

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)

Цифровые технологии в электроэнергетике

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ с применением цифровых средств измерения и интеллектуальных устройств релейной защиты

Обучающийся

И.Н. Пташкограй

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., Д.А. Кретов

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

Консультант

к.п.н., доцент, А.В. Егорова

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

Тольятти 2024

Аннотация

В выпускной квалификационной работе представлены результаты выбора оборудования электрической части подстанции классом напряжения 110/10 кВ при проведении ее реконструкции.

Объектом выпускной квалификационной работы является подстанция 110/10 кВ «Артемовская».

В рамках проведения реконструкции определена замена силовых трансформаторов с ТДН-10000/110/10 на трансформаторы ТДН-16000/110/10 кВ. Также представлены результаты выбора основного оборудования распределительного устройств 110 кВ и 10 кВ согласно определенным в третьем разделе ВКР этапам проведения реконструкции и компоновочным решениям. Выбраны элегазовые выключатели, разъединители, элегазовые трансформаторы тока, а также проводники гибкой ошиновки для распределительного устройства 110 кВ. Для распределительного устройства 10 кВ выбраны вакуумные выключатели, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, шкафы комплектного распределительного устройства, а также гибкая ошиновка от силовых трансформаторов Т1 и Т2 до ввода в задние распределительного устройства 10 кВ. Все оборудование проверено на стойкость к токам короткого замыкания. Токи короткого замыкания определены в программном комплексе EnergyCS. Для защиты оборудования подстанции выбраны интеллектуальные цифровые блоки релейной защиты марки БМРЗ-153(163)-Е-УЗТ-61, производства НТЦ «Мехатроника». Представлены результаты расчета защиты подстанции «Артемовская» от перенапряжений и обеспечения электромагнитной совместимости.

Пояснительная записка содержит 72 страницы, 5 рисунков и 11 таблиц. Графическая часть представлена на 6 листах формата А1.

Abstract

The graduation work presents the results of power equipment modernization for a substation with a voltage classed 110 kV and 10 kV.

The graduation work could be divided by three main parts according the goal and work tasks.

The first part devoted to the object choosing and its analysis. The object of the graduation work is the “Artemovskaya” substation of a Niznii Novgorod Region. The “Artemovskaya” substation need the modernization because of an old equipment and view power of a transformers. It was determined to replace existing power transformers TDN-10000/110/10 with a power transformer of a greater power TDN-16000/110/10.

The second part of the graduation work present the results of a modern power equipment selection and substation design. One of the main results of the second part is a short circuit currents calculation that were made by using the EnergyCS program. All the selected equipment, SF6 switches, disconnectors, SF6 current transformers, as well as flexible busbar conductors, are strong during the steady and emergency states.

The third part of the graduation work give a result of intelligence digital relay protection system for a power transformers calculation. The digital relay blocks, that were selected during the graduation work are Russian produced. All the main digital relay characteristics were calculated in the sixth section of the graduation work. The seventh section present the result of nonlinear surge suppressors selection for outdoor and indoor switchgears of "Artemovskaya" substation. Also, the seventh section present the results of a lightning protection system and ground system design for the "Artemovskaya" substation.

Содержание

Введение.....	5
1 Характеристика объекта выпускной квалификационной работы.....	7
2 Оценка перспективной загрузки с выбором силовых трансформаторов.....	11
3 Компоновка подстанции «Артемовская»	18
4 Максимальные рабочие токи и токи короткого замыкания на подстанции «Артемовская».....	22
4.1 Определение значений максимальных рабочих токов.....	22
4.2 Определение значений токов короткого замыкания	24
4.3 Компенсация емкостных токов замыкания на землю на стороне 10 кВ30	
5 Выбор оборудования подстанции	34
5.1 Расчетные условия для выбора и проверки электротехнического оборудования.....	35
5.2 Проверка оборудования ошиновки подстанции «Артемовская».....	41
6 Расчет уставок интеллектуальных устройств защиты	46
7 Защита от перенапряжений и электромагнитная совместимость	56
7.1 Выбор ограничителей перенапряжений нелинейных	56
7.2 Молниезащита подстанции и система заземления.....	60
Заключение	64
Список используемой литературы и используемых источников.....	69

Введение

Развитие страны невозможно без развития электроэнергетической отрасли. На первом этапе строительства крупных объектов производят проектирование и строительство новых или модернизацию устаревших объектов электросетевого комплекса и генерации: электрических подстанций, электростанций, распределительных и магистральных линий электропередачи.

Строительство и модернизация объектов электросетевого комплекса должны выполняться с учетом не только текущих нагрузок объекта, но и учитывать прогнозные значения развития объекта на долгосрочную перспективу [28].

В настоящее время, несмотря на то что повсеместно обсуждаются вопросы повышения энергетической эффективности и снижения уровня электропотребления они продолжают неуклонно расти.

Растет уровень автоматизации производственных и технологических процессов, растет уровень потребления электрической энергии из-за растущей доли бытовых электроустановок, растет число объектов – потребителей электрической энергии по всей стране. Необходимость обеспечения высоких темпов роста внутреннего промышленного производства, увеличение производительности объектов агропромышленного сектора, создание новых, ранее не освоенных, производств, в том числе с привлечением крупного мирового бизнеса из дружественных стран ставит задачу обеспечения инвестиционной привлекательности за счет обеспечения качественного, надежного, бесперебойного и электроснабжения достаточной установленной мощности. Кроме того, развитие цифровых технологий, позволяет использовать их повсеместно, в том числе в электросетевом и электрогенерационном секторе [29].

В настоящее время осуществился полный переход от устаревших видов реле и аналоговых измерительных приборов, среди которых можно отметить:

электромеханические реле, аналоговые реле, электронные реле и измерители [26]. В настоящее время наступает эпоха интеллектуальных устройств релейной защиты и измерения [25], [29]. Однако, данный термин, из-за своей новизны может трактоваться различными компаниями производителями по-разному. В целом интеллектуальные устройства релейной защиты должны иметь гибкие алгоритмы функционирования и иметь минимум параметров необходимых для первоначальной настройки блоков интеллектуальной релейной защиты. Однако, электроэнергетика и крупные игроки в этом секторе не готовы к внедрению таких устройств. Также не готова инфраструктура, в частности, отсутствует высокоскоростная связь между всеми регионами России. Это накладывает особенности на развитие интеллектуальных устройств. Большинство производителей устройств наделяют их функциями интеллектуальности, но при этом они продолжают функционировать на уровне реализации жестких алгоритмов и блокировок. Такой подход, позволяет в первую очередь осуществить переход на новые технологии и подготовить кадры для работы с ними.

Исходя из этого выпускная квалификационная работа, связанная с проектированием электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ выполненная с применением современных устройств релейной защиты и измерения, является актуальной.

Цель выпускной квалификационной работы – разработка проекта электрической части понизительной подстанции цифровых средств измерения и интеллектуальных устройств релейной защиты.

Задачи выпускной квалификационной работы:

- анализ объекта выпускной квалификационной работы и разработка предложений по реконструкции;
- определение ожидаемых электрических нагрузок и оценка загрузки силовых трансформаторов;
- выбора оборудования подстанции и цифровых средств измерения и интеллектуальных устройств релейной защиты.

1 Характеристика объекта выпускной квалификационной работы

Объектом выпускной квалификационной работы является подстанция распределительных сетей напряжением 110/10 кВ «Артемовская».

Территория проведения строительных работ связанных с реконструкцией объекта электросетевого комплекса относящегося к ПАО «Россети Центр и Приволжье» - филиал «Нижновэнерго» относится к II-В климатическому району [11] и находится в зоне умеренно-континентального климата с умеренно снежной зимой и теплым летом. Среднемесячная температура воздуха в январе составляет от минус 4°C до минус 14°C, среднемесячная температура воздуха в июле – от плюс 12°C до плюс 21°C. Самый холодный месяц в году является январь со средней температурой воздуха минус 11,8°C, а самый теплый июль – со средней температурой воздуха плюс 18,7°C. Минимальная температура в январе-декабре составляет минус 41°C.

Рельеф участка строительных работ, связанных с реконструкцией объекта электросетевого комплекса, представляет собой полого-равнинную территорию с понижением в северо-западном направлении.

Для объекта выпускной квалификационной работы – подстанции «Артемовская» предлагается рассмотреть вопрос реконструкция с заменой текущих трансформаторов Т1 и Т2 на более мощные трансформаторы [27].

Распределительное устройство 110 кВ подстанции «Артемовская» выполнено открытым, а распределительное устройство 10 кВ – закрытым. Компоновка открытого распределительного устройства (ОРУ) подстанции «Артемовская» выполнена по типовой схеме 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [16].

Закрытое распределительное устройство (РУ) 10 кВ выполнено по типовой схеме 10(1) «Одна секционированная выключателем системы шин». В настоящее время от шин низкого напряжения подстанции «Артемовская» получают питание потребители по 22-м линиям [16], [17].

В настоящее время установленная мощность подстанции «Артемовская» определяется мощностью установленных силовых трансформаторов.

Трансформаторы Т1 и Т2 подстанции «Артемовская» имеют одинаковую мощность: 10 МВА.

На ОРУ 110 кВ подстанции «Артемовская» в настоящее время установлены масляные выключатели марки ВМТ-110Б, а на стороне 10 кВ питание шин подстанции и отходящих линий осуществляется через масляные выключатели ВМПЭ-10 кВ.

Также на подстанции установлены дугогасящие реакторы необходимые для компенсации емкостных токов короткого замыкания на землю: два комплекта дугогасящих реакторов РУОМ-480/10 на первой секции шин 10 кВ и РДМР-485/10-70У1 второй секции шин 10 кВ.

Питание собственных нужд подстанции «Артемовская» осуществляется от трансформаторов собственных нужд (ТСН) марки ТМГ: трехфазные (Т) масляные (М) герметичные (Г) мощность. 63 кВА. В нейтрали трансформаторов собственных нужд включены устройства компенсации емкостных токов - РУОМ-480/10 и РДМР-485/10-70У1.

В рамках проектных работ по реконструкции подстанции «Артемовская» необходимо рассмотреть следующие пункты:

- рассмотреть вариант замены силовых трансформаторов Т1 и Т2 серии ТДН-10000/110/10 кВ, мощностью 10 МВА на новые трансформаторы серии ТДН-16000/110/10 кВ, с установленной мощностью 16 МВА;
- разработать условия замены на стороне 110 кВ однополосных заземлителей (ЗОН) и ограничителей перенапряжений нелинейных (ОПН) в нейтралях силовых трансформаторов Т1 и Т2;
- обеспечить в проекте замену шинных разъединителей на стороне 110 кВ в цепях трансформаторов Т1 и Т2;
- обеспечить замену маломасляных выключателей 110 кВ типа ВМТ-110Б на более современные элегазовые колонковые выключатели;

- из-за замены трансформаторов и оборудования на ОРУ 110 кВ обеспечить установку линейных разъединителей 110 кВ;
- предусмотреть замену разъединителей в неавтоматической перемычке на стороне 110 кВ;
- обеспечить замену ограничителей перенапряжений нелинейных на установленных на шинах 110 кВ в цепях силовых трансформаторов Т1 и Т2;
- обеспечить замену шинного моста от выводов силовых трансформаторов 10 кВ до здания РУ 10 кВ;
- осуществить замену оборудования РУ 10 кВ подстанции;
- принять к установке на подстанции «Артемовская» современных интеллектуальных устройств релейной защиты отечественного производства;
- из-за возросшей нагрузки на систему собственных нужд обеспечить замену ТСН на более мощные – ТМГ 100/10/0,4 кВ.

Все заменяемое и принимаемое к установке на подстанции «Артемовская» оборудование должно быть проверено на стойкость к токам короткого замыкания, стойкость к максимальным рабочим токам, а также обеспечивать требуемую пропускную способность [9].

Выбор оборудования производится по следующим параметрам: номинальному напряжению, току нагрузки и по возможности отключения тока КЗ на шинах РУ соответствующего напряжения [14].

Выводы по разделу.

Определен объект выпускной квалификационной работы – подстанция «Артемовская» филиала «Нижновэнерго» ПАО «Россети Центр и Приволжье». Определены климатические условия в районе размещения подстанции «Артемовская».

Представлена характеристика оборудования, установленного на подстанции, в частности на ОРУ 110 и в РУ 10 кВ. Определены типовые

схемы, по которым выполнена компоновка распределительных устройств 110 кВ и 10 кВ подстанции «Артемовская».

Установлено, что на подстанции вы эксплуатации находятся два трансформатора маки ТДН и мощностью 10 МВА каждый. Также на подстанции установлены выключатели марки ВМТ-110 Б на стороне 110 кВ и выключатели ВМПЭ-10 на стороне 10 кВ.

Питание собственных нужд подстанции осуществляется от двух трансформаторов ТМГ-63/10/0,4 кВ. Определено, что на подстанции установлены дугогасящие реакторы для компенсации емкостных токов короткого замыкания на землю.

Определены направления проведения работ на подстанции «Артемовская». Определены требования и состав вопросов, которые являются обязательными к рассмотрению в рамках разработки выпускной квалификационной работы.

2 Оценка перспективной загрузки с выбором силовых трансформаторов

Оценка текущей загрузки объекта выпускной квалификационной работы – подстанции «Артемовская» выполнена на основании данных о фактической нагрузке в день зимнего контрольного замера [10].

Таблица 1 - Данные замеров в контрольные дни для подстанции «Артемовская»

Наименование центра питания	Наименование трансформатора	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА				
		2019	2020	2021	2023	2023
Артемовская	T1	5,63	6,24	6,99	6,56	6,77
	T2	4,14	4,60	5,14	4,83	4,97
Итого по объекту, МВА		9,77	10,84	12,15	11,38	11,74

По данным таблицы 1 максимальное значение загрузки подстанции «Артемовская» $S_{max.КД}^{ПС} = 12,15$ (МВА). Такое значение по данным таблицы 1 наблюдалось в день контрольного замера в 2021 году. В день контрольного замера в регионе размещения подстанции зафиксированное значение температуры наружного воздуха составило - 9,8°C.

Для дня контрольного замера почасовой суточный график для полной мощности представлен на рисунке 1.

