).

11. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения. Москва : ИД «ФОРУМ», 2008. 480 с.

12. Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям: утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям», зарегистрирован М-вом юстиции 01.02.2005

г., регистрационный № 58714. – Текст: электронный. – URL: <http://government.ru/docs/all/50967/> (дата обращения: 30.09.2024).

13. Правила предоставления информации необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике: утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 20.12.2022 № 1340 «Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике». – Текст: электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202301230025> (дата обращения: 30.03.2024).

14. Правила работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации. Москва : НЦ ЭНАС, 2007. 40 с.

15. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ. -М.: Омега-Л, 2012. - 256 с.

16. Правила устройства электрических установок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7 - Новосибирск: Сиб.унив.изд-во, 2010.

17. Релейная защита в системах электроснабжения: методические указания к выполнению курсовой работы. / сост. Л.М. Четошникова – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2013.

18. Ресурспромалянс. Каталог оборудования URL: <https://www.ess-ltd.ru/elektro/razediniteli-naruzhnoy-ustanovki-parametry.html?ysclid=m1xrxqbm05633670501> (дата обращения: 11.10.2024).

19. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный №

54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.03.2024).

20. Руководство по выбору уставок Сириус ТЗ. - М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2008.

21. Силовые трансформаторы (каталог). [Электронный ресурс]: URL: https://transformator.ru/upload/iblock/434/katalog_Transi.pdf (дата обращения: 19.10.2024).

22. Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2023 – 2028 годы, утвержденная приказом Минэнерго Российской Федерации от 28.02.2023 №108. [Электронный ресурс]. - <https://www.socups.ru/future-planning/sipr-ees/> (дата обращения 13.10.2023).

23. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей - Новосибирск: Сиб.унив.изд-во, 2015.

24. УЭТМ. Каталог оборудования URL: <https://www.uetm.ru/fs/sources/9e/44/e9/e6/9a7e4ec9bbf1f4e08faa4075.pdf> (дата обращения: 11.10.2024).

25. Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. [Электронный ресурс]. – <https://docs.cntd.ru/> (дата обращения: 06.09.2023).

26. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года. Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р. Москва: Министерство энергетики, 2020. 142 с. URL: <http://base.garant.ru> (дата обращения: 11.10.2024).