

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

## ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему «Реконструкция электрической части ПС 110/35/10 кВ «Протва»»

Студент

А.Ю. Егоров

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., О.В. Самолина

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

Тольятти 2021

## Аннотация

В бакалаврской работе выполнена оценка текущего режима работы, а также произведена реконструкция по электрической части понизительной подстанции класса напряжения 110/35/10 кВ Обнинских электрических сетей.

В качестве объекта бакалаврской работы была выбрана понизительная подстанция г. Жуков, Калужской области – «Протва» 110/35/10 кВ. Тема бакалаврской работы - электрическая часть понизительной подстанции «Протва» 110/35/10 кВ.

В бакалаврской работе отображены основные принципы решения по реконструкции электрической части понизительной подстанции (ПС), выполнены расчеты по электрической части, с обоснованием необходимости и целесообразности конкретных решений.

Бакалаврская работа включает себя следующие разделы:

- расчет и определение электрических нагрузок подстанции;
- выбор типа и мощности силовых трансформаторов;
- главная электрическая схема подстанции;
- расчет токов короткого замыкания;
- расчет и проверка основного электрооборудования со стороны 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ;
- расчет собственных нужд подстанции;
- расчет заземления подстанции;
- молниезащита подстанции «Протва» 110/35/10 кВ.

Бакалаврская работа состоит из введения, 10 разделов, заключения, библиографии из 27 наименований. Общий объем работы 64 стр., включая 3 иллюстрации и 18 таблиц.

## Содержание

Введение.....	5
1 Характеристики объекта реконструкции.....	8
1.1 Описание объекта реконструкции.....	8
1.2 Технические параметры подстанции.....	10
2 Электрические нагрузки подстанции.....	12
3 Главная электрическая схема подстанции.....	14
4 Выбор силовых трансформаторов подстанции.....	16
4.1 Выбор силовых трансформаторов, подлежащих установке на подстанции.....	16
4.2 Расчет количества и мощности силовых трансформаторов подлежащих установке на подстанции.....	17
4.3 Техничко-экономический расчет номинальной мощности трансформаторов, необходимых для установки.....	18
4.4 Расчёт трансформатора ТДТН-40000/110.....	19
4.5 Расчёт трансформатора ТДТН-63000/110.....	26
5 Расчет токов короткого замыкания подстанции .....	31
6 Выбор и проверка основного электрооборудования .....	36
6.1 Критерии выбора оборудования.....	36
6.2 Выбор высоковольтных выключателей 110 кВ.....	36
6.3 Выбор высоковольтных разъединителей 110 кВ.....	39
6.4 Выбор трансформаторов тока 110 кВ.....	41
6.5 Выбор трансформаторов напряжения 110 кВ.....	41
6.6 Выбор и проверка ограничителей перенапряжений 110 кВ.....	42
6.7 Выбор заземлителей нейтрали с ограничителями перенапряжений 110 кВ.....	43
6.8 Выбор и проверка высоковольтных выключателей 35 кВ.....	45
6.9 Выбор и проверка высоковольтных разъединителей 35 кв.....	47
6.10 Выбор трансформаторов тока 35 кВ.....	48

6.11	Выбор трансформаторов напряжения 35 кВ.....	48
6.12	Выбор комплектного распределительного устройства 10 кВ.....	49
6.13	Выбор и проверка выключателей 10 кВ.....	51
6.14	Выбор и проверка трансформаторов тока, напряжения 10 кВ.....	53
7	Система оперативного тока на подстанции.....	55
8	Собственные нужды подстанции.....	56
9	Заземление подстанции.....	58
10	Молниезащита подстанции.....	59
	Заключение.....	60
	Список используемой литературы.....	62

## Введение

Обеспечение, в долгосрочной перспективе, надежного и качественного снабжения электрической энергией – основная задача электроэнергетической отрасли в Российской Федерации (далее по тексту РФ).

Электроэнергетическая система включает в себя объединенные энергетические системы (далее по тексту ОЭС), их количество – 7. ОЭС РФ представлены следующими ОЭС: «Центра», «Урала», «Средней Волги», «Сибири», «Северо-Запада», «Юга», «Востока» [16].

Все системы связаны между собой высоковольтными линиями электропередачи класса напряжений 220-500 кВ и выше, вся система работает в синхронном режиме с поддержанием и регулированием требуемых параметров работы [16].

Распределение электроэнергии между потребителями происходит за счет работы подстанций, которые предназначены для приема, преобразования (понижения класса напряжения) и последующие распространении электрической энергии.

В частности, подстанция «Протва» 110/35/10 кВ, находящаяся в Калужской области, относится к ОЭС «Центра» [13].

Масштабность Российской электроэнергетики и постоянный рост потребления обязывает к постоянной модернизации оборудования поддержания и развития энергосетей на высоком уровне. Так, за период с 2015 г. по 2021 г., согласно данным Министерства Энергетики РФ [21], увеличение потребления электрической энергии, в целом по ЕЭС, достигло значения +5,33%, что составляет 5418,1 млн. кВт·час (с 101 681,9 млн. кВт·час до 107 100 млн. кВт·час).

Согласно данным Министерства Энергетики РФ, прирост потребления электроэнергии в Калужской области за период 2018-2021 г. составил 9,3 млрд. кВт·ч, увеличение суммарной вырабатываемой энергии выросло на 1475 МВт.

Привлекаемые инвестиции на развитие энергетического сектора Калужской области на период 2018-2021 год составят более 10 миллиардов рублей [4], за счет дополнительных инвестиций удастся обновить основное и вспомогательное силовое оборудование, которое за долгие годы эксплуатации подвиглось сильному физическому и моральному износу. Что существенно снижает целесообразность и практичность его применения.

Основу потребления электроэнергии по Калужской области составляют: деревоперерабатывающая, строительная, химическая, машиностроительная и металлургическая промышленность [4].

Согласно представленной программе развития, износ основного и вспомогательного сетевого оборудования Калужской области составляет более 63% [23]. Сетевое хозяйство, или основное электрооборудование, подстанции «Протва» 110/35/10 кВ введено в эксплуатацию в 1981 г.