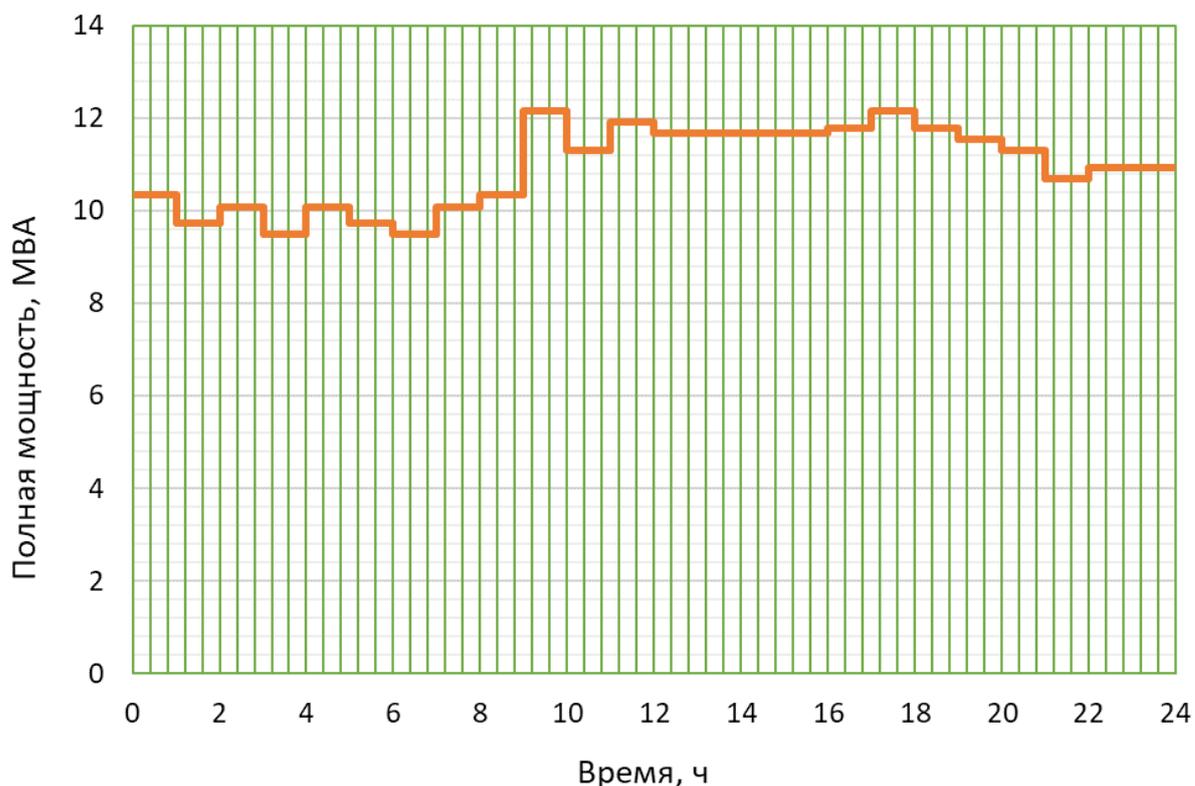


Рисунок 1 - Суточный график полной мощности для контрольного дня замера в 2021 году

Почасовая фактическая нагрузка объекта – подстанции «Артемовская» для суточного графика показанного на рисунке 1 представлена в таблице 2 [10].

Таблица 2 - Данные полной, активной и реактивной мощностей для контрольного дня замера в 2021 году

Номер ступени	Полная мощность, МВА	Активная мощность, кВт	Реактивная мощность, квар
1	10,3275	9,756773	3,385835
2	9,72	9,182846	3,186668
3	10,0845	9,527202	3,306168
4	9,477	8,953274	3,107002
5	10,0845	9,527202	3,306168
6	9,72	9,182846	3,186668
7	9,477	8,953274	3,107002
8	10,0845	9,527202	3,306168
9	10,3275	9,756773	3,385835
10	12,15	11,47856	3,983335
11	11,2995	10,67506	3,704502
12	11,907	11,24899	3,903669

Продолжение таблицы 2

Номер ступени	Полная мощность, МВА	Активная мощность, кВт	Реактивная мощность, квар
13	11,664	11,01941	3,824002
14	11,664	11,01941	3,824002
15	11,664	11,01941	3,824002
16	11,664	11,01941	3,824002
17	11,7855	11,1342	3,863835
18	12,15	11,47856	3,983335
19	11,7855	11,1342	3,863835
20	11,5425	10,90463	3,784169
21	11,2995	10,67506	3,704502
22	10,692	10,10113	3,505335
23	10,935	10,3307	3,585002
24	10,935	10,3307	3,585002

Определим длительно допустимую перегрузку трансформаторов для контрольного дня по выражению:

$$S_{\text{ДДП}} = S_{\text{транс.ном}} \cdot K_{\text{ДДПТ}} \quad (1)$$

где $S_{\text{транс.ном}}$ – номинальная мощность трансформаторов подстанции, принимаем $S_{\text{транс.ном}} = 10$, МВА;

$K_{\text{ДДПТ}}$ - коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов. Принимается по значению среднесуточной температуры по [12]. Для значения температуры - 9,8°С принимаем $K_{\text{ДДПТ}} = 1,199$.

По (1) для подстанции «Артемовская» получим:

$$S_{\text{ДДП}} = 10 \cdot 1,199 = 11,99 \text{ (МВА)}$$

Для определения необходимой мощности трансформаторов подстанции, необходимо выполнить проверку по расчетным данным:

- текущей загрузки без присоединения новых потребителей;

– перспективной загрузки с учетом подключения новых потребителей.

Определим длительно допустимую перегрузку трансформатора с учетом коэффициента допустимой длительной (без ограничения длительности).

Определим загрузку трансформаторов, установленных в настоящее время на подстанции «Артемовская» без учета данных по технологическим присоединениям новых потребителей:

$$S_{\text{тек}}^{\text{ТР}} = S_{\text{max.КД}}^{\text{ПС}} + S_{\text{доп}} - S_{\text{срм}} \quad (2)$$

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 [8].

По (2) для подстанции «Артемовская» без учета данных по технологическим присоединениям новых потребителей и режимных параметрах перераспределения нагрузки с других центров питания получим:

$$S_{\text{тек}}^{\text{ТР}} = 12,15 + 0 - 0 = 12,15 \text{ (МВА)} \quad (3)$$

Определим коэффициент загрузки трансформатора на подстанции «Артемовская» в послеаварийном режиме с учетом значения полученного в (3):

$$K_{\text{загр.ПАР}} = \frac{S_{\text{тек}}^{\text{ТР}}}{S_{\text{ддп}}} = \frac{12,15}{11,99} = 1,013$$

В послеаварийном режиме (ПАР) отключения одного из трансформаторов максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 101,2 % от $S_{\text{ддп}}$, т.е. при возникновении аварийного

отключения перевод нагрузки с подстанции «Артемовская» необходимо выполнить на другие центры питания. Так как для подстанции «Артемовская» перевод нагрузки на другие центры питания невозможен, то необходимо выполнить замену существующих трансформаторов мощностью 10 МВА на трансформаторы большей мощностью, которую необходимо уточнить в последующих расчетах.

Определим загрузку трансформаторов, установленных на подстанции «Артемовская» с учетом перспективной нагрузки. Перспективная нагрузка учитывает подключения новых энергопринимающих устройств потребителей [8].

По данным эксплуатационной организации ПАО «Россети Центр и Приволжье» - филиал «Нижновэнерго» в соответствии с договорами на технологическое присоединение на подстанции «Артемовская» планируется подключение энергопринимающих устройств потребителей производственно-коммунальной нагрузки с максимальной мощностью $S_{max.\Sigma}^{персп.} = 7,5$ (МВА). Перспективная нагрузка складывается из нагрузки производственных потребителей $S_{max.пр}^{персп.} = 5$ (МВА) и нагрузки коммунально-бытовых потребителей $S_{max.к-б}^{персп.} = 2,5$ (МВА). Для подключаемых производственных потребителей коэффициент набора нагрузки $K_{наб.нагр.} = 0,7$, а для подключаемых коммунально-бытовых потребителей коэффициент набора нагрузки $K_{наб.нагр.} = 0,4$ [8].

Перспективную нагрузку подстанции «Артемовская» определим по выражению:

$$S_{персп}^{тр} = S_{max.КД}^{ПС} + \sum_{i=1}^n S_{max.i}^{персп.} \cdot K_{наб.нагр.} + S_{доп} - S_{срм} \quad (4)$$

где $S_{max.i}^{персп.}$ – полная мощность i -го подключаемого потребителя к подстанции, МВА;

$K_{\text{наб.нагр.}}$ – коэффициент набора нагрузки, соответствующего i -го подключаемого потребителя;
 n – число подключаемых к подстанции потребителей, шт.

По (4) с учетом данных о договорах на технологическое присоединение к подстанции «Артемовская» получим:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 12,15 + 5 \cdot 0,7 + 2,5 \cdot 0,4 + 0 - 0 = 16,65 \text{ (МВА)} \quad (5)$$

Определим длительно допустимую перегрузку трансформатора с учетом коэффициента допустимой длительной (без ограничения длительности):

$$S_{\text{ДДП.персп.}} = S_{\text{ном.т}} \cdot k_{\text{пер}} = 16,65 \cdot 1,199 = 19,963 \text{ (МВА)}$$

Определим коэффициент загрузки трансформатора подстанции «Артемовская» в послеаварийном режиме:

$$K_{\text{загр.ПАР}} = \frac{S_{\text{персп}}^{\text{ТР}}}{S_{\text{ДДП.персп.}}} = \frac{16,65}{19,963} = 0,83$$

По полученному значению $K_{\text{загр.ПАР}} = 0,83$ при аварийном отключении одного из трансформаторов на подстанции «Артемовская» максимальная загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 83 % от $S_{\text{ДДП.персп.}}$, что не превышает нормируемое значение длительно допустимой перегрузки трансформатора.

Проведенные расчеты позволили определить достаточность установки на подстанции «Артемовская» двух трансформаторов с установленной мощностью 16 МВА. Установка трансформаторов большей установленной мощности - 25 МВА не требуется, так как с учетом данных о перспективной

загрузке подстанции трансформаторы мощностью 25 МВА будут недогружены.

Вывод по разделу.

Во втором разделе выполнена оценка текущей загрузки подстанции «Артемовская». Оценка текущей загрузки выполнена на основании значений полной мощности, полученной в дни контрольных замеров. Установлено, что в период с 2019 по 2023 года на подстанции «Артемовская» максимальное значение полной мощности составило 12,15 МВА. Для данного контрольного дня замера представлен суточный график мощности, а также данные по суточным изменениям активной, реактивной и полной мощностей.

Определены перспективные нагрузки подстанции «Артемовская» и коэффициенты набора каждого типа нагрузки. Это позволило определить величину перспективной мощности подстанции 110/10 кВ «Артемовская» $S_{персп}^{ТР} = 16,65$ (МВА). Получено значение длительно допустимой перегрузки подстанции «Артемовская» для режима перспективной загрузки. С учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов, принятого равным $K_{ДДПТ} = 1,199$ на основании значения среднесуточной температуры значение длительно допустимой перегрузки в перспективном режиме, составило $S_{ДДП.персп.} = 19,963$ (МВА). По величине коэффициента загрузки трансформатора подстанции «Артемовская» в режиме перспективной загрузки $K_{загр.ПАР} = 0,83$ установлено, что предложенный в разделе 1 выпускной квалификационной работы вариант замены трансформаторов 10 МВА на трансформаторы 16 МВА является достаточным и технически обоснованным вариантом. Поэтому на подстанции «Артемовская» принимаются к установке трансформаторы марки ТДН 16000/110/10 кВ.

3 Компоновка подстанции «Артемовская»

Для определения компоновочных решений, необходимых для проведения реконструкции подстанции «Артемовская», проведем анализ электрической части подстанции. Характеристику электрической части подстанции «Артемовская» выполним в таблице 3.

Таблица 3 - Характеристика электрической части подстанции «Артемовская»

Показатель	Значение	Примечание
Номинальное напряжение	110/10 кВ	Изменения номинальных значений напряжения не предусматривается
Конструктивное исполнение ПС и РУ	ОРУ 110 кВ – выполнена по схеме №110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» ЗРУ 10 кВ – по схеме № 10-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин»	Исполнение электрической принципиальной схемы оптимально, не требует гальванических изменений
Количество и мощность силовых трансформаторов	2×ТДН-10000/110/10	Требует замены
Трансформаторы собственных нужд	2×ТМ-63/10	Требует замены
Тип, количество средств компенсации емкостных токов ОЗЗ 10 кВ	1×РУОМ-480/11 1×РДМР-485/10-70У1	Требует замены
Тип, количество средств компенсации реактивной мощности (СКРМ)	Отсутствуют	Отсутствуют
Здание ОПУ Одноэтажное кирпичное здание, высотой 3,67 м,	Здание ОПУ Одноэтажное кирпичное здание, высотой 3,67 м,	Необходимо расширение за счет установки новых ячеек КРУ 10 кВ

По данным представленным в таблице 3 определено, что открытое распределительное устройство 110 кВ выполнено по типовой схеме №110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [16]. В качестве выключателей по стороне 110 кВ используются масляные выключатели тип ВМТ-110Б. Такая схема по надежности [20]

является достаточной для подстанции «Артемовская», так как данная подстанция является подключена на отпайке [19], а наличие в цепи трансформаторов выключателей 110 кВ обеспечивает своевременное отключение в цепи «выключатель - трансформатор» токов короткого замыкания. Учитывая, что масляные выключатели ВМТ-110Б физически и морально устарели, их замена на современные элегазовые выключатели позволит существенно повысить надежность питания потребителей района подстанции «Артемовская». Повышение надежности электроснабжения потребителей питаемого подстанцией района будет достигнуто за счет быстрого действия отключения токов короткого замыкания при использовании интеллектуальных устройств релейной защиты и автоматики в компоновке с быстродействующими элегазовыми выключателями. Применение такой компоновки позволит не допустить выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений [8].

Технические мероприятия по реконструкции подстанции «Артемовская» должны выполняться в рамках существующего земельного участка, без дополнительного отвода земли. В связи с этим в рамках выполнения реконструкции подстанции «Артемовская» создание ремонтных схем не требуется, установка новых силовых трансформаторов и оборудования ОРУ-110 кВ предусматривается на места существующего, с поочередной посекционной заменой. Реконструкция подстанции выполняется в два этапа - пусковых комплекса. Первым пусковым комплексом предусматривается замена трансформатора Т2, оборудования 110 кВ ячейки трансформатора Т2 и оборудования 10 кВ 2 с.ш. 10 кВ с установкой новых ячеек 10 кВ. Второй этап - пусковой комплекс 2 включает в себя замену трансформатора Т1, замену оборудования 110 кВ ячейки трансформатора Т1 и оборудование 10 кВ 1 с.ш. 10 кВ с установкой новых ячеек 10 кВ.

Работой предусматривается открытая установка силовых трансформаторов с сооружением, в соответствии с п. 4.2.69 ПУЭ [11]

маслоприемников, маслоотводов и заглубленного маслосборника, вмещающего полный объем масла одного трансформатора и 80 % общего расхода воды от средств пожаротушения.

Высоковольтное оборудование 110 кВ устанавливается на отдельные типовые металлоконструкции круглого сечения заводского изготовления, с антикоррозийным покрытием методом горячего цинкования толщиной не менее 150 мкм [21]. Ошиновка РУ-110 кВ выполняется гибким сталеалюминевым проводом типа АС-120/19 [5].

Порталы 110 кВ предусматриваются стальными, трубного сечения, заводского изготовления, с антикоррозийным покрытием методом горячего цинкования толщиной не менее 150 мкм. Портальные опоры выполняются свободностоящим в виде П-образной конструкции с заземленными на фундаментах стойками и шарнирным соединением стоек с траверсами [3].

В качестве прожекторных мачт, совмещенных с молниеприемниками, работой предусматриваются высоко-мачтовые многогранные опоры (ВМО) с мобильной короной, производства ГК «Амира» [5]. Размещение светильников наружного освещения предусматривается непосредственно на мобильной короне [3].

Существующее (фильтры нейтрале-образующие 10 кВ, ДГР 2 с.ш. 10 кВ) и вновь устанавливаемое (разъединители однополюсные 10 кВ и ДГР 1 с.ш. 10 кВ) оборудование групп дугогасящих реакторов 10 кВ, а также новые трансформаторы собственных нужд устанавливается на новые фундаменты и металлоконструкции круглого сечения, на высоту не менее 2500 мм до нижней кромки фарфора высоковольтных вводов 10 кВ (в соответствии с п. 4.2.58 ПУЭ) без организации внутренних ограждений данного оборудования [23].

Шинные мосты 10 кВ от вновь устанавливаемых трансформаторов до существующих проходных изоляторов ЗРУ 10 кВ выполняется трехфазными шинными опорами заводского изготовления, в качестве ошиновки используются гибкие сталеалюминевые провода типа АС-240/39 (два провода в фазу) [7].

Прокладка силовых кабелей 10 кВ к фильтрам нейтрале-образующим 10 кВ и трансформаторам собственных нужд предусматривается в двустенных трубах в земле на глубине 0,7 м.

Прокладка силовых и контрольных кабелей по открытой части ПС выполняется во вновь устанавливаемых наземных не имеющих разрывов, с применением съемных негорючих плит ж/б лотках по серии 3.407.1-157 вып.1 [16]. Лотки устанавливаются на бруски на щебеночную подготовку по выравнивающему слою песка. Прокладка кабелей через дорогу устраивается в блоках БДЛ по серии 3.407.1-157 вып.1. Узлы кабельных лотков выполнены по серии 4.407-268 вып. 2 [23].

Для подъезда к существующим зданиям ОПУ и ЗРУ-10 кВ, а также вновь устанавливаемому высоковольтному оборудованию на открытой части ПС предусматривается сооружение новых внутриплощадочных проездов.

Выводы по разделу.

Определены компоновочные решения при реконструкции подстанции «Артемовская». Рассмотренные технические мероприятия по реконструкции подстанции предусматриваются в рамках существующего земельного участка. В разделе определено, что установка новых силовых трансформаторов и оборудования ОРУ-110 кВ предусматривается на местах оборудования, установленного в настоящее время, с поочередной посекционной заменой, в два этапа (пусковых комплексов). Первый пусковой комплекс предусматривает замену трансформатора Т2, оборудования 110 кВ ячейки трансформатора Т2 и оборудования 10 кВ 2 с.ш. 10 кВ с установкой новых ячеек 10 кВ. Вторым пусковым комплексом предусматривается замена трансформатора Т1, оборудования 110 кВ ячейки Т1 и оборудование 10 кВ 1 с.ш. 10 кВ с установкой новых ячеек 10 кВ.

4 Максимальные рабочие токи и токи короткого замыкания на подстанции «Артемовская»

4.1 Определение значений максимальных рабочих токов

Определение расчетных значений максимальных рабочих токов (МРТ) необходимо для выявления предельных значений токов, протекающих через по силовым цепям реконструируемой подстанции. Определение МРТ и выбор оборудования подстанции на основе расчетных значений МРТ позволяет гарантировать безопасную, надёжную и эффективную эксплуатацию оборудования подстанции

К задачам определения МРТ относятся:

- определение расчетных значений номинальных токов: главной целью расчёта нормальных токов является установление номинальных значений токов, необходимых для стабильного функционирования электрических цепей, что помогает правильно выбрать оборудование, учитывая его мощность и токовые характеристики;
- обеспечение безопасности: расчёт нормальных токов необходим для обеспечения безопасности персонала и оборудования, гарантируя, что токи не превышают допустимые значения для проводов, аппаратуры и защитных устройств;
- выбор проводников: на основе расчёта нормальных токов определяется необходимое сечение проводов и кабелей, что позволяет избежать перегрузок и повреждений оборудования;
- определение максимальных нагрузок: целью расчёта максимальных рабочих токов является выявление предельных значений токов, возможных при перегрузках или коротких замыканиях, что позволяет оценить нагрузочную способность системы и выбрать соответствующие защитные механизмы;

- планирование и проектирование системы: расчёт максимальных рабочих токов необходим для разработки планов и проектов системы электроснабжения, включая выбор защитных устройств и проверку оборудования;
- соблюдение стандартов и нормативов: расчёт максимальных рабочих токов обеспечивает соответствие нормативным требованиям безопасности и качества, а также удовлетворяет требованиям аттестации и сертификации.

Максимальный рабочий ток присоединений определяется с учётом наличия резервирования в схеме подстанции, а также возможности отключения потребителей, относящихся к третьей категории надежности электроснабжения [16]. Нормальный рабочий ток присоединения определяется выражением:

$$I_{\text{норм.}i} = K_{\text{доп.АП}} \cdot \frac{S_{\text{макс.потр.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.сети}}} \quad (6)$$

где $K_{\text{доп.АП}}$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки, принимается $K_{\text{доп.АП}} = 1,4$;

$S_{\text{макс.потр.}}$ – максимальная мощность потребления на i -м участке сети, кВА;

$U_{\text{ном.сети}}$ – номинальное напряжение на i -м участке сети, кВ.

Для объекта выпускной квалификационной работы, с учетом ранее выбранных трансформаторов ТДН-16000/110/10 ($S_{\text{макс.потр.}} = 16000$ кВА) по (6) получим на стороне высокого напряжения (ВН) подстанции «Артемовская» ($U_{\text{ном.сети}} = 110$ кВ):

$$I_{\text{норм.ВН}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 117,569 \text{ (А)}$$

Для объекта выпускной квалификационной работы, с учетом ранее выбранных трансформаторов ТДН-16000/110/10 ($S_{\text{макс.потр.}} = 16000$ кВА) по (б) получим на стороне высокого напряжения подстанции ($U_{\text{ном.сети}} = 10$ кВ):

$$I_{\text{норм.НН}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1293,264 \text{ (А)}$$

Полученные значения $I_{\text{норм.НН}} = 1293,264$ (А) и $I_{\text{норм.ВН}} = 117,569$ (А) справедливы для трансформатора Т1 и Т2 подстанции «Артемовская» после проведения реконструкции. Полученные значения нормальных рабочих токов с учетом допустимой перегрузки необходимо использовать для выбора оборудования подстанции «Артемовская».

4.2 Определение значений токов короткого замыкания

Одним из основных мероприятий при реконструкции подстанции «Артемовская» является замена двухобмоточных силовых трансформаторов марки ТДН-10000/110/10 на трансформаторы ТДН-16000/110/10.

Расчет токов короткого замыкания (ТКЗ) позволяет определить максимальные значения ТКЗ при возникновении аварийных замыканий на подстанции «Артемовская».

Определение значений ТКЗ необходимо выполнить для аварийных ситуаций:

- возникновение междуфазного короткого замыкания на стороне высокого напряжения подстанции;
- возникновение короткого замыкания на землю на стороне высокого напряжения подстанции;
- возникновение междуфазного короткого замыкания на стороне низкого напряжения подстанции;

- возникновение короткого замыкания на землю на стороне низкого напряжения подстанции.

Полученные значения токов короткого замыкания необходимо использовать для выбора и проверки оборудования подстанции, которое устанавливается при проведении реконструкции.

«Методика определения ТКЗ предполагает проведение расчета в трех расчетных точках:

- на выводах ВН силового трансформатора 110 кВ (расчётные точки К1 и К2);
- на выводах НН силового трансформатора Т1 к первой секции шин (расчётная точка К3);
- на выводах НН силового трансформатора Т2 ко второй секции шин (расчётная точка К3)» [15].

Распределение расчетных точек короткого замыкания на расчетной схеме подстанции «Артемовская» показано на рисунке 2.

При определении сопротивления короткого замыкания (реактанса) в расчетной точке, т.е. на шинах НН подстанции рекомендуется пользоваться следующими обобщенными выражениями:

$$X_{НН.min} = U_{НН}^2 \cdot \left[\frac{X_{С.max}}{U_{ср.ВН} \cdot (1 - \Delta U_{РПН})} + \frac{U_{ср.ВН} \cdot (1 - \Delta U_{РПН}) \cdot U_{КЗ.min}}{100 \cdot S_{транс.ном}} \right] \quad (7)$$

$$X_{НН.max} = U_{НН}^2 \cdot \left[\frac{X_{С.min}}{U_{ср.ВН}^2} + \frac{U_{КЗ.max}}{100 \cdot S_{транс.ном}} \right] \quad (8)$$

где, « $U_{НН}$ - номинальное напряжение трансформатора стороны НН, кВ;

в зависимости от типа трансформатора принимаем $U_{НН} = 10,5$, кВ;

$U_{ср.ВН}$ – средне номинальное значение напряжения на стороне ВН,

принимает значения минимального напряжения $U_{min.ВН} = 110$ и

$U_{max.ВН} = 126$, кВ;

$\Delta U_{РПН}$ - половина полного (суммарного) диапазона регулирования напряжения, %;

$X_{C.max}$, $X_{C.min}$ - значения реактансов на шинах 110 кВ подстанции «Артемовская», Ом;

$U_{КЗ.min}$, $U_{КЗ.max}$ - значения напряжения короткого замыкания на крайних ответвлениях регулируемой обмотки ВН силового трансформатора, %;

$S_{транс.ном}$ - номинальная мощность силового трансформатора, принимается $S_{транс.ном} = 16$, МВА» [14].

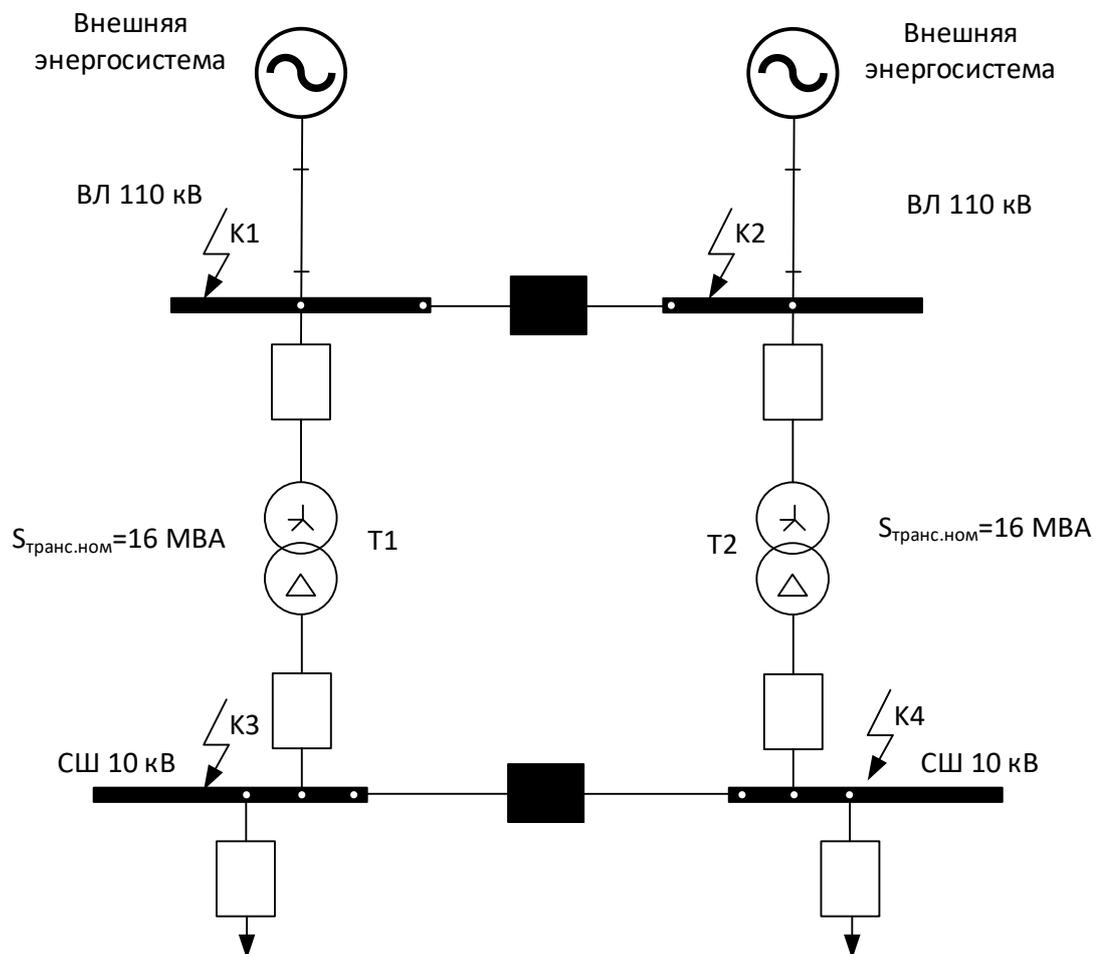


Рисунок 2 - Расчетная схема подстанции «Артемовская»

Для трансформаторов ТДН-16000/110/10 кВ при полном диапазоне регулирования напряжения на стороне ВН ($\pm 9\%$) $U_{max.ВН} = 133,42$ (кВ). «Максимальным рабочим напряжением для сетей 110 кВ $U_{max.раб.} = 126$ кВ» [1]. «Поэтому за действительное наибольшее напряжение регулируемой

обмотки силового трансформатора марки ТДН-16000/110/10 следует принимать $U_{max.ВН} = U_{max.раб.} = 126$ (кВ). Значения $U_{КЗ.min}$ и $U_{КЗ.max}$ для этого промежуточного регулировочного ответвления обмотки ВН трансформатора с достаточной точностью определяется с помощью характеристики изменения напряжения короткого замыкания от номера ответвления регулируемой обмотки. Кривая строится по трем значениям $U_{к}$, указанным в ГОСТ или паспорте трансформатора» [1].

Расчетные значения максимального и минимального трехфазного ТКЗ на шинах 10 кВ подстанции «Артемовская» определяются по выражению:

$$I_{КЗ.НН.max}^{(3)} = \frac{U_{НН}}{\sqrt{3} \cdot X_{НН.min}} \quad (9)$$

$$I_{КЗ.НН.min}^{(3)} = \frac{U_{НН}}{\sqrt{3} \cdot X_{НН.max}} \quad (10)$$

«Приведение ТКЗ к напряжению на стороне ВН силового трансформатора выполняется с учетом изменения коэффициента трансформации при регулировании напряжения переключателем РПН» [14]:

$$I_{КЗ.ВН.max}^{(3)} = I_{КЗ.НН.max}^{(3)} \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ср.ном.ВН}(1 - \Delta U_{РПН})} \quad (11)$$

$$I_{КЗ.ВН.min}^{(3)} = I_{КЗ.НН.min}^{(3)} \cdot \frac{U_{НН}}{U_{max.ВН}} \quad (12)$$

где $U_{ср.ном.ВН}$ – средне номинальное напряжение на стороне ВН трансформатора подстанции. Принимается $U_{ср.ном.ВН} = 115$, кВ.

«Для определения токов КЗ на фидерах подстанции, т. е. в распределительной сети 10 кВ к найденным значениям $X_{НН.min}$ и $X_{НН.max}$ прибавляют комплексное сопротивление отходящей линии» [14]:

$$Z_{\text{лин.}i} = r_{0.i} \cdot l_{\text{лин.}i} + j(x_{0.i} \cdot l_{\text{лин.}i} + X_{\text{НН.}n}) \quad (13)$$

где $r_{0.i}$ – удельное активное сопротивление i -й отходящей линии, Ом/км;

$l_{\text{лин.}i}$ – длина i -й отходящей линии, км;

$x_{0.i}$ – удельное индуктивное сопротивление i -й отходящей линии, Ом/км;

$X_{\text{НН.}n}$ – сопротивления короткого замыкания для n -го режима: минимального или максимального. Значения определяются по выражениям (7) и (8), Ом.

Трехфазный ТКЗ для конца отходящей линии определяется по выражению:

$$I_{\text{п.0.}i}^{(3)} = \frac{U_{\text{НН.}n}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{лин.}i.n}} \quad (14)$$

где « $U_{\text{НН.}n}$ – напряжение в i -й линии для n -го режима: минимального или максимального, кВ;

$Z_{\text{лин.}i.n}$ – комплексное сопротивление до точки короткого замыкания на конце i -й линии для n -го режима: минимального или максимального, Ом» [4].

«Максимальное значение трехфазных токов короткого замыкания. используется при расчете уставок релейной защиты, а минимальные значения токов короткого замыкания для проверки чувствительности рассчитанных уставок релейной защиты» [15].

Для расчета ТКЗ в сети использован программный комплекс (ПК) EnergyCS ТКЗ группы компаний CSoft. Для расчета ТКЗ ПК EnergyCS использует утвержденные методики расчета, представленные выражениями (7) - (14). Для расчета ТКЗ в ПК EnergyCS создается расчетная модель и вводятся параметры элементов согласно расчетной схеме, представленной на рисунке 2. Результаты моделирования и расчета токов короткого замыкания в

расчетных точках К1 – К4 на подстанции «Артемовская», для минимального режима представлены на рисунке 3, для максимального режима на рисунке 4.

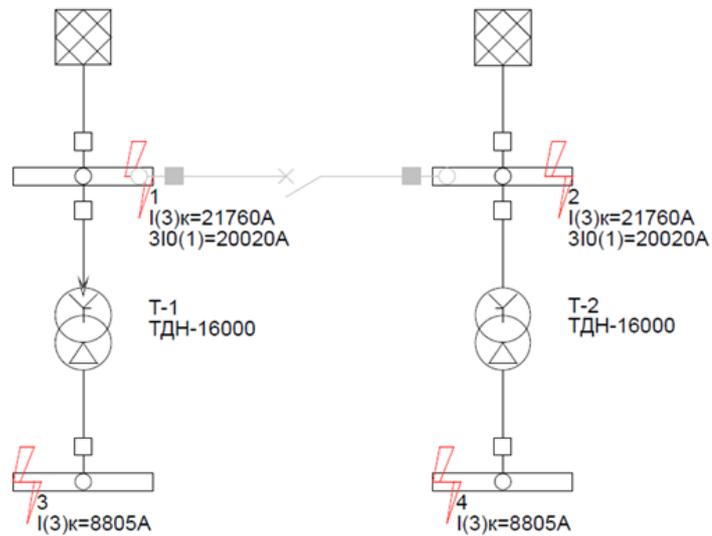


Рисунок 3 - Результаты расчета ТКЗ на подстанции «Артемовская» в минимальном режиме

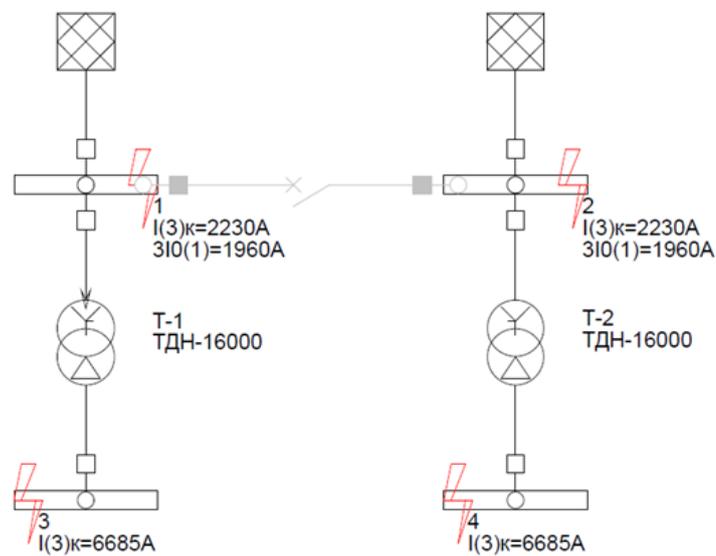


Рисунок 4 - Результаты расчета ТКЗ на подстанции «Артемовская» в максимальном режиме

Расчетные значения ТКЗ на подстанции «Артемовская» для минимального и максимального режимов полученные в результате моделирования расчетной схемы в ПК EnergyCS сведем в таблицу 4.

Таблица 4 - Результаты расчетов ТКЗ для подстанции «Артемовская»

Расчетная точка	Максимальный режим		Минимальный режим	
	I(3), А	3I0(1), А	I(3)к, А	3I0(1), А
К1	21760	20020	2230	1960
К2	21760	20020	2230	1960
К3	8805	-	6685	-
К4	8805	-	6685	-

Расчетные значения токов короткого замыкания на подстанции «Артемовская» необходимо использовать для выбора оборудования и расчета уставок релейной защиты подстанции.

4.3 Компенсация емкостных токов замыкания на землю на стороне 10 кВ

В настоящее время на подстанции «Артемовская» установлено два комплекта дугогасящих реакторов и нейтрале-образующих фильтров на стороне 10 кВ. Данные указаны в разделе 3 ВКР в таблице 3.

Компенсация емкостного ТКЗ на землю, согласно ПУЭ [11], должна применяться при значениях емкостного ТКЗ на землю в нормальных режимах в сетях 3 – 20 кВ:

- при использовании железобетонных и металлических опор на воздушных линиях электропередачи – более 10 А;
- без использования железобетонных и металлических опор на воздушных линиях электропередачи: более 30 А при напряжении 3-6 кВ, более 20 А при напряжении 10, 20 кВ [11].

Расчет емкостных токов выполняется в соответствии с РД 34.20.179 «Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ» [13].

Емкостный ток замыкания на землю I_C , А/км, определяется по формуле:

$$I_C = 3 \cdot \omega \cdot C_{\Phi} \cdot \frac{U_{\text{сети}}}{\sqrt{3}} \cdot 10^{-6} \quad (15)$$

где « ω – угловая частота напряжения, $\omega = 314,16$ рад/с;

C_{Φ} - емкость фазы сети, мкФ;

$U_{\text{сети}}$ - напряжение сети, принимаем $U_{\text{сети}} = 10000$, В» [13].

В соответствии с п. 3.1 РД 34.20.179-87 [13] мощность дугогасящих реакторов должна выбираться по значению емкостного тока сети с учетом ее развития в ближайшие 10 лет. В связи с отсутствием точных данных о развитии сети 10 кВ, в части сечения и длины перспективных кабельных и воздушных линий 10 кВ, на подстанции «Артемовская», в соответствии с РД 34.20.179-87 [13], допускается определять перспективное значение емкостного тока сети увеличенным на 25 %.

Данные для расчета емкостных токов по выражению (15) на представлены в таблице 5.

Таблица 5 - Расчетные значения емкостных токов на землю

Наименование отходящей линии	Марка проводника	Длина линии, км	Удельная емкость, мкФ/км	Емкостный ток	
				участка, А	фидера, А
ОПКс-1	ААБл 3×240	1,46	0,17	2,34	2,34
ТП 50р/1	ААШВ 3×120	0,162	0,117	0,18	0,18
РП 40/4-1	2×АПВБП 3×300	2×1,676	0,531	16,8	16,8
ТП 50/1	2×АСБ 3×185	2×0,764	0,149	2,15	2,15
Жилой массив-1	СИП 1×95	0,174	0,0048	0,007	1,107
	ААШВ 3×120	0,986	0,117	1,1	
КНС-1	2×ААБЛУ 3×120	2×2,21	0,117	4,87	6,12
	2×ААБл 3×240	2×0,39	0,17	1,25	
Битем-Пром-1	ААБл 3×240	1,95	0,17	3,12	3,12
ТП-55	ААБ 3×95	0,04	0,106	0,04	0,067
	АС-50	0,6	0,0048	0,027	
ТП-40/2-1	2×АСБ 3×240	3×0,3	0,17	0,96	0,96
Итого по с.ш.1, А					32,84
Итого по с.ш.1 с коэффициентом увеличения 1,25, А					41,05
Лодочная станция-1	А-70	2,18	0,0048	0,099	2,019
	ААБл 3×120	1,74	0,117	1,92	

Продолжение таблицы 5

Наименование отходящей линии	Марка проводника	Длина линии, км	Удельная емкость, мкФ/км	Емкостный ток	
				участка, А	фидера, А
ТП 50/2	2×АСБ 3×185	2×0,764	0,149	2,15	2,15
Жилой массив-2	СИП 1×95	0,174	0,0048	0,007	1,087
	ААШВ 3×120	0,986	0,117	1,08	
КНС-2	2×ААБЛУ 3×120	2×2,21	0,117	4,87	6,12
	2×ААБл 3×240	2×0,39	0,17	1,25	
ОПКс-2	ААБл 3×240	1,95	0,17	3,12	3,12
РП 40/4-2	2×АПВБП 3×300	2×1,676	0,531	16,8	17,28
	АСБ 3×240	0,3	0,17	0,48	
ТП 50р/2	ААШВ 3×120	0,162	0,117	0,18	0,18
ТП-51/2	3×АПвПг 1×240	0,85	0,477	3,82	4,47
	ААБл 3×150	0,5	0,138	0,65	
Битем-Пром-2	ААБл 3×240	1,46	0,17	2,34	2,34
ТП-40/2-2	2×АСБ 3×240	3×0,3	0,17	0,96	0,96
Итого по с.ш.2, А					39,72
Итого по с.ш.2 с коэффициентом увеличения 1,25, А					49,65

Настоящим проектом предусматривается замена существующего дугогасящего реактора 1 с.ш. 10 кВ типа РУОМ-480/10 на новый дугогасящий реактор типа РДМР-485/10-У1 [23].

Диапазон регулирования тока, существующего и нового ДГР типа РДМР-485/10-У1 составляет 5-80 А, что соответствует расчетным емкостным токам на секциях шин 10 кВ. В соответствии с приведенными ниже расчетами по выбору и проверке вновь устанавливаемого электротехнического оборудования, а также проверкой существующих кабельных линий 10 кВ по условию термической устойчивости и невозгоранию, специальных технических решений по ограничению токов КЗ на ПС 110 кВ «Артемовская» не предусматривается.

Выводу по разделу.

В рамках выполнения четвертого раздела выпускной квалификационной работы получены расчетные значения трехфазных ТКЗ на подстанции «Артемовская» с учетом замены силовых трансформаторов с ТДН-

10000/110/10 на трансформаторы ТДН-16000/110/10. В качестве расчетных точек для определения значений токов короткого замыкания взяты точки на вводе в силовые трансформаторы Т1 и Т2 (точки К1 и К2), а также точки на шинах 10 кВ подстанции (точки К3 и К4). Для расчета токов короткого замыкания использовался ПК EnergyCS, который позволяет проводить моделирование расчета ТКЗ по установленным методикам, а также позволяет определять значения ТКЗ с учетом регулирования напряжения на трансформаторе с помощью устройства РПН. Определены трехфазные токи короткого замыкания и токи нулевой последовательности для несимметричного ТКЗ. Данные расчетные значения необходимы для выбора и проверки оборудования подстанции «Артемовская» после реконструкции

Определены значения емкостных расчеты токов короткого замыкания в распределительной сети района питания подстанции «Артемовская». Для компенсации емкостных токов на землю выбраны дугогасящие реакторы типа РДМР-485/10-У1 взамен установленных на подстанции в настоящее время реакторов РУОМ-480/10 и ФМЗО-500/11.

5 Выбор оборудования подстанции

В качестве расчетного режима работы принимается выбор и проверка оборудования в цепи ВН и НН двухобмоточного трансформатора по номинальному току устанавливаемого силового трансформатора (16 МВА), с учетом его перегрузки на 40 %.

Производится по следующим параметрам:

- номинальному напряжению;
- току нагрузки.

Ток короткого замыкания (в максимальном режиме) на шинах ОРУ 110 кВ составят 21,76 кА.

Пропускная способность ошиновки присоединения Т1 на стороне высокого напряжения, с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов равном 0,95 для температуры наружного воздуха 25°C и при нормальном режиме нагрузки, не превышает 76,3 (А), в соответствии с п. 1.3.22 ПУЭ [11], [8].

Максимальный рабочий ток присоединений определяется с учетом наличия резервирования в схеме и составляет $I_{max} = 112$ (А).

Таким образом параметры для выбора оборудования для ОРУ 110 кВ:

- $U_{ном} = 110$ (кВ);
- $I_{ном.} \geq 2000$ (А);
- $I_{ном.откл} \geq 31,5$ (кА);
- $I_{ном.терм} \geq 31,5$ (кА);
- $I_{ном.дин} \geq 80$ (кА).

5.1 Расчетные условия для выбора и проверки электротехнического оборудования

Выбор и проверка основного оборудования выполним в соответствии с РД 153 34.0 20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» [14].

Выбор по условиям рабочих продолжительных режимов:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}} \quad (16)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.расч}} \quad (17)$$

Проверка на электродинамическую стойкость $i_{\text{выкл}}$:

$$i_{\text{выкл}} \geq i_{\text{уд}} \quad (18)$$

Ударный ТКЗ. $i_{\text{уд}}$:

$$i_{\text{уд}} \geq \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о.}}^{(3)} \cdot K_{\text{уд}} \quad (19)$$

где $I_{\text{п.о.}}^{(3)} = I(3)$ – трехфазный ТКЗ в максимальном режиме (таблица 4);
 $K_{\text{уд}}$ - ударный коэффициент (принимается в соответствии с РД 153 34.0 20.527-98) [14].

Проверка по термической стойкости:

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \geq B_{\text{к}} = \int_{t=0}^{t_{\text{откл}}} i_{\text{к}}^2 dt \quad (20)$$

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

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

$\int_{t=0}^{t_{\text{откл}}} i_{\text{к}}^2 dt$ - интеграл Джоуля для условий короткого замыкания;

$t_{\text{откл}}$ - 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 коротком замыкании, с» [24].

Проведем выбор и проверку высоковольтных выключателей.

Выполним подробный выбор высоковольтного выключателя, устанавливаемого на стороне 110 кВ в цепи трансформатора Т1.

Рассмотрим установку элегазового высоковольтного колонкового выключателя марки ВГТ (ВГТ-110Ш-40/2000 УХЛ1) с номинальными параметрами:

- $U_{\text{ном}} = 110$ (кВ) – номинальное напряжение;
- $U_{\text{раб.мах}} = 126$ (кВ) – максимальное рабочее напряжение;
- $I_{\text{ном}} = 2000$ (А) – номинальный ток;
- $I_{\text{откл}} = 40$ (кА) – ток отключения выключателя;
- $t_{\text{терм}} = 3$ (с) – время термической стойкости;
- $I_{\text{дин.ст.}} = 102$ (кА) – ток динамической стойкости выключателя;
- $t_{\text{собств.}} = 0,055$ (с) – собственное время отключения выключателя.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ подстанции «Артемовская» по данным таблицы 4:

$$I_{\text{п.о.}}^{(3)} = 21,76 \text{ кА}$$

Ударный коэффициент $K_{\text{уд}}$:

$$K_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} = 1,6 \quad (21)$$

Ударный ток $i_{уд}$ по (19) с учетом значения из (21):

$$i_{уд} \geq \sqrt{2} \cdot I_{п.о.}^{(3)} \cdot K_{уд} = \sqrt{2} \cdot 21,76 \cdot 1,6 = 49,2 \text{ (кА)} \quad (22)$$

Наибольший пик тока электродинамической стойкости выключателя составляет $I_{дин.ст.} = 102 \text{ (кА)}$, с учетом значения полученного в (22):

$$I_{дин.ст.} = 102 > i_{уд} = 49,2$$

Ток термической стойкости для элегазового выключателя равен току отключения выключателя $I_{откл} = 40 \text{ кА}$, а время протекания тока термической стойкости $t_{терм} = 3 \text{ (с)}$. В качестве расчетного времени отключения короткого замыкания принимается суммарное время складывающееся из времени действия основной защиты $t_{рз} = 0,1 \text{ (с)}$ [18] и времени отключения выключателя $t_{собств.} = 0,055 \text{ (с)}$.

Полное время отключения короткого замыкания:

$$t_{откл} = t_{собств.} + t_{рз} = 0,055 + 0,1 = 0,155 \text{ (с)} \quad (23)$$

Допустимое для выключателя значение интеграла Джоуля следует определять по выражению (20).

Интеграл Джоуля для каталожных параметров выключателя:

$$B_{тер.доп.кат.} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (24)$$

Интеграл Джоуля для расчетных параметров подстанции «Артемовская» с учетом значения полученного в (23):

$$B_{\text{тер.расч}} = I_{\text{п.о.}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 21,76^2 \cdot (0,155 + 0,02) = 82,8 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \quad (25)$$

Сравнивая значения полученные в (41) и (42) получаем:

$$B_{\text{тер.доп.кат.}} = 4800 > B_{\text{тер.расч}} = 82,8 \quad (26)$$

Так как по условию (26) каталожное значение превышает расчетное, то выключатель ВГТ проходит проверку на термическую стойкость воздействия токов короткого замыкания.

Проверим выключатель по коммутационной способности.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока включения для выключателя составляет 40 кА.

$$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА} > 21,76 \text{ кА}$$

$$I_{\text{пр.скв}} = 102 \text{ кА} > 49,2 \text{ кА}$$

Время отключения выключателя с учетом времени действия релейной защиты определено в (23) $t_{\text{откл}} = 0,155$ (с). С учетом этого значения получим нормированное значение аperiodической составляющей в ТКЗ:

$$\beta_{\text{норм}} = e^{-22,5 \cdot 0,155} = 0,031 \quad (27)$$

Тогда нормированное значение тока аperiodической составляющей в начальный момент времени с учетом значения полученного в (27):

$$i_{\text{а.норм}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.норм}} = \sqrt{2} \cdot 0,031 \cdot 40 = 1,754 \text{ (кА)} \quad (28)$$

Тогда содержание аperiodической составляющей в токе отключения выключателя в момент размыкания контактов согласно (23):

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.0}}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 21,76 \cdot e^{-\frac{0,155}{0,02}} = 0,013 \text{ (кА)} \quad (29)$$

Сравнивая значения полученные в (28) и (29) получим:

$$i_{a,\text{норм}} = 1,754 > i_{a,\tau} = 0,013 \quad (30)$$

По условию (30) выключатель ВГТ соответствует требуемой на подстанции «Артемовская» коммутационной способности.

Выбор остальных выключателей на стороне 10 кВ подстанции «Артемовская» выполним аналогично выбору выключателя ВГТ в цепи трансформатора Т1. Результаты выбора и проверки выключателей подстанции «Артемовская» сведем в таблицы 6 и 7.

Таблица 6 - Ведомость расчетных значений выключателей подстанции «Артемовская»

Наименование присоединения	Расчётные данные						
	$U_{\text{н.с}}$, кВ	$I_{\text{нр}}$, А	$I_{\text{по}}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	$B_{\text{к}}$, кА ² ·с	i_{τ} , кА	$t_{\text{откл}}$, с
ОРУ 110 кВ							
ВВ 110 кВ Т-1, Т-2	110	112	21,76	49,2	82,8	0,013	0,155
ЗРУ 10 кВ							
ВВ 10 кВ Т-1, Т-2	10	1176	8,805	24,2	28,6	0,005	0,14
СВ 10 кВ	10	882	8,805	24,4	28,6	0,005	0,14
ОЛ 10 кВ	10	1000	8,805	24,2	28,6	0,005	0,34
ДГР-1, ДГР-2	10	27	8,805	24,2	28,6	0,005	0,14

Таблица 7 - Ведомость каталожных данных выключателей подстанции «Артемовская»

Наименование присоединения	Каталожные данные						
	$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{откл}}$, кА	$I_{\text{тер}}$, кА	$i_{\text{дин}}$, кА	$i_{\text{да.ном}}$, кА	$B_{\text{к}}$, кА ² ·с
ОРУ 110 кВ							
ВВ 110 кВ Т-1, Т-2	110	2000	40	40	102	1,754	4800
ЗРУ 10 кВ							
ВВ 10 кВ Т-1, Т-2	10	1600	8,805	31,5	31,5	80	2977
СВ 10 кВ	10	1600	8,805	31,5	31,5	80	2977
ОЛ 10 кВ	10	1000	8,805	20	20	50	1200
ДГР-1, ДГР-2	10	1000	8,805	20	20	50	1200

Выбор разъединителей осуществляется по выражениям аналогично по выражениям (17) - (20), без проверки на коммутационную способность. Результаты расчетных параметров для разъединителей 110 кВ сведем в таблицу 8.

Таблица 8 - Ведомость выбора разъединителей

Место установки	Расчетные данные				Паспортные данные					
	$U_{сет}$ кВ	$I_{ном}$ А	$i_{уд}$ кА	B_k кА ² ·с	$U_{ном}$ кВ	$I_{ном}$ А	$I_{тер}$ кА	$t_{терм}$ сек	$I_{дин.ст.}$ кА	$B_{тер.доп}$ кА ² ·с
Р 110 кВ	110	112	49,2	82,8	110	1000	40	3	100	4800
ЗОН 110 кВ	110	-	1,7	0,1	110	400	6,3	3	15,75	119
Р 10 кВ ДГР-1, ДГР-2	10	27	24,2	28,6	35	1000	20	3	50	1200

Выбор измерительных трансформаторов выполняется аналогично по выражениям (17) - (20). Результаты выбора измерительных трансформаторов тока сведем в таблицу 9.

Таблица 9 - Ведомость трансформаторов тока

Тип место установки	Расчетные данные				Паспортные данные					
	$U_{сети}$ кВ	$I_{ном}$ А	$i_{уд}$ кА	B_k кА ² ·с	$U_{ном}$ кВ	$I_{ном}$ А	$I_{тер}$ кА	$t_{терм}$ с	$I_{дин.ст.}$ кА	$B_{тер.доп}$ кА ² ·с
Высоковольтные вводы 110 кВ Т1 и Т2										
ТТ 110 кВ	110	112	49,2	82,8	110	300-1200	25	1	64	625
Высоковольтные вводы 10 кВ Т1 и Т2										
ТТ ВВ 10 кВ Т-1, Т-2	10	1176	24,2	28,6	10	1500	50	3	100	7500
Ячейки ЗРУ 10 кВ										
ТТ СВ 10 кВ	10	882	24,2	28,6	10	1500	50	3	100	7500
ТТ ОЛ 10 кВ	10	200-400	24,2	28,6	10	200-400	12-18	3	53-80	432-972
Дугогасительные реакторы										
ТТ	10	27	24,2	28,6	10	300	12,6	3	34,2	476

По результатам расчетов установлено, что выбранное электротехническое оборудование соответствует требованиям РД 153 34.0 20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и

выбору электрооборудования» [14] и принято к установке на подстанции «Артемовская» в рамках проекта по ее реконструкции.

5.2 Проверка оборудования ошиновки подстанции «Артемовская»

В качестве расчетных режимов проверки ошиновки на стороне 110 кВ и 10 кВ подстанции «Артемовская» принимается:

- режим номинальной работы трансформаторов ТДН-16000/110/10;
- режим перегрузки 40% трансформаторов ТДН-16000/110/10.

Для ОРУ 110 кВ принимается гибкая ошиновка стале-алюминиевым проводом марки АС-120/19. Допустимый длительный ток для провода АС-120/19 $I_{дд} = 390$ (А) при прокладке на открытом воздухе.

Максимальный рабочий ток для номинального режима работы трансформаторов $I_{max} = 112$ (А), тогда:

$$I_{max} = 112 < I_{дд} = 390 \quad (31)$$

По условию (31) провод АС-120/19 соответствует.

Проверяем гибкую ошиновку на термическую стойкость.

«Расчитываем температуру шин до момента КЗ» [6]:

$$\vartheta_n = \vartheta_o + (\vartheta_{доп} - \vartheta_{о,ном}) \cdot \left(\frac{I_{макс}}{I_{доп,}} \right)^2 \quad (32)$$

где « ϑ_o – средняя температура в ЗРУ 10 кВ равная 18°C,

$\vartheta_{доп}$ – допустимая температура шин, равная 70°C,

$\vartheta_{о,ном}$ – номинальная температура шин, равная 25°C» [19].

По (32) получим для провода АС-120/19:

$$\vartheta_n = 18 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{112}{390}\right)^2 = 21,71 \text{ (}^\circ\text{C)}$$

В справочной литературе «по кривой находим тепловое состояние шин к времени начала КЗ» [6] $f_{\text{нач.}} = 21,71 \text{ (}^\circ\text{C)}$.

«Расчитываем температуры шин после КЗ» [14]:

$$f_k = f_{\text{нач.}} + K_C \cdot \frac{B_k}{q^2} \quad (33)$$

где « K_C – коэффициент, учитывающий удельное сопротивление и эффективную теплоемкость проводника, в справочной литературе равное $K_C = 0,46 \cdot 10^{-2}$ » [14].

По (33) получим:

$$f_k = 21,71 + 0,46 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{82800000}{120^2} = 39,01 \text{ (}^\circ\text{C)}$$

По кривой номограммы [22] тепловое состояние гибких шин при значении $\vartheta_n = 39,01 \text{ (}^\circ\text{C)}$ соответствует $I_{\text{макс}} = 290 \text{ А}$, что не превышает 390 А.

По результатам расчетов видно, что температура гибких шин практически не меняется в аварийный момент короткого замыкания, следовательно гибкая ошиновка проводом АС-120/19 для ОРУ 110 кВ подстанции «Артемовская» может быть использована при ее реконструкции.

Гибкая ошиновку от высоковольтных вводов трансформаторов Т1 и Т2 10 кВ выполним стале-алюминиевым проводом 2×АС-240/39. Допустимый длительный ток провода $I_{\text{дд}} = 2 \cdot 610 = 1220 \text{ (А)}$ при прокладке на открытом воздухе. Тогда аналогично гибкой ошиновке 110 кВ выполним проверку для гибких шин 10 кВ подстанции «Артемовская»:

$$1220 \text{ (A)} > 882 \text{ (A)}$$

$$\vartheta_{\text{H}} = 18 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{880}{1220}\right)^2 = 41,52 \text{ (}^\circ\text{C)}$$

$$f_{\text{к}} = 41,52 + 0,46 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{28600000}{480^2} = 65,01 \text{ (}^\circ\text{C)}$$

По кривой номограммы [22] тепловому состоянию гибких шин со стороны 10 кВ при $\vartheta_{\text{H}} = 55,01 \text{ (}^\circ\text{C)}$ соответствует максимальный ток равный $I_{\text{макс}} = 1100 \text{ (A)}$, что не превышает $I_{\text{ДД}} = 1220 \text{ (A)}$ для проводов 2×АС-240/39.

Итоговый перечень выбранного электрооборудования с учетом этапности реализации мероприятий по реконструкции подстанции «Артемовская» представлен в таблице 10.