В условиях роста промышленного сектора Калужской, а также с учетом прогнозного роста потребления электроэнергии, подстанция «Протва» 110/35/10 кВ не будет удовлетворять необходимым требованиям надежности, бесперебойности и качества электроснабжения. Кроме того, подстанция «Протва» 110/35/10 кВ включена в список подстанций, загрузка которых, в обозримом будущем (5 лет), превысит допустимый уровень при отключении наиболее мощного параллельно включенного трансформатора [23]. В качестве основной рекомендации в Программе развития электроэнергетики Калужской области [4] сказано следующее: «Увеличение трансформаторной мощности и реконструкция в целях увеличения нагрузки на объект в рамках реализации заключенных договоров на технологическое присоединение и перспективных договоров».

Основной целью и главной задачей бакалаврской работы, основываясь на всем вышесказанном, является обеспечение надежного и качественного снабжения электрической энергией потребителей при помощи проведения реконструкции подстанции с увеличением трансформаторной мощности.

Достижение поставленной цели можно реализовать, решив следующие основные задачи:

- Произвести технический расчет требуемой мощности вновь монтируемого трансформатора, определить его тип и основные характеристики.

- Выполнить оценку текущего режима работы электрической схемы с выполнением технических расчетов с целью обосновать проведение работ, направленных на модернизацию текущей схемы.

- Выполнить расчет и оценку текущей работы основного и вспомогательного оборудования с последующим выбором нового силового электрооборудования.

- Определить действующие на оборудования токи короткого замыкания, для проверки критериев их надежности.

# 1 Характеристики объекта реконструкции

## 1.1 Описание объекта реконструкции

Месторасположение подстанции «Протва» 110/35/10 кВ – Калужская область, Жуковский район, г. Жуков, ул. Утренняя. Координаты - 55°1'42" северной широты, 36°43'57" восточной долготы (Рисунок 1).

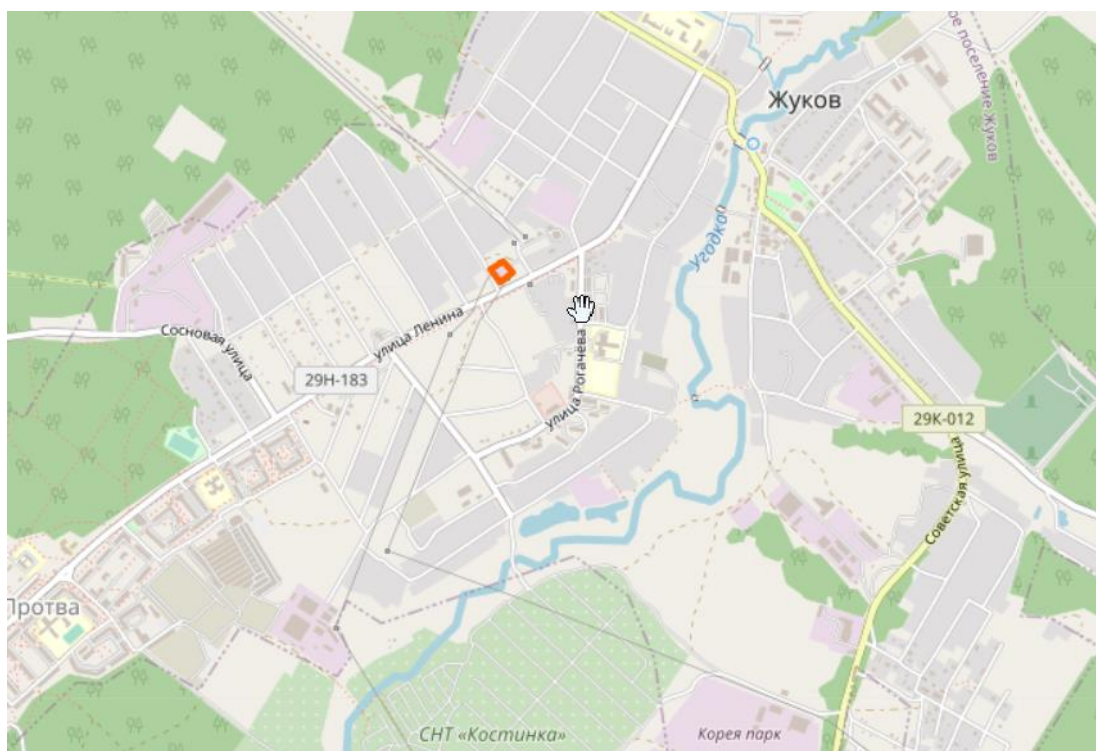


Рисунок 1 – Расположение подстанции

В таблице 1 представлены основные характеристики объекта.

Таблица 1 - Основные характеристики объекта

Наименование	Значение
Ввод в эксплуатацию	1981 г.
Площадь земельного участка, отведенного под подстанцию	2720 м <sup>2</sup>



## Продолжение таблицы 1

Наименование	Значение
Ремонтно-эксплуатационная организация	ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - филиала «Калугаэнерго»
Основные потребители электроэнергии	административные, жилые и промышленные предприятия
Наиболее крупными промышленными потребителями	- ОАО «Жуковомолоко»; - Жуковский Завод Металлоконструкций; - ГПКО «Жуковский лесхоз»; - ОАО «Калужский завод радиотехнической аппаратуры»
Категорий надежности электроснабжения потребителей согласно ПУЭ [17]	II
Суммарная установленная мощность силовых трансформаторов	40 МВА

### 1.2 Технические параметры подстанции

Присоединение к энергосистеме подстанции «Протва» 110/35/10 кВ производится:

- двумя отпайками от двухцепной воздушной линии (ВЛ) напряжением 110 кВ «Мирная-Белоусово»;
- одноцепной ВЛ 35 кВ «Протва-Тарутино»;
- двухцепной ВЛ 35 кВ «Протва-Колонтай»;
- двухцепной ВЛ 35 кВ «Протва-Высоковичи».

Конструктивное исполнение распределительных устройств (РУ):

- Со стороны напряжения 35 и 110 кВ установлены открытое распределительное устройство (ОРУ):

Текущая схема ОРУ 35 кВ - № 35-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин», схема.

Текущая схема ОРУ 110 кВ - № 110-4Н «Два блока с ОД/КЗ и неавтоматической перемычкой со стороны линии».

Со стороны напряжения 10 кВ установлены закрытые распределительное устройство (ЗРУ):

Текущая схема ЗРУ 10 кВ - № 10-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин».

Вывод по разделу «характеристики объекта реконструкции» месторасположение подстанции «Протва» 110/35/10 кВ – Калужская область, Жуковский район, г. Жуков, ввод в эксплуатацию 1981 г. Ремонтно-эксплуатационная организация ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - филиала «Калугаэнерго». Наиболее крупными промышленными потребителями являются промышленные предприятия

Категорий надежности электроснабжения потребителей (ПУЭ) II. Суммарная установленная мощность силовых трансформаторов 40 МВА.

Присоединение к энергосистеме подстанции «Протва» 110/35/10 кВ производится двумя отпайками от двухцепной воздушной линии (ВЛ) напряжением 110 кВ «Мирная-Белоусово», одноцепной ВЛ 35 кВ «Протва-Тарутино», двухцепной ВЛ 35 кВ «Протва-Колонтай», двухцепной ВЛ 35 кВ «Протва-Высоковичи».

## 2 Электрические нагрузки подстанции

Тип присоединения подстанции «Протва» 110/35/10 кВ к энергетической системе - ответвительный с глухой отпайкой [4], присоединена к линии «Мирная-Белоусово» 110 кВ. Со стороны 35 кВ имеет связь с тремя подстанциями 35 кВ: «Коллонтай», «Высокиничи», «Тарутино».

Суммарная установленная мощность силовых трансформаторов – 50 МВА.

На рисунке 2 представлена интерактивная карта загрузки подстанций Калужской области с условными обозначениями [6].

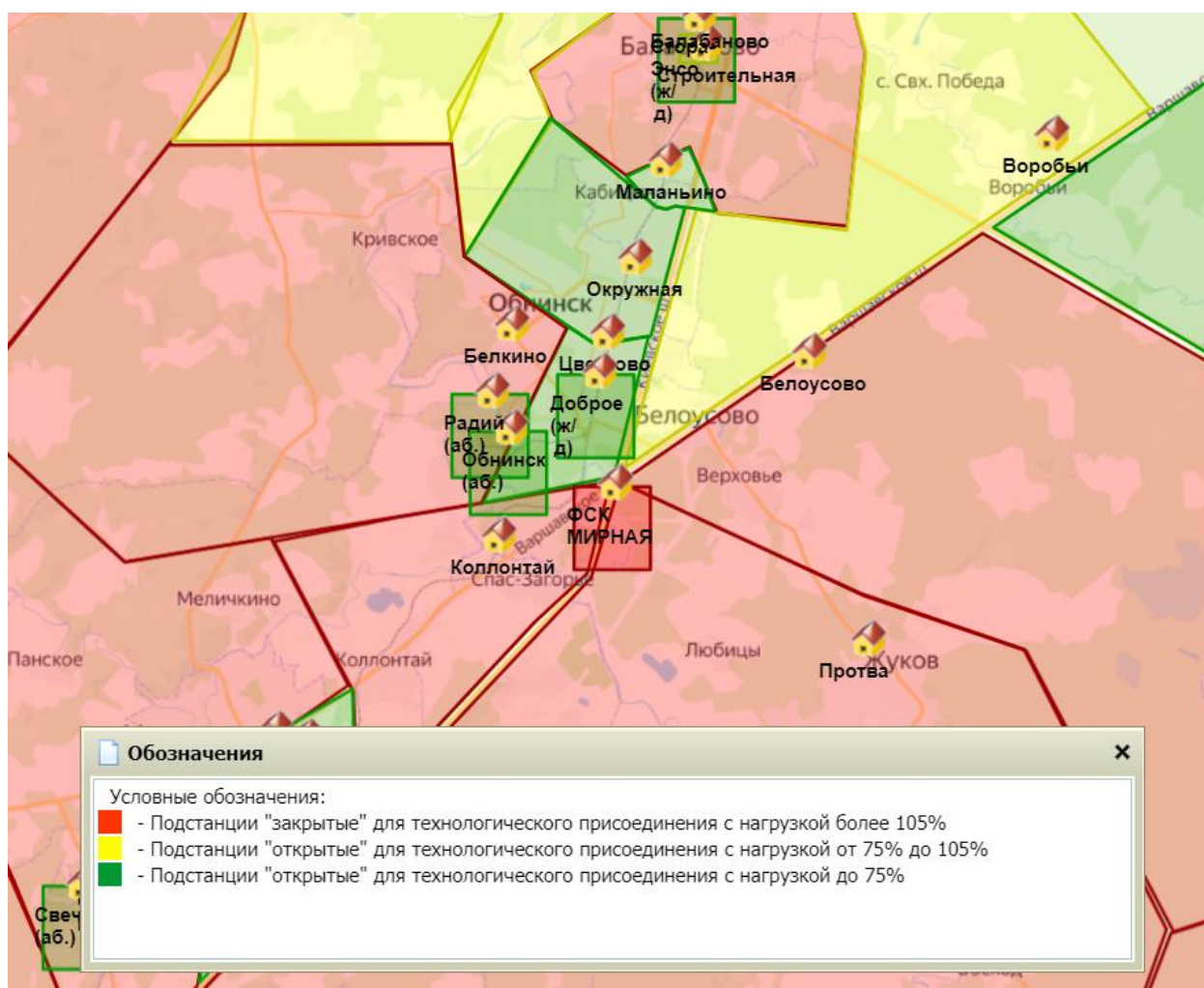


Рисунок 2 – Карта загрузки подстанций Калужской области

Согласно данным ПАО «МРСК Центра и Приволжья», представленным в разделе «Интерактивные карты загрузки центров питания», для Калужской области (филиал «Калугаэнерго»), максимальная нагрузка по замерам режимного дня составляет ( $S_{max} = 37,56$  МВА) [7].

Согласно карте загрузки подстанций Калужской области (Рисунок 2), подстанция «Протва» относится к подстанциям, закрытым для технологического присоединения с загрузкой более 105%. Информация из карты загрузок подтверждается данными из СиПР Калужской области, в котором говорится о недостатке трансформаторной мощности для осуществления технологического присоединения [23].

Данные по расходу электрической энергии потребителями за 2019-2020 г. были предоставлены филиалом ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Калугаэнерго», среднее годовое значение за данный период составило  $\approx 213345$  МВт·ч. ( $W_{ПС} = 213345$  МВт·ч).

Используя исходные данные рассчитаем:

- максимальную продолжительность годовой нагрузки  $T_M$ ;
- коэффициент заполнения  $K_{зап}$ .

Для расчета воспользуемся следующими формулами [22]:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{S_{max}}, \quad (1)$$

$$T_M = \frac{213345}{37,56} = 5680,1 \text{ ч,}$$

$$K_{зап} = \frac{T_M}{8760}, \quad (2)$$

$$K_{зап} = \frac{5680,1}{8760} = 0,648.$$

Вывод по разделу «Электрические нагрузки подстанции» максимальная нагрузка подстанции по замерам режимного дня составляет 37,56 МВА, максимальную продолжительность годовой нагрузки 5680,1 ч. коэффициент заполнения  $K_{зап} 0,648$ .

### **3 Главная электрическая схема подстанции**

В настоящее время подключение подстанции «Протва» 110/35/10 кВ осуществляется отпайкой от двухцепной ВЛ-110 кВ Мирная-Белоусово. Прием ВЛ-110 кВ осуществляется посредством 2-х блоков безпортального приема 110 кВ.

Существующее ОРУ-110 кВ реконструкции не подвергается, за исключением замены отделителей и короткозамыкателей на высоковольтные выключатели. Также будет производиться замена основного оборудования ОРУ-110 кВ, но замена будет на аналогично новое, технически совершенное.

Техническое исполнение существующего ОРУ 110 кВ выполнено в виде блочного распределительного устройства. Существующее оборудование ОРУ-110 кВ установлено на металлических опорах на ж/б лежнях. ОРУ-110 кВ выполнено по типовой схеме № 110-4Н «Два блока с ОД/КЗ и неавтоматической переключкой со стороны линии» [24].

Согласно технологическому проектированию подстанций «применение отделителей и короткозамыкателей не допускается». Поэтому для осуществления работы подстанции необходима установка высоковольтных выключателей 110 кВ.

ОРУ-110 кВ в реконструкции не нуждается, за исключением замены отделителей и короткозамыкателей на высоковольтные выключатели. Дополнительно будет производиться замена основного оборудования ОРУ-110 кВ, на аналогичное, технически совершенное.

Согласно п.3 «Норм технологического проектирования подстанций» применение отделителей и короткозамыкателей не допускается, требуется установка высоковольтных выключателей 110 кВ [24].

На текущий момент схема ОРУ-110 кВ № 110-4Н в замене на новую не нуждается, так как полностью обеспечивает требуемую надежность в электроснабжении подключенных потребителей.

Схема ОРУ-110 кВ № 110-4Н обеспечивает требуемую безопасность и надежность проведения ремонтно-эксплуатационных работ, схема в достаточной степени наглядна и проста [24].

ОРУ-35 кВ выполнено двухсекционным, в виде комплектного блочного ОРУ-35 кВ по схеме № 35-9 «Одна рабочая секционированная, с выключателем система шин» на базе отдельно стоящих блоков с оборудованием.

В связи с отсутствием возможности увеличения площади застройки для увеличения числа ячеек 35 кВ, расширения существующего ОРУ-35 кВ в перспективе отсутствует. ОРУ-35 кВ реконструкции не подвергается.

Распределительное устройство 10 кВ выполнено двухсекционным, по типу комплектного распределительного устройства на базе ячеек по схеме № 10 (6) - 1 «Одна, секционированная выключателями, система шин». На текущем этапе реконструкция распределительного устройства 10 кВ не требуется, будет выполнена замена оборудования на аналогичное, технически совершенное.

Вывод по разделу «Главная электрическая схема подстанции» Существующие схемы ОРУ-110,35 и ЗРУ-10 реконструкции не подвергаются так как полностью обеспечивает требуемую безопасность и надежность проведения ремонтно-эксплуатационных работ. В рамках реконструкции будет проведена замена высоковольтных выключателей, разъединителей, ограничителей напряжения со стороны 110/35/10 кВ. Будут установлены новые трансформаторы тока и напряжения со стороны 35/10 кВ.

## **4 Выбор силовых трансформаторов подстанции**

### **4.1 Выбор силовых трансформаторов, подлежащих установке на подстанции**

На подстанции «Протва» 110/35/10 кВ установлены трансформаторы типа ТДТН-25000/110. Согласно ГОСТ Р 52719-2007 [3], условное обозначение данного трансформатора обозначает следующее:

- Т (первая) – значит, что силовой трансформатор трехфазный;
- Д - охлаждения силового трансформатора обеспечивается принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла;
- Т (вторая) – силовой трансформатор трехобмоточный (3 уровня напряжений 110/35/10 кВ);
- Н –наличие в силовом трансформаторе устройства регулирования напряжения под нагрузкой, для изменения коэффициента трансформации силового трансформатора, не выводя его из работы.

Текущая схема электроэнергетической системы, в полном объеме обеспечивает всех действующих потребителей электроэнергией всех напряжений. Согласно схеме и программе развития электроэнергетики Калужской области [23] не планируется мероприятий, направленных на изменение топологии сетей напряжением 110 кВ и 35 кВ.

Из обозначенных проблем, наиболее важная проблема - это дефицит трансформаторной мощности, о чем будет сказано в последующих подпунктах.

Основываясь на вышесказанном, можно сделать вывод о том, что тип силового трансформатора не меняется и остается прежним - ТДТН.

## **4.2 Расчет количества и мощности силовых трансформаторов, подлежащих установке на подстанции**

Принимая во внимание, что для питания потребителей I и II категории надежности электроснабжения, необходимо обеспечить резерв в случае переключения или выхода из строя одного из трансформаторов. Для надежной и без перебойной работы необходимо как минимум два трансформатора, которые будут взаимозаменяемы, в случае возникновения внештатных ситуаций. В силу всего вышесказанного, принимаем к установке 2 трансформатора (количество ранее смонтированных трансформаторов на подстанции не меняется).

Силовые трансформаторы подстанции «Протва» 110/35/10 кВ, ТДТН-25000, введены в эксплуатацию в 1981 г. В 2018-19 г была произведена реконструкция, в результате которой один из трансформаторов заменили на ТДТН-40000. Однако, несмотря на это, на текущий момент, согласно данным в [4], наблюдается дефицит трансформаторной мощности, при отключении одного из трансформаторов снижается надежность электроснабжения. Поэтому в [16] рекомендовано, для повышения надежности и обеспечения возможности увеличения нагрузки для реализации существующих договоров на технологическое присоединение, а также для планируемых к заключению договоров на технологическое присоединение, увеличить трансформаторную мощность.

В [23, таблица 31] подстанция «Протва» 110/35/10 кВ рекомендована для реконструкции с заменой трансформаторов на более мощные, с 2х25 МВА на 2х40 МВА.

В настоящей бакалаврской работе необходимо, опираясь на основные данные о загрузке подстанции «Протва», представленные в [23, 4], рассчитать требуемую мощность трансформаторов, тем самым подтвердив, либо опровергнув расчеты в [23].



Исходные данные для расчета будут взяты на основе перспектив роста нагрузки на подстанцию из доклада [23] на период 2021-2025 гг.

Согласно данным, представленным в [23], перспективная загрузка трансформаторов к 2025 гг. составит 45,74 МВА ( $S_{\max \text{ пс}}$ ).

Согласно методическим указаниям [22], расчет допустимой номинальной мощности каждого из трансформаторов  $S_{\text{ном.Т}}$ , при отсутствии резервирования по стороне низкого напряжения выполняется по следующей формуле:

$$S_{\text{ном.Т}} \geq \frac{S_{\max \text{ пс}} \cdot k_{1-2}}{k_{\text{пер}}(n-1)}, \quad (3)$$

где  $k_{1-2} = 0,85$  - коэффициент, выражающий в процентом соотношении, объем существующих потребителей электроэнергии I и II категории;

$k_{\text{пер}} = 1,4$  - коэффициент, являющийся отражением перегрузки, которая может возникнуть в трансформаторе в случае аварии (другой трансформатор отключился);

$n$  - количество трансформаторов, которые на данный момент, работают на подстанции одновременно (параллельно).

$$S_{\text{ном.Т}} \geq \frac{45,74 \cdot 0,85}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 27,7707 \text{ МВА}$$

#### **4.3 Технико-экономический расчет номинальной мощности трансформаторов, необходимых для установки**

Согласно методических указаний [22], необходимо к результату, полученному по формуле (3), подобрать два ближайших больших по мощности трансформатора (ближайшие значения по шкале напряжений).

В данном случае, ближайшее первое значение к 27,7707 МВА будет 40 МВА, а ближайшее второе – 63 МВА (40 МВА и 60 МВА -  $S_{ном.Т}$ ).

Для расчетов принимаются два трансформатора типа ТДТН (согласно пункта 4.1 настоящей бакалаврской работы), ТДТН-40000 и ТДТН-63000.

Расчет производится согласно методическим указаниям в [22].

Технические характеристики и параметры трансформаторов взяты с сайта ООО «МТК» [12] и представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Технические характеристики и параметры трансформатора

Наименование трансформаторов	Мощность, кВт	Напряжения обмоток, кВ			Потери ХХ и КЗ, кВт		Напряжение КЗ $U_k$ , %			$I_{х.х.}$ , %
		ВН	СН	НН	$P_{х.х.}$	$P_{к.з.}$	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
40000/110	40000	115	38,5	11	35	200	10,5	17,5	6,5	0,31
63000/110	63000	115	38,5	11	45	270	10,5	18	7	0,29

#### 4.4 Расчёт трансформатора ТДТН-40000/110

Определим приведенные потери трансформатора по формуле:

$$P'_T = P'_{XX} + (K_{ЗВ}^2 + P'_{КВ}), \quad (4)$$

где  $P'_T$  - приведенные потери трансформатора, кВт.

$P'_{XX}$  - приведенные потери активной мощности в режиме холостого хода, кВт.

Необходимо рассчитать в режиме холостого хода приведенные потери активной мощности по формуле:

$$P'_{XX} = P_{xx} + (K_U + Q_{xx}), \quad (5)$$

где  $K_U$  -коэффициент изменения потерь трансформатора в зависимости от удаленности потребителей от него, для расчета принимается значение равное 0,05 кВт/квар;

$Q_{xx}$  – базовые потери мощности трансформатора в режиме ХХ, квар.

Потери реактивной мощности в трансформаторе в режиме ХХ согласно методике расчета [8] определяются по формуле:

$$Q_{x.x} = \frac{I_{x.x.}}{100} \cdot S_{ном.Т}, \quad (6)$$

где  $I_{x.x.}$  -ток холостого хода данного трансформатора, %.

$$Q_{x.x} = \frac{0,31}{100} \cdot 40000 = 124 \text{ квар.}$$

Подставив значение  $Q_{x.x}$  в формулу 5 получим:

$$P'_{x.x} = 35 + 0,05 \cdot 124 = 41,2 \text{ кВт.}$$

Коэффициенты загрузки обмоток трансформатора определяются по формулам:

$$K_{зв} = \frac{S_B}{S_{ном.т}}, \quad (7)$$

$$K_{зс} = \frac{S_C}{S_{ном.т}}, \quad (8)$$

$$K_{зн} = \frac{S_H}{S_{ном.т}}, \quad (9)$$

где  $S_B, S_C, S_H$ , - нагрузки на обмотки высшего, среднего и низшего напряжения трансформатора (данные были предоставлены).

$$K_{зв} = \frac{45740}{40000} = 1,1368,$$

$$K_{3c} = \frac{18450}{40000} = 0,46125,$$

$$K_{3H} = \frac{26440}{40000} = 0,661.$$

Потери активной мощности КЗ соответствующих обмоток трансформатора при 100% их загрузки, можно определить из выражения:

$$P_{K3.6} = P_{K3.C} = P_{K3.H} = 0,5 \cdot P_{K3.}, \quad (10)$$

где  $P_{K3.}$  -потери активной мощности при коротком замыкании (принимается из таблицы 2), кВт.

$$P_{K3.B} = P_{K3.C} = P_{K3.H} = 0,5 \cdot 200 = 100\text{кВт.}$$

Потери реактивной мощности соответствующих обмоток трехфазного трансформатора в режиме КЗ, определяются по формулам:

$$Q_{K.B} = \frac{U_{K.B}}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} \quad (11)$$

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

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

где  $U_{K.B}, U_{K.C}, U_{K.H}$  напряжения КЗ на обмотках трансформанта.

$U_{K.B}, U_{K.C}, U_{K.H}$  определяются согласно методике [24] по формулам:

$$U_{K.B} = 0,5 \cdot (U_{K.BH-CH} + U_{K.CH-НН} - U_{K.BH-НН}), \quad (14)$$

$$U_{K.B} = 0,5 \cdot (U_{K.CH-НН} + U_{K.BH-НН} - U_{K.BH-CH}), \quad (15)$$

$$U_{K.B} = 0,5 \cdot (U_{K.BH-CH} + U_{K.BH-НН} - U_{K.CH-НН}), \quad (16)$$

Подставив в формулы, получим:

$$U_{к.в} = 0,5 \cdot (17,5 + 10,5 - 6,5) = 10,80\%,$$

$$U_{к.с} = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = 0,25\%,$$

$$U_{к.н} = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,80\%.$$

Подставим полученные значения  $U_{к.в}$ ,  $U_{к.с}$ ,  $U_{к.н}$  в формулы (11-13), получим:

$$Q_{кв} = \frac{10,80}{100} \cdot 40000 = 4300 \text{квар},$$

$$Q_{кс} = \frac{0,25}{100} \cdot 40000 = 100 \text{квар},$$

$$Q_{кн} = \frac{6,80}{100} \cdot 40000 = 2700 \text{квар}.$$

Приведенные потери активной мощности КЗ соответствующих обмоток трансформатора составят:

$$P'_{кв} = 100 + (0,05 \cdot 4300) = 315 \text{кВт},$$

$$P'_{кс} = 100 + (0,05 \cdot 100) = 105 \text{кВт},$$

$$P'_{кн} = 100 + (0,05 \cdot 2700) = 235 \text{кВт}.$$

Выполнив расчет потерь мощности силового трансформатора согласно методическим указаниям [8], требуется рассчитать:

– общие потери XX  $\sum \Delta W_{x.x}$  ;

– общие потери КЗ  $\sum \Delta W_{к.з}$  .

Расчет выполняется по соответствующим ступеням годового графика нагрузки, распределенного по соответствующим обмоткам силового трансформатора (данные представлены персоналом подстанции).

Данные для расчета первой ступени:

$$S_{B1} = 45740 \text{ МВА}, S_{H1} = 18450 \text{ МВА}, S_{C1} = 26440 \text{ МВА}, n = 2, T_i = 720 \text{ ч},$$

Приведенные потери на обмотках трансформатора в режиме холостого хода определяются по формуле:

$$\Delta W_x = n \cdot p'_x \cdot T, \quad (17)$$

$$\Delta W_x = 2 \cdot 41,2 \cdot 720 = 59328 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$K_{з.в.i} = K_{з.в}^2 = 1,31,$$

$$K_{з.с.i} = K_{з.с}^2 = 0,21,$$

$$K_{з.н.i} = K_{з.н}^2 = 0,44.$$

где  $n$  – количество трансформаторов, функционирующих одновременно, шт;

$T_i$  – продолжительность работы под нагрузкой для каждой ступени годового графика, час.

Потери электроэнергии для соответствующих обмоток определяются по формулам:

$$\Delta W_{к.в} = \frac{1}{n} \cdot P'_{к.в1} \cdot k_{з.в.i}^2 \cdot T, \quad (18)$$

$$\Delta W_{к.с} = \frac{1}{n} \cdot P'_{к.сi} \cdot k_{з.с.i}^2 \cdot T, \quad (19)$$

$$\Delta W_{к.у} = \frac{1}{n} \cdot P'_{к.нi} \cdot k_{з.н.i}^2 \cdot T, \quad (20)$$

Подставив значения в формулы, получим:

$$\Delta W_{к.в} = \frac{1}{2} \cdot 315 \cdot 1,31 \cdot 720 = 148281 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$\Delta W_{к.с} = \frac{1}{2} \cdot 105 \cdot 0,21 \cdot 720 = 8042 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$\Delta W_{к.у} = \frac{1}{2} \cdot 235 \cdot 0,44 \cdot 720 = 36964 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Последующие ступени просчитываются аналогичным образом.

Потери электроэнергии  $\Delta W_{п.с}$  можно определить из обобщенного выражения:

$$\Delta W_{п.с} = \sum \Delta W_{x.xi} + \sum \Delta W_{к.зи}, \quad (21)$$

где  $\sum \Delta W_{x.xi}$  - общие потери холостого хода, кВт · ч;

$\sum \Delta W_{к.зи}$  - общие потери короткого замыкания для соответствующей обмотки, кВт · ч.

Раскрыв формулу (21) получаем следующее выражение:

$$\begin{aligned} \Delta W_{п.с} &= \sum \Delta W_{x.xi} + \sum \Delta W_{к.зВи} + \sum \Delta W_{к.зCi} + \sum \Delta W_{к.зHi} = \\ &= \sum n_i \cdot P'_{x.x} \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left( \frac{1}{n} \cdot P'_{к.в} \cdot K_{з.в.i}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.с} \cdot K_{з.с.i}^2 \cdot T_i + \right. \\ &\quad \left. + \frac{1}{n_T} \cdot P'_{к.н} \cdot K_{з.н.i}^2 \cdot T_i \right) \end{aligned} \quad (22)$$

Данные расчета для удобства и наглядности будут представлены в табличной форме. Потери электроэнергии  $\Delta W_{п.с}$  представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Расчёт потерь электроэнергии ТДТН-40000

i	$S_{вi}$	$S_{сi}$	$S_{нi}$	$n_i$	$T_i$	$\Delta W_{xx}$	$K_{зВи}$	$K_{зCi}$	$K_{зHi}$	$\Delta W_{к.зВи}$	$\Delta W_{к.зCi}$	$\Delta W_{к.зHi}$
1	45740	18450	26440	2	720	59328	1,31	0,21	0,44	148281	8042	36964
2	42996	17343	24854	2	820	67568	1,16	0,19	0,39	149218	8093	37197
3	40846	16476	23611	2	650	53560	1,04	0,17	0,35	106750	5790	26611
4	38804	15652	22430	2	760	62624	0,94	0,15	0,31	112646	6109	28080
5	34923	14087	20187	2	460	37904	0,76	0,12	0,25	55226	2995	13767
6	31431	12678	18169	2	740	60976	0,62	0,10	0,21	71962	3903	17939
7	28288	11410	16352	2	650	53560	0,50	0,08	0,17	51200	2777	12763
8	25459	10269	14717	2	980	80752	0,41	0,07	0,14	62527	3391	15587
9	22149	8934	12803	2	580	47792	0,31	0,05	0,10	28010	1519	6982
10	19270	7773	11139	2	960	79104	0,23	0,04	0,08	35091	1903	8747
11	16765	6762	9691	2	690	56856	0,18	0,03	0,06	19090	1035	4759

Продолжение таблицы 3

i	S <sub>вi</sub>	S <sub>сi</sub>	S <sub>нi</sub>	n <sub>i</sub>	T <sub>i</sub>	ΔW <sub>xx</sub>	K <sub>звi</sub>	K <sub>зсi</sub>	K <sub>знi</sub>	ΔW <sub>к.звi</sub>	ΔW <sub>к.зсi</sub>	ΔW <sub>к.знi</sub>
12	14585	5883	8431	2	750	61800	0,13	0,02	0,04	15706	852	3915
Суммарное число потерь					8760	721824	-	-	-	855708	46409	213311
1837253												

Определим стоимость расходов на трансформатор за один год эксплуатации, методикой расчета приведенных затрат представлена в методике [22].

Оценить стоимость потерь электроэнергии в трансформаторе за текущий год эксплуатации можно по формуле:

$$I_3 = \Delta W_{\text{пс}} \cdot C_3, \quad (23)$$

где C<sub>3</sub>- стоимость электроэнергии согласно утвержденным тарифам для данной области [26], руб./кВт·ч, рассчитывается по формуле:

$$C_3 = \frac{A}{T_m} + B, \quad (24)$$

где A - базовая ставка стоимость электроэнергии двухставочного тарифа за 1 кВт;

B - дополнительная ставка стоимость электроэнергии двухставочного тарифа за 1 кВт.

Основная и дополнительная цена определяются согласно приказу «Министерства конкурентной политики Калужской области от 07 декабря» 2020 г. № 537-РК [26]. Согласно [27] α = 4,22 руб./кВт·ч, β = 2,93 руб./кВт·ч.

Рассчитаем стоимость годовых потерь электроэнергии по формуле (24):

$$I_3 = 1837253 \cdot \left( \frac{4,22}{5680,1} + 2,93 \right) = 5384515 \text{ руб.}$$



Общие (приведенные) затраты на трансформатор за последний год эксплуатации определяются из следующей формулы:

$$Z_{пр} = E_n \cdot (K_б + И) = E_n \cdot (K_б + И_о) + И_э, \quad (25)$$

где  $E_n$  – коэффициент дисконтирования от базовой стоимости оборудования для расчета принимается 0,15;

$K_б$  - базовая (закупочная) стоимость одной единицы оборудования, (24000000 руб.);

$И_э$  - стоимость всех суммарных потерь электроэнергии за последний год эксплуатации;

$И_о$  – отчисление за силовой трансформатор за год эксплуатации определяется по формуле:

$$И_о = p_{сум} K, \quad (26)$$

где  $p_{сум}$  -коэффициент для электрооборудования 35-150 кВ – 0,094.

Получим:

$$И_о = 0,094 \cdot 24000000 = 2256000 \text{ руб.}$$

Для трансформатора ТРДН-40000 приведенные затраты составят:

$$Z_{пр} = (0,15 \cdot 24000000) + 2256000 + 5384515 = 11240515 \text{ руб.}$$

#### **4.5 Расчёт трансформатора ТДТН-63000/110**

Расчет номинальной мощности трансформатора ТДТН-63000 производится аналогично расчету трансформатора ТДТН-63000.

В таблице 4 представлены технические характеристики трансформатора.

Таблица 4 – Технические характеристики трансформатора

Наименование трансформаторов	Мощность, кВт	Напряжения обмоток, кВ			Потери XX и КЗ, кВт		Напряжение КЗ $U_k$ , %			$I_{x.x.}$ , %
		ВН	СН	НН	$P_{x.x.}$	$P_{к.з.}$	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
63000/110	63000	115	38,5	11	45	270	10,5	18	7	0,29

Выполним расчет потери реактивной мощности для трансформатора в режиме XX по формуле (6):

$$Q_{xx} = \frac{0,29}{100} \cdot 63000 = 182,7 \text{ квар.}$$

Приведенные потери активной мощности в режиме холостого хода по формуле (5):

$$P_{xx} = 45 + (0,05 \cdot 182,7) = 54,1 \text{ квар.}$$

Коэффициенты загрузки соответствующих обмоток трансформатора определяются по формулам (7-9):

$$K_{з.в.} = \frac{45740}{63000} = 0,7260,$$

$$K_{з.с.} = \frac{18450}{63000} = 0,2929,$$

$$K_{з.н.} = \frac{26440}{63000} = 0,4197.$$

Потери активной мощности КЗ соответствующих обмоток трансформатора при 100% их загрузки, можно определить из выражения (4).  
Получаем:

$$P_{\text{кзв}} = 0,5 \cdot 270 = 135 \text{ кВт.}$$

Напряжения КЗ обмоток трехфазного трехобмоточного трансформатора, определяются по формулам (14-16):

$$U_{\text{кв}} = 0,5 \cdot (18,0 + 10,5 - 7,0) = 10,80\%,$$

$$U_{\text{кс}} = 0,5 \cdot (10,5 + 7,0 - 18,0) = 0,25\%,$$

$$U_{\text{кн}} = 0,5 \cdot (18,0 + 7,0 - 10,5) = 7,30\%.$$

Потери реактивной мощности обмоток трансформатора в режиме КЗ., определяются по формулам (11-13):

$$Q_{\text{кв}} = \frac{10,80}{100} \cdot 63000 = 6773 \text{ квар,}$$

$$Q_{\text{кс}} = \frac{0,25}{100} \cdot 63000 = 158 \text{ квар,}$$

$$Q_{\text{кн}} = \frac{7,30}{100} \cdot 63000 = 4568 \text{ квар.}$$

Приведенные потери активной мощности короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора:

$$P'_{\text{кв}} = 135 + (0,05 \cdot 6773) = 474 \text{ кВт,}$$

$$P'_{\text{кс}} = 135 + (0,05 \cdot 158) = 143 \text{ кВт,}$$

$$P'_{\text{кн}} = 135 + (0,05 \cdot 4568) = 363 \text{ кВт.}$$

Исходные данные для первой ступени:

$$S_{B1} = 45740 \text{ МВА}, S_{H1} = 18450 \text{ МВА}, S_{C1} = 26440 \text{ МВА}, n = 2, T_i = 720 \text{ ч.}$$

Приведенные потери энергии в режиме холостого хода определяются по формуле (17):

$$\Delta W_x = 2 \cdot 54,1 \cdot 720 = 77904 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$K_{з.в.i} = K_{з.в}^2 = 0,53,$$

$$K_{з.с.i} = K_{з.с}^2 = 0,09,$$

$$K_{з.н.i} = K_{з.н}^2 = 0,18.$$

Потери электроэнергии для соответствующих обмоток определяются по формулам (18) - (21):

$$\Delta W_{к.в} = \frac{1}{2} \cdot 474 \cdot 0,53 \cdot 720 = 89948 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$\Delta W_{к.с} = \frac{1}{2} \cdot 143 \cdot 0,09 \cdot 720 = 4415 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$\Delta W_{к.у} = \frac{1}{2} \cdot 363 \cdot 0,18 \cdot 720 = 23017 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Последующие ступени просчитываются аналогичным образом.

Данные проведенных расчетов представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Расчёт потерь электроэнергии ТДТН-63000

i	S <sub>вi</sub>	S <sub>сi</sub>	S <sub>нi</sub>	n <sub>i</sub>	T <sub>i</sub>	ΔW <sub>xx</sub>	K <sub>звi</sub>	K <sub>зсi</sub>	K <sub>знi</sub>	ΔW <sub>кзвi</sub>	ΔW <sub>кзсi</sub>	ΔW <sub>кзнi</sub>	
1	45740	18450	26440	2	720	77904	0,53	0,09	0,18	89948	4415	23017	
2	42996	17343	24854	2	820	88724	0,47	0,08	0,16	90517	4443	23163	
3	40846	16476	23611	2	650	70330	0,42	0,07	0,14	64755	3179	16570	
4	38804	15652	22430	2	760	82232	0,38	0,06	0,13	68332	3354	17486	
5	34923	14087	20187	2	460	49772	0,31	0,05	0,10	33501	1644	8573	
6	31431	12678	18169	2	740	80068	0,25	0,04	0,08	43653	2143	11170	
7	28288	11410	16352	2	650	70330	0,20	0,03	0,07	31058	1525	7948	
8	25459	10269	14717	2	980	106036	0,16	0,03	0,05	37929	1862	9706	
9	22149	8934	12803	2	580	62756	0,12	0,02	0,04	16991	834	4348	
10	19270	7773	11139	2	960	103872	0,09	0,02	0,03	21286	1045	5447	
Суммарное число потерь						8760	721824	-	-	-	947832	25479	132828
						1625218							

Оценить стоимость потерь электроэнергии в трансформаторе за текущий год эксплуатации можно по формуле (24):

$$I_3 = 1625218 \cdot \left( \frac{4,22}{5680,1} + 2,93 \right) = 4763096 \text{ руб.}$$

Стоимость расходов на трансформатор за один год эксплуатации (отчисления) определим по формуле (25):

$$I_0 = 0.094 \cdot 32000000 = 3008000 \text{ руб.}$$

Общие (приведенные) затраты на трансформатор определяются по формуле (26):

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 32000000 + 3008000 + 4763096 = 12571096 \text{ руб.}$$

Вывод по разделу «Выбор силовых трансформаторов подстанции» Согласно методическим указаниям [22] производится выбор трансформатора с наименьшими производственным затратами  $Z_{\text{пр}}$ . В данном случае трансформатор ТДТН-40000 имеет наименьшие затраты.

Издержки и отчисления на трансформатор ТДТН-40000 меньше на 1330581 руб., по сравнению с трансформатором ТДТН-63000.

Таким образом, данные, рассчитанные и представленные АО «Системный оператор», в [23, таблица 31] для подстанции «Протва» 110/35/10 кВ подтверждаются технико-экономическим расчетами