Таблица 10 - Ведомость оборудования подстанции «Артемовская»

Наименование оборудования	Тип оборудования	Кол-во	Завод-изготовитель
1 пусковой комплекс			
Трансформатор силовой масляный трехфазный двухобмоточный	ТДН-16000/110 У1	1	ГК «СВЭЛ» Россия, г. Екатеринбург
Выключатель элегазовый трехполюсный 110 кВ	ВГТ-110Ш-40/2000 УХЛ1	1	ЗАО «ЗЭТО» Россия, г. Великие Луки
Разъединитель трехполюсный 110 кВ с 1 ЗН	РГНП.1а-110.П*/1000УХЛ1	2	ЗАО «ЗЭТО» Россия, г. Великие Луки
Разъединитель трехполюсный 110 кВ с 2 ЗН	РГН.2-110.П*/1000УХЛ1	1	ЗАО «ЗЭТО» Россия, г. Великие Луки
Трансформатор тока элегазовый однофазный 110 кВ	ТОГФ-110 УХЛ1	3	ЗАО «ЗЭТО» Россия, г. Великие Луки
Заземлитель нейтрали трансформатора 110 кВ	ЗОН-110М-II УХЛ1	1	ЗАО «ЗЭТО» Россия, г. Великие Луки
ВЧ-заградитель 110 кВ	ВЗ-1250-0,5 УХЛ1	3	ЗАО «НПП ЭИС» Россия, г. Екатеринбург
Выключатель вакуумный трехфазный 10 кВ с электромагнитным приводом	ВВ/TEL-10-31,5/1600 У2	2	АО «КГ «Таврида Электрик» Россия, г. Москва
	ВВ/TEL-10-20/1000 У2	10	
Трансформатор тока однофазный 10 кВ в литом корпусе	ТПОЛ-10М(В)	6	ОАО «СЗТТ» Россия, г. Екатеринбург
	ТПЛ-10М-1	30	

Продолжение таблицы 10

Наименование оборудования	Тип оборудования	Кол-во	Завод-изготовитель
Трансформатор напряжения масляный трехфазный трехобмоточный 10 кВ	НАМИ-10	1	ОАО «РЭТЗ Энергия» Россия, г. Раменское
Трансформатор масляный герметичный 10 кВ со сниженными потерями ХХ и КЗ	ТМГ-100/10-12 УХЛ1	1	ЗАО ГК «Электроцит» - ТМ «Самара» Россия, г. Самара
Шинная опора полимерная трехфазная 10 кВ	ШОП-35 УХЛ1	3	ЗАО «ЗЭТО» Россия, г. Великие Луки
Щит собственных нужд	Нетиповой	1	ООО НПП «Экра» Россия, г. Чебоксары
Ячейки КРУ 10 кВ	СВЭЛ	2	ГК «СВЭЛ» Россия, г. Екатеринбург
Щит постоянного тока с герметичной необслуживаемой АБ	Нетиповой	1	ООО НПП «Экра» Россия, г. Чебоксары
2 пусковой комплекс			
Трансформатор силовой масляный трехфазный двухобмоточный	ТДН-16000/110 У1	1	ГК «СВЭЛ» Россия, г. Екатеринбург
Выключатель элегазовый трехполюсный колонковый 110 кВ	ВГТ-110Ш-40/2000 УХЛ1	1	ЗАО «ЗЭТО» Россия, г. Великие Луки
Разъединитель трехполюсный 110 кВ с 1 ЗН	РГНП.1а-110.П*/1000УХЛ1	2	ЗАО «ЗЭТО» Россия, г. Великие Луки
Разъединитель трехполюсный 110 кВ с 2 ЗН	РГН.2-110.П/1000УХЛ1	1	ЗАО «ЗЭТО» Россия, г. Великие Луки
Трансформатор тока элегазовый однофазный 110 кВ	ТОГФ-110 УХЛ1	3	ЗАО «ЗЭТО» Россия, г. Великие Луки
Заземлитель нейтрали трансформатора 110 кВ	ЗОН-110М-II УХЛ1	1	ЗАО «ЗЭТО» Россия, г. Великие Луки
ВЧ-заградитель 110 кВ	ВЗ-1250-0,5 УХЛ1	1	ЗАО «НПП ЭИС» Россия, г. Екатеринбург
Выключатель вакуумный трехфазный 10 кВ с электромагнитным приводом	ВВ/TEL-10-31,5/1600 У2ВВ/TEL-10-20/1000 У2	1 9	АО «КГ «Таврида Электрик» Россия, г. Москва
Трансформатор тока однофазный 10 кВ в литом корпусе	ТПОЛ-10М(В) ТПЛ-10М-1	3 27	ОАО «СЗТТ» Россия, г. Екатеринбург
Трансформатор напряжения масляный трехфазный трехобмоточный 10 кВ	НАМИ-10	1	ОАО «РЭТЗ Энергия» Россия, г. Раменское
Трансформатор масляный герметичный 10 кВ со сниженными потерями ХХ и КЗ	ТМГ-100/10-12 УХЛ1	1	ЗАО ГК «Электроцит» - ТМ «Самара» Россия, г. Самара

Окончание таблицы 10

Наименование оборудования	Тип оборудования	Кол-во	Завод-изготовитель
Реактор масляный дугогасящий 10 кВ	РДМР-485/10-У1	1	ООО «НТБЭ» Россия, г. Екатеринбург
Шинная опора полимерная трехфазная 10 кВ	ШОП-35 УХЛ1	3	ЗАО «ЗЭТО» Россия, г. Великие Луки
Ячейки КРУ 10 кВ	СВЭЛ	2	ГК «СВЭЛ» Россия, г. Екатеринбург

По результатам проведенных расчетов установлено, что предлагаемое к установке электротехническое оборудование соответствует всем требованиям НТД.

Выводы по разделу.

В рамках раздела выполнен выбор основного оборудования подстанции «Артемовская» после реконструкции. Выбраны выключатели марки ВГТ-110Ш-40/2000 УХЛ1 в цепях трансформаторов Т1 и Т2 на стороне 110 кВ. Выключатели ВВ/TEL-10-31,5/1600 У2 и ВВ/TEL-10-20/1000 У2 для установки в ячейках 10 кВ подстанции «Артемовская». Разъединители в цепях линии, в цепях трансформаторов и в ремонтной перемычке РГНП.1а-110.П*/1000УХЛ1 и РГН.2-110.П/1000УХЛ1. Трансформаторы тока измерительные элегазовые марки ТОГФ-110 УХЛ1. В нейтрали со стороны 110 кВ трансформаторов Т1 И Т2 принимается заземлитель ЗОН-110М-П УХЛ1. Высокочастотный заградитель на линии 110 кВ марки ВЗ-1250-0,5 УХЛ1. Трансформаторы собственных нужд марки ТМГ-100/10-12 УХЛ1. Трансформаторы напряжения на шинах 10 кВ подстанции «Артемовская» НАМИ-10. Кроме того, в ячейках распределительного устройства принято установить трансформаторы тока ТПОЛ-10М(В) и ТПЛ-10М-1. Все оборудование соответствует условиям выбора и стойкости к токам короткого замыкания.

6 Расчет уставок интеллектуальных устройств защиты

Для защиты силовых трансформаторов проектируемой подстанции необходимо определить уставки устройств релейной защиты. На текущий момент самыми прогрессивными с точки зрения эффективности являются устройства релейной защиты, основанные на микропроцессорах [22], [26]. Цифровые блоки в сравнении с устаревшими с технической точки зрения электромеханическими устройствами релейной защиты позволяют реализовать большое число функций защиты в одном блоке [23], [26].

Также данные устройства микропроцессорной защиты имеют внутреннюю логику работы, которая обеспечивает гибкость, т.е. возможна ее настройка под каждый конкретный случай [26]. Такие блоки с гибкой внутренней логикой получили название цифровые интеллектуальные устройства релейной защиты и автоматики [22].

В четвертом разделе выпускной квалификационной работы определены значения токов короткого замыкания на выводах силового трансформатора, основываясь на этих результатах выполним расчет микропроцессорного устройства релейной защиты для силовых трансформаторов проектируемой подстанции [24]. К рассмотрению примем цифровой интеллектуальный блок, реализующий защиту силового трансформатора разработанный ООО «НТЦ «Мехатроника».

Сопротивление системы:

$$x_{\text{ээс}} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{п0}}^{(3)}} \quad (34)$$

По (34) для условий реконструкции подстанции получим:

$$x_{\text{ээс}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,93} = 6,518 \text{ (Ом)}$$

Выполним приведение сопротивления энергосистемы к напряжению обмотки высокого напряжения силового трансформатора проектируемой подстанции по выражению (28):

$$x_{\text{ЭЭС.пр}} = x_{\text{ЭЭС}} \cdot \left(\frac{U_{\text{НН.НОМ}}}{U_{\text{ВН.НОМ}}} \right)^2 \quad (35)$$

$$x_{\text{ЭЭС.пр}} = 6,518 \cdot \left(\frac{0,38}{10,5} \right)^2 = 0,008 \text{ мОм}$$

Теперь определим сопротивление обмотки ВН силового трансформатора по выражению (29):

$$x_{\text{Т.ВН}} = \frac{u_{\text{кз.}\%}}{100} \cdot \frac{(U_{\text{ВН.НОМ}})^2}{S_{\text{тр.НОМ}}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{(115)^2}{16000} = 0,0095 \text{ Ом}$$

Трехфазный ток короткого замыкания на стороне низкого напряжения силового трансформатора проектируемой подстанции по выражению (30):

$$I_{\text{п0.Т1.ТП2}}^{(3)} = \frac{U_{\text{НН.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot (x_{\text{Т.ВН}} + x_{\text{ЭЭС.пр}})} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot (0,008 + 0,0095)} = 0,6 \text{ кА}$$

Ток срабатывания токовой отсечки (ТО) определяется по формуле (31):

$$I_{\text{с.з.ТО}} = 1,3 \cdot I_{\text{п0.Т1.ТП2}}^{(3)}$$

$$I_{\text{с.з.ТО}} = 1,3 \cdot 0,6 = 0,78 \text{ кА}$$

Ток срабатывания максимальной токовой защиты (МТЗ) определим по формуле:

$$I_{с.з.МТЗ} = K_{отс.} \cdot K_{сз.ЭД} \frac{K_{заг.АВ.} \cdot I_{тр.ном}}{K_B} \quad (36)$$

где $K_{отс.}$ – коэффициент отстройки. Согласно [21] $K_{отс.} = 1,2$;

$K_{сз.ЭД}$ – коэффициент учитывающий самозапуск электрических двигателей потребителей. Согласно [21] $K_{сз.ЭД} = 2$;

$K_{заг.АВ.}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформатора. Для двухтрансформаторных подстанций $K_{заг.АВ.} = 1,4$;

$I_{тр.ном}$ – номинальный ток трансформатора, А;

K_B – коэффициент возврата. Согласно [21] $K_B = 0,95$.

Номинальный ток трансформатора определяем по выражению:

$$I_{тр.ном} = \frac{S_{тр.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН.ном}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 880 \text{ А}$$

По (36) для подстанции «Артемовская»:

$$I_{с.з.МТЗ} = 1,2 \cdot 2 \cdot \frac{1,4 \cdot 880}{0,95} = 3112 \text{ А}$$

Ток срабатывания защиты трансформатора от перегрузки определим по выражению:

$$I_{с.з.ПГ} = 1,05 \cdot \frac{I_{тр.ном}}{K_B}$$

$$I_{с.з.ПГ} = 1,05 \cdot \frac{880}{0,95} = 972 \text{ А}$$

Для ввода рассчитанных уставок срабатывания релейной защиты силового трансформатора, проектируемой подстанции необходимо расчетные

значения токов срабатывания привести к вторичному току измерительных трансформаторов тока.

В общем виде ток срабатывания реле определяется по выражению:

$$I_{с.р.i} = \frac{I_{с.з.i}}{K_{ТТ}} \cdot \frac{U_{НН.НОМ}}{U_{ВН.НОМ}} \quad (37)$$

где $I_{с.з.i}$ – ток срабатывания защиты i -го вида, А;

$K_{ТТ}$ – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока, принимаем $K_{ТТ} = 30$.

По (37) для токовой отсечки получим:

$$I_{с.р.ТО} = \frac{780}{30} \cdot \frac{10,5}{115} = 2,37 \text{ А}$$

По (37) для максимальной токовой защиты получим:

$$I_{с.р.МТЗ} = \frac{3112}{30} \cdot \frac{10,5}{115} = 9,47 \text{ А}$$

По (37) для защиты от перегрузки получим:

$$I_{с.р.ПГ} = \frac{972}{30} \cdot \frac{10,5}{115} = 2,95 \text{ А}$$

Расчет уставок для дифференциальной токовой защиты трансформаторов Т1 и Т2 марки ТДН-16000/110/10 на подстанции «Артемовская».

Проверка максимального тока в канале измерения для обмотки высокого напряжения:

$$\frac{I_{\text{тр.ном}}}{K_{\text{ТТ}}} \cdot \frac{U_{\text{НН.ном}}}{U_{\text{ВН.ном}}} = \frac{880}{30} \cdot \frac{10,5}{110} = 2,8 \text{ (А)} \quad (38)$$

Проверка максимального тока в канале измерения для обмотки низкого напряжения:

$$\frac{I_{\text{тр.ном}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{880}{180} = 4,8 \text{ (А)} \quad (39)$$

Проверка для максимальных токов в каналах измерения на стороне высокого и низкого напряжений соответствует условиям выбора.

Дифференциальная токовая отсечка.

Диапазон регулирования:

$$U_{\text{РПН}} = \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100} = \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} = 0,16 \quad (40)$$

Относительный ток небаланса при внешнем ТКЗ:

$$I_{\text{НБ.р}} = (K_{\text{пер.2}} \cdot \varepsilon_{\text{max}} + U_{\text{РПН}} + \gamma) \cdot \frac{I_{\text{КЗ.max}}}{I_{\text{ВН}}}, \quad (41)$$

где $K_{\text{пер.2}}$ - коэффициент увеличения погрешности измерительного

трансформатора тока, $k_{\text{пер2}} = 2$;

ε_{max} - погрешность измерительных трансформаторов;

$I_{\text{КЗ.max}}$ - ТКЗ на стороне НН;

γ - погрешность цифрового выравнивания. Принимаем $\gamma = 5, \%$.

По (41) для подстанции «Артемовская» получим:

$$I_{\text{НБ.р}} = (2 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,05) \cdot \frac{387,95}{50,2} = 3,55 \text{ (о. е)}$$

Уставка дифференциальной токовой отсечки:

$$I_{ДТО} = 1,2 \cdot I_{НБрасч} = 1,2 \cdot 3,55 = 4,27$$

Уставка начального тока срабатывания ДЗТ.

Расчетный ток небаланса:

$$I_{НБ,р} = 0,5 \cdot (K_{п.3} \cdot K_a \cdot \varepsilon_{0.5} + U_{РПН} + \gamma) \quad (42)$$

где $K_{п.3}$ - коэффициент переходного режима, $K_{п.3} = 1$;

$\varepsilon_{0.5}$ - максимальное значение погрешностей измерительных трансформаторов тока в режиме половинной загрузки.

По (42) для подстанции «Артемовская» получим:

$$I_{НБ,р} = 0,5 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,05) = 0,155,$$

Начальное срабатывание дифференциальной защиты трансформатора:

$$I_{ДЗТ.н} = 1,5 \cdot I_{НБ,р} = 1,5 \cdot 0,155 = 0,24$$

Уставку начального срабатывания дифференциальной защиты трансформатора рекомендуется принимать $I_{ДЗТ.н} \geq 0,3$. Скорректируем расчетное значение начальной уставки срабатывания дифференциальной защиты трансформатора до значения $I_{ДЗТ.н} = 0,3$.

Расчет уставки коэффициента торможения участка 2.

Ток срабатывания дифференциальной защиты трансформатора при токе торможения $I_{т.2} = 1,5$:

$$I_{ДЗТ.2} = K_{отстр.} \cdot 1,5 \cdot (K_{пер.2} \cdot K_a \cdot \varepsilon_{1.5} + U_{РПН.} + K_{в.}), \quad (43)$$

где $K_{пер.2}$ - коэффициент увеличение погрешности измерительных трансформаторов в переходном режиме, $K_{пер.2} = 2$;
 $\varepsilon_{1.5}$ - максимальное значение погрешностей измерительных трансформаторов тока в режиме загрузки 150%, $\varepsilon_{1.5} = 0,1$;
 $U_{РПН}$ - относительные погрешности из-за регулирования напряжения, $U_{РПН} = 0,16$.

По (43) для подстанции «Артемовская» получим:

$$I_{ДЗТ.2} = 1,2 \cdot 1,5(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,05) = 0,74$$

Коэффициент торможения участке 2:

$$K_{Т.2} = I_{ДЗТ.2} - I_{ДЗТ.н} = 0,74 - 0,3 = 0,44$$

Расчет уставки коэффициента торможения участка 3.

Тормозной ток:

$$I_{Т.3} = \left(1 - \frac{K_{пер.2} \cdot \varepsilon_{max}}{2}\right) \cdot \frac{I_{КЗ.т.маx}}{I_{ВН}} = \left(1 - \frac{2,5 \cdot 0,1}{2}\right) \cdot \frac{387}{50,2} = 6,77$$

Уставка коэффициента торможения участка 3:

$$K_{Т.3} = \frac{I_{ДТО} - I_{ДЗТ2}}{I_{Т.3} - I_{Т.2}} = \frac{4,27 - 0,74}{6,77 - 1,5} = 0,67$$

Уставка начального тока срабатывания дифференциальной защиты трансформатора.

Погрешность вызванная РПН:

$$U'_{РПН} = \frac{3\Delta U_{пер.}}{100\%} = \frac{3 \cdot 1,78}{100\%} = 0,053$$

Расчетный ток небаланса:

$$I'_{НБ.р} = 0,5 \cdot (K_{п.з} \cdot K_a \cdot \varepsilon_{0,5} + U'_{РПН} + \gamma)$$

$$I'_{НБ.р} = 0,5 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,053 + 0,05) = 0,102$$

Уставка начального тока срабатывания ДЗТ:

$$I'_{ДЗТ.нач.} = K_{отстр.} \cdot I'_{НБ.р} = 1,5 \cdot 0,102 = 0,15$$

Уставку ДЗТ примем $I'_{ДЗТ.нач.} = 0,3$ (о.е.)

Ток срабатывания ДЗТ, если ток торможения $I_{Т.2} = 1,5$.

$$I'_{ДЗТ2} = k_{отс} \cdot 1,5 \cdot (k_{пер} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{1,5} + U'_{рег} + k_{выр})$$

$$I'_{ДЗТ2} = 1,2 \cdot 1,5 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,053 + 0,05) = 0,54$$

Коэффициент торможения на участке 2:

$$K'_{ТОРМ2} = I'_{ДЗТ2} - I'_{ДЗТнач} = 0,54 - 0,3 = 0,24$$

Уставка дифференциальной токовой отсечки в группы «чувствительные» уставки:

$$I'_{ДТО} = K_{отс}(k_{пер2} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{МАКС} + U'_{рег} + \gamma) \cdot \frac{I_{КмаксННприв}}{I_{ВН}}$$

$$I'_{ДТО} = 1,2(2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,053 + 0,05) \cdot \frac{387}{50,2} = 3,27$$

Коэффициент торможения на участке 3:

$$K_{ТОРМ3} = \frac{I'_{ДТО} - I'_{ДЗГ2}}{I_{Кторм} - I_{торм2}} = \frac{3,27 - 0,54}{6,77 - 1,5} = 0,52$$

Коэффициент чувствительности дифференциальной защиты трансформатора:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КминННприв}} \cdot (1 - \varepsilon_{\text{мин}})}{I_{\text{ВН}} \cdot I_{\text{ДЗГнач}}} = \frac{387 \cdot (1 - 0,1)}{50,2 \cdot 0,3} = 23,127$$

Коэффициент чувствительности обеспечивает условия защиты трансформатора от внутренних повреждений.

Относительный расчётный ток небаланса:

$$I_{\text{НБрасч}} = 1 \cdot (k_{\text{перз}} \cdot k_{\alpha} \cdot \varepsilon_{\text{рабмакс}} + U_{\text{рег}} + \gamma)$$
$$I_{\text{НБрасч}} = 1 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,053 + 0,05) = 0,2$$

Ток небаланса действительный:

$$I_{\text{НБ}} = K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБрасч}} = 1,1 \cdot 0,31 = 0,34.$$

Уставка сигнализации небаланса:

$$K_{\text{НБ}} = \frac{I_{\text{НБ}}}{I_{\text{ДЗГнач}}} = \frac{0,34}{0,3} = 1,14$$

Полученные значения срабатывания релейной защиты вводятся в интеллектуальный цифровой блок релейной защиты марки БМРЗ-153(163)-Е-УЗТ-61 производства отечественного лидера микропроцессорных терминалов релейной защиты ООО «НТЦ «Механотроника» [15].

Выводы по разделу.

Для защиты силовых трансформаторов марки ТДН-16000/110/10 устанавливаемых при реконструкции на подстанции «Артемовская» к установке приняты интеллектуальные цифровые блоки защиты марки БМРЗ-153(163)-Е-УЗТ-61, производства ООО «НТЦ «Мехатроника». Для использования на подстанции выбранных блоков выполнен расчет уставок основных защит силового трансформатора марки ТДН-16000/110/10. Полученные в результате расчета уставки релейной защиты справедливы для трансформаторов Т1 и Т2 подстанции «Артемовская» после реконструкции. Расчет значений уставок основных защит силового трансформатора марки ТДН-16000/110/10 выполнен на основании значений токов короткого замыкания, полученных в результате моделирования в ПК EnergySC в четвертом разделе выпускной квалификационной работы.

Выполнен подробный расчет уставок основных защит трансформатора ТДН-16000/110 кВ:

- уставка срабатывания токовой отсечки;
- уставка максимальной токовой защиты;
- уставки защиты от перегрузки;
- уставки дифференциальной защиты.

7 Защита от перенапряжений и электромагнитная совместимость

7.1 Выбор ограничителей перенапряжений нелинейных

Выбор и проверка ограничителей перенапряжений нелинейных (ОПН) на стороне 110 кВ производится в соответствии с «Методическими указаниями по применению ограничителей в электрических сетях 110-750 кВ» «ЕЭС России» [18]. Ограничители перенапряжений нелинейные используются для защиты от внешних и внутренних перенапряжений и их воздействий на оборудование подстанции. Для подстанции «Артемовская» на стороне 110 кВ предлагается использовать ограничители перенапряжений нелинейные типа ОПН-110/88-10/900(III) 4 УХЛ1.

Выбор рабочего длительно допустимого напряжения для ОПН-110/88-10/900(III) 4УХЛ1.

«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» [16].

$$U_{\text{дд.кат.}} \geq 1,05 \cdot \frac{U_{\text{раб.мах}}}{\sqrt{3}} \quad (44)$$

где $U_{\text{д}}$ - наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН, кВ;

$U_{\text{раб.мах}}$ - наибольшее рабочее напряжение сети, кВ.

Для подстанции «Артемовская» по (44) получим:

$$U_{\text{дд.расч.}} = 1,05 \cdot \frac{126}{\sqrt{3}} = 76,4 \text{ (кВ)}$$

Для ограничителя перенапряжений нелинейного типа ОПН-110/88-10/900(III) 4 УХЛ1 длительно допустимое напряжение $U_{\text{дд.кат.}} = 88$ (кВ), тогда сравнивая расчетное и каталожное значения получим:

$$U_{\text{дд.кат.}} = 88 \text{ (кВ)} > U_{\text{дд.расч.}} = 76,4 \text{ (кВ)}$$

Выбор номинального разрядного тока для ОПН-110/88-10/900(III) 4УХЛ1.

«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» [16].

Определение защитного уровня ограничителя.

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

$$U_{(\text{ост.30/60})} \leq \frac{U_{\text{к}}}{1,15 - 1,2} \quad (45)$$

$$U_{\text{к}} = K_{\text{и}} \cdot K_{\text{к}} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{1 \text{ мин}} \quad (46)$$

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

$K_{\text{к}} = 0,9$ – кумулятивный коэффициент, 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» [16].

По (45) и (46) для подстанции «Артемовская» получим:

$$U_{(ост.30/60)} = 216 \text{ (кВ)}$$
$$\frac{1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 200}{1,2} = 285,5 \text{ (кВ)}$$
$$216 \text{ (кВ)} < 285,5 \text{ (кВ)}$$

Определение защитного уровня для ОПН-110/88-10/900(III) 4УХЛ1 при грозовых перенапряжениях.

«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)» [4].

$$U_{(ост.8/20)} \leq \frac{U_{исп}}{1,2 - 1,4} \quad (47)$$

где $U_{исп}$ – величина испытательного напряжения, кВ

По (47) для подстанции «Артемовская» получим:

$$\frac{450}{1,4} = 321 \text{ (кВ)}$$
$$256 \text{ (кВ)} < 321 \text{ (кВ)}$$

Выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности.

«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» [16].

$$I_{\text{ср.ОПН}} \geq I_{\text{П.0}}^{(3)} \quad (48)$$

где « $I_{\text{ср.ОПН}}$ - ток срабатывания противозрывного устройства ОПН, кА;
 $I_{\text{КЗ}}^{(3)}$ - трехфазный ТКЗ, полученный для максимального режима в четвертом разделе, кА» [16].

По (48) для подстанции «Артемовская»:

$$65 \text{ (кА)} > 21,76 \text{ (кА)}$$

Устанавливаемый ОПН 110 кВ удовлетворяет всем параметрам выбора, ведомость выбранных ОПН представлен в таблице 11.

Таблица 11 - Ведомость ограничителей перенапряжений нелинейных подстанции «Артемовская»

Наименование оборудования	Тип оборудования	Кол-во	Завод-изготовитель
1 пусковой комплекс			
ОПН в нейтрали трансформатора 110 кВ	ОПНН-110/56-10/900(III) 4УХЛ1	1	ЗАО «Феникс-88» Россия, г. Новосибирск
ОПН 110 кВ	ОПН-110/88-10/900(III) 4УХЛ1	3	ЗАО «Феникс-88» Россия, г. Новосибирск
ОПН 10 кВ	ОПН-10/12-10/650(II) УХЛ1	3	ЗАО «Феникс-88» Россия, г. Новосибирск
2 пусковой комплекс			
ОПН в нейтрали трансформатора 110 кВ	ОПНН-110/56-10/900(III) 4УХЛ1	1	ЗАО «Феникс-88» Россия, г. Новосибирск
ОПН 110 кВ	ОПН-110/88-10/900(III) 4УХЛ1	3	ЗАО «Феникс-88» Россия, г. Новосибирск
ОПН 10 кВ	ОПН-10/12-10/650(II) УХЛ1	3	ЗАО «Феникс-88» Россия, г. Новосибирск

Выбранные ограничители перенапряжений нелинейные распределены в таблице 11 согласно определенным в разделе 5 ВКР этапам проведения реконструкции подстанции «Артемовская».

7.2 Молниезащита подстанции и система заземления

На ПС «Артемовская» предусматриваются меры по обеспечению электромагнитной совместимости (ЭМС) [7] в соответствии с СТО 56947007-29.240.044-2010 «Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства» и СО 34.35.311-2004 «Методические указания по определению электромагнитных обстановки и совместимости на электрических станциях и подстанциях» [5].

«Проектные решения по обеспечению ЭМС вторичного оборудования и систем связи выполняются в соответствии с «Нормами технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» СТО 56947007-29.240.10.248-2017» [21].

«Для защиты от взаимного влияния цепей различного назначения для передачи одного сигнала используются жилы одного контрольного кабеля, силовые кабели и контрольные кабели вторичного оборудования прокладываются в разных кабельных лотках, цепи, по которым передают сигналы различных типов, прокладываются в разных контрольных кабелях» [21].

«Для проверки достаточности принятых проектных решений и качества их практической реализации строительно-монтажной организацией, после завершения строительства необходимо провести натурные измерения на стадии пусковых или приемосдаточных испытаний.

Выполнение таких работ рекомендуется поручить на договорной основе организации, имеющей лицензию на их проведение» [5].

Новое заземляющее устройство выполняется «в соответствии с требованиями ПУЭ для электроустановок напряжением выше 1 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью» [11]:

- «по ограничению напряжения на заземляющем устройстве, при стекании с него тока замыкания на землю, не более 10 кВ;

- с соблюдением требования к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом;
- по напряжению прикосновения, должно обеспечивать в любое время года при стекании с него тока замыканию на землю значения напряжений прикосновения, не превышающие нормированные ГОСТ 12.1.038» [3].

Заземляющее устройство ПС «выполняется в виде сетки из продольных и поперечных горизонтальных заземлителей с неравномерным шагом» [7].

Новые горизонтальные заземлители выполняются из оцинкованной полосовой стали 80×6 мм, укладываются в траншеи на глубину 0,7 м (за исключением горизонтальных заземлителей, укладываемых вокруг зданий ОПУ и ЗРУ, а с наружной стороны внешнего ограждения подстанции, на глубину 1 м и 1,5 м в соответствии с указаниями, приведенными ниже) [2].

В качестве вертикальных заземлителей предусматривается использование заводских наборных стержней заземления типа СЗЦ-1500-01(02)-(25), наборные стержни заземления выполнены из оцинкованной круглой стали диаметром 25 мм, длина вертикального заземлителя 4,5 метра. Вертикальные заземлители заглубляются в грунт вибропогружением в соответствии с инструкцией завода-изготовителя. При этом верхняя часть электрода должна выступать над дном траншеи на 100-150 мм для приварки горизонтального заземлителя.

Монтаж ЗУ выполняется в два пусковых комплекса, при этом в рамках первого пускового комплекса необходимо выполнить соединение нового ЗУ с существующим не менее чем в 4-х местах.

Модель заземляющего устройства ПС 110 кВ «Артемовская» представлена на рисунке 5.

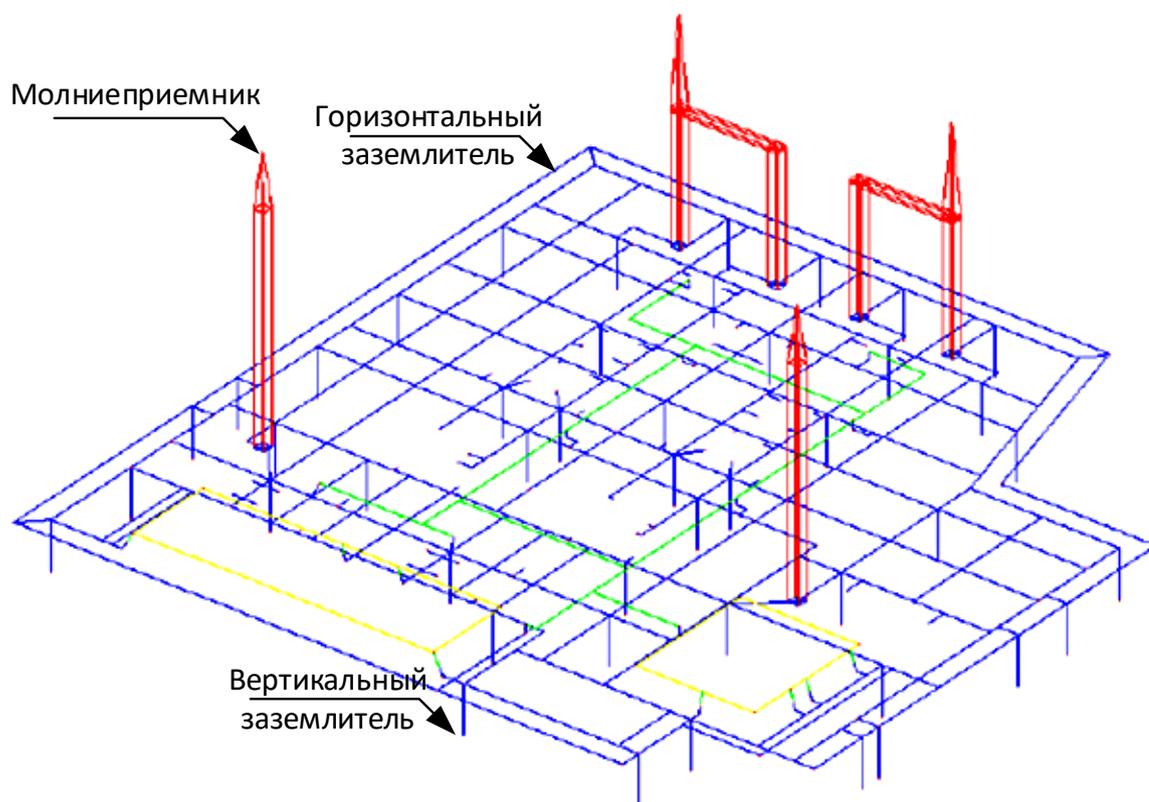


Рисунок 5 - Модель заземляющего устройства и размещения молниеприемников на подстанции «Артемовская»

Модель заземляющего устройства ПС 110 кВ «Артемовская» необходима для наглядности расположения ЗУ по территории ПС, а также определения мест соединений ЗУ с прожекторными мачтами, совмещенными с молниеприемниками.

Выводы по разделу.

Для защиты оборудования подстанции от импульсных внутренних и внешних перенапряжений принято установить ограничители перенапряжений нелинейные.

Выполнен выбор ограничителей перенапряжений нелинейных по величине:

- длительно прикладываемого напряжения;
- защитному уровню ОПН при коммутационных перенапряжения;
- защитному уровню ОПН при внешних грозовых перенапряжениях;
- по условиям обеспечения ОПН взрывобезопасности.

В результате выбора ограничителей перенапряжений нелинейных составлена итоговая ведомость используемых на подстанции «Артемовская» ОПН для ОРУ 110 кВ и ЗРУ 10 кВ. Также все используемые в реконструкции ограничители перенапряжений нелинейные распределены по этапам проведения работ по реконструкции подстанции «Артемовская».

Для защиты оборудования от прямых ударов молнии, а также для обеспечения требуемого уровня электромагнитной совместимости пределен перечень мероприятий, обеспечивающих как электромагнитную совместимость, так и защите территории и оборудования подстанции «Артемовская» от прямых ударов молнии.

Представлена трехмерная модель системы заземления подстанции «Артемовская», на которой также отмечены молниеприемники и точки соединения молниеприемников с заземляющим устройством.

Для выполнения этапа реконструкции системы заземления и молниезащиты представлено подробное описание этапов монтажа спроектированного заземляющего устройства подстанции «Артемовская». Этапы монтажа заземляющего устройства скоррелированы с этапами монтажа оборудования ОРУ и ЗРУ подстанции. Описаны рекомендации по проведению монтажных работ при установке заземляющего устройства подстанции «Артемовская».

Заключение

В рамках выполнения выпускной квалификационной работы направленной на реконструкцию электрической части подстанции классом напряжения 110/10 кВ с применением современных интеллектуальных средств защиты определен объект выпускной квалификационной работы – подстанция «Артемовская» филиала «Нижновэнерго» ПАО «Россети Центр и Приволжье». Для выбора оборудования подстанции определены климатические условия в районе размещения подстанции «Артемовская».

Представлена характеристика оборудования, установленного на подстанции, в частности на ОРУ 110 и в РУ 10 кВ. Определены типовые схемы, по которым выполнена компоновка распределительных устройств 110 кВ и 10 кВ подстанции «Артемовская».

Установлено, что на подстанции вы эксплуатации находятся два трансформатора маки ТДН и мощностью 10 МВА каждый. Также на подстанции установлены выключатели марки ВМТ-110 Б на стороне 110 кВ и выключатели ВМПЭ-10 на стороне 10 кВ.

Питание собственных нужд подстанции осуществляется от двух трансформаторов ТМГ-63/10/0,4 кВ. Определено, что на подстанции установлены дугогасящие реакторы для компенсации емкостных токов короткого замыкания на землю.

Определены направления проведения работ на подстанции «Артемовская». Определены требования и состав вопросов, которые являются обязательными к рассмотрению в рамках разработки выпускной квалификационной работы.

Выполнена оценка текущей загрузки подстанции «Артемовская». Оценка текущей загрузки выполнена на основании значений полной мощности, полученной в дни контрольных замеров. Установлено, что в период с 2019 по 2023 года на подстанции «Артемовская» максимальное значение полной мощности составило 12,15 МВА. Для данного контрольного дня

замера представлен суточный график мощности, а также данные по суточным изменениям активной, реактивной и полной мощностей.

Определены перспективные нагрузки подстанции «Артемовская» и коэффициенты набора каждого типа нагрузки. Это позволило определить величину перспективной мощности подстанции 110/10 кВ «Артемовская» $S_{персп}^{тр} = 16,65$ (МВА). Получено значение длительно допустимой перегрузки подстанции «Артемовская» для режима перспективной загрузки. С учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов, принятого равным $K_{ДДПТ} = 1,199$ на основании значения среднесуточной температуры значение длительно допустимой перегрузки в перспективном режиме, составило $S_{ДДП.персп.} = 19,963$ (МВА). По величине коэффициента загрузки трансформатора подстанции «Артемовская» в режиме перспективной загрузки $K_{загр.ПАР} = 0,83$ установлено, что предложенный в разделе 1 выпускной квалификационной работы вариант замены трансформаторов 10 МВА на трансформаторы 16 МВА является достаточным и технически обоснованным вариантом. Поэтому на подстанции «Артемовская» принимаются к установке трансформаторы марки ТДН 16000/110/10 кВ.

Определены компоновочные решения при реконструкции подстанции «Артемовская». Рассмотренные технические мероприятия по реконструкции подстанции предусматриваются в рамках существующего земельного участка.

Определено, что установка новых силовых трансформаторов и оборудования ОРУ-110 кВ предусматривается на местах оборудования, установленного в настоящее время, с поочередной секционной заменой, в два этапа (пусковых комплексов).

Первый пусковой комплекс предусматривает замену трансформатора Т2, оборудования 110 кВ ячейки трансформатора Т2 и оборудования 10 кВ 2 с.ш. 10 кВ с установкой новых ячеек 10 кВ.

Вторым пусковым комплексом предусматривается замена трансформатора Т1, оборудования 110 кВ ячейки Т1 и оборудование 10 кВ 1 с.ш. 10 кВ с установкой новых ячеек 10 кВ.

В рамках выполнения четвертого раздела выпускной квалификационной работы получены расчетные значения трехфазных ТКЗ на подстанции «Артемовская» с учетом замены силовых трансформаторов с ТДН-10000/110/10 на трансформаторы ТДН-16000/110/10. В качестве расчетных точек для определения значений токов короткого замыкания взяты точки на вводе в силовые трансформаторы Т1 и Т2 (точки К1 и К2), а также точки на шинах 10 кВ подстанции (точки К3 и К4). Для расчета токов короткого замыкания использовался ПК EnergyCS, который позволяет проводить моделирование расчета ТКЗ по установленным методикам, а также позволяет определять значения ТКЗ с учетом регулирования напряжения на трансформаторе с помощью устройства РПН.

Определены трехфазные токи короткого замыкания и токи нулевой последовательности для несимметричного ТКЗ. Данные расчетные значения необходимы для выбора и проверки оборудования подстанции «Артемовская» после реконструкции

Определены значения емкостных расчеты токов короткого замыкания в распределительной сети района питания подстанции «Артемовская». Для компенсации емкостных токов на землю выбраны дугогасящие реакторы типа РДМР-485/10-У1 взамен установленных на подстанции в настоящее время реакторов РУОМ-480/10 и ФМЗО-500/11.

Для защиты силовых трансформаторов марки ТДН-16000/110/10 устанавливаемых при реконструкции на подстанции «Артемовская» к установке приняты интеллектуальные цифровые блоки защиты марки БМРЗ-153(163)-Е-УЗТ-61, производства ООО «НТИЦ «Мехатроника».

Для использования на подстанции выбранных блоков выполнен расчет уставок основных защит силового трансформатора марки ТДН-16000/110/10. Полученные в результате расчета уставки релейной защиты справедливы для

трансформаторов Т1 и Т2 подстанции «Артемовская» после реконструкции. Расчет значений уставок основных защит силового трансформатора марки ТДН-16000/110/10 выполнен на основании значений токов короткого замыкания, полученных в результате моделирования в ПК EnergySC в четвертом разделе выпускной квалификационной работы.

Выполнен подробный расчет уставок основных защит трансформатора ТДН-16000/110 кВ уставка срабатывания токовой отсечки, уставка максимальной токовой защиты, уставки защиты от перегрузки, уставки дифференциальной защиты.

Для защиты оборудования подстанции от импульсных внутренних и внешних перенапряжений принято установить ограничители перенапряжений нелинейные. Выполнен выбор ограничителей перенапряжений нелинейных по величине: длительно прикладываемого напряжения, защитному уровню ОПН при коммутационных перенапряжениях, защитному уровню ОПН при внешних грозовых перенапряжениях, по условиям обеспечения ОПН взрывобезопасности.

В результате выбора ограничителей перенапряжений нелинейных составлена итоговая ведомость используемых на подстанции «Артемовская» ОПН для ОРУ 110 кВ и ЗРУ 10 кВ. Также все используемые в реконструкции ограничители перенапряжений нелинейные распределены по этапам проведения работ по реконструкции подстанции «Артемовская».

Для защиты оборудования от прямых ударов молнии, а также для обеспечения требуемого уровня электромагнитной совместимости определен перечень мероприятий, обеспечивающих как электромагнитную совместимость, так и защите территории и оборудования подстанции «Артемовская» от прямых ударов молнии.

Представлена трехмерная модель системы заземления подстанции «Артемовская», на которой также отмечены молниеприемники и точки соединения молниеприемников с заземляющим устройством.

Для выполнения этапа реконструкции системы заземления и молниезащиты представлено подробное описание этапов монтажа спроектированного заземляющего устройства подстанции «Артемовская». Этапы монтажа заземляющего устройства скоррелированы с этапами монтажа оборудования ОРУ и ЗРУ подстанции. Описаны рекомендации по проведению монтажных работ при установке заземляющего устройства подстанции «Артемовская».

В результате выполнения выпускной квалификационной работы разработаны проектные решения по реконструкции подстанции «Артемовская» 110/10 кВ с повышением установленной мощности и использованием на подстанции современных цифровых блоков защиты силовых трансформаторов российского производства. При проведении расчетов в выпускной квалификационной работе использовались действующие нормативно-технические рекомендации по выбору и проверке оборудования. Также для расчетов использовались современные специализированные программные продукты по расчету токов короткого замыкания и расчету системы заземления и молниезащиты подстанции «Артемовская» 110/10 кВ.

Список используемой литературы и используемых источников

1. ГОСТ 14209-85. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. [Электронный ресурс]. - <https://docs.cntd.ru/document/1200012414?ysclid=lpс9qb5e8f264223305> (дата обращения 15.10.2023).
2. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций СО 153-34.21.122-2003.
3. Кабышев А.В. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения: Учебное пособие. Томск : Изд-во ТПУ, 2006. 124 с.
4. Крючков И.П. Переходные процессы в электроэнергетических системах. Москва. : Издательский дом МЭИ, 2008. 416 с.
5. Ктиторов А.Ф. Практическое руководство по монтажу электрических сетей. Москва. : «Высшая школа», 1990.
6. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий : Учебник для студентов высших учебных заведений : 2-е изд. – Москва. : Интернет Инжиниринг, 2006. 672 с.
7. Куско А. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии. Москва. : Додэка XXI, 2020. 336 с.
8. 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).
9. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении

Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202301230025> (дата обращения: 30.03.2024).

10. 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).

11. Правила устройства электроустановок 6–е, 7–е издание: Все действующие разделы ПУЭ–6 ПУЭ–7 раздел 6; раздел 7 гл 7.1, 7.2 – М., 1999. Введены с 01.07.2000 г. раздел 1 гл. 1.1, 1.2, 1.7, 1.9; раздел 7 гл. 7.5, 7.6, 7.10 – М., 2002. Введены с 01.01.2003; г. раздел 1 гл. 1.8 – М., 2004. Введен с 01.09.2003 г. раздел 2 гл. 2.4, 2.5 – М., 2003. Введен с 01.10.2003 г. раздел 4 гл. 4.1, 4.2 – М., 2003. Введен с 01.11.2003 г. Новосибирск : Сиб. унив. издательство, 2005. 854 с.

12. 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).

13. РД 34.20.179-87 Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ. Энергия, 1987. 26 с.

14. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания. Москва.: Энергия, 2022. 69 с.

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

16. Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций. Москва : Энергоатомиздат, 2010. 648с.

17. 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.soups.ru/future-planning/sipr-ees/> (дата обращения 13.10.2023).

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

19. Фролов Ю. М. Основы электроснабжения. Москва.: Лань, 2018. 480 с.

20. Хорольский В. Я. Надежность электроснабжения. Учебное пособие. Москва.: Форум, Инфра-М, 2019. 128 с.

21. Хорольский В. Я. Эксплуатация систем электроснабжения. Москва.: Дрофа, 2018. 288 с.

22. Шеховцов В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Москва.: Форум, Инфра-М, 2019. 216 с.

23. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. М.: Форум, Инфра-М, 2020. 136 с.

24. Юндин М. А. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению. Учебное пособие. - М.: Лань, 2019. 320 с.

25. CISCO. Substation Automation - The New Digital Substation // Cisco Systems, Inc. 2023. URL: <https://www.cisco.com/c/dam/en/us/td/docs/solutions/Verticals/Utilities/SA/3-1/IG/SA-3-1-IG.pdf> (дата обращения: 02.03.2024).
26. Dharmesh P., Nilesh C. Digital Protective Schemes for Power Transformer. Singapore: Springer, 2020. 193 pp.
27. Gonen T. Electrical Power Transmission System Engineering: Analysis and Design. 3rd ed. CRC Press, 2014. 1093 pp.
28. McDonald J, editor. Electric Power Substations Engineering (Electrical Engineering Handbook). 3rd ed. CRC Press, 2012. 536 pp.
29. Parker P.M. The 2021-2026 World Outlook for Electric Power Substation Automation. ICON Group International, Inc, 2021. 300 pp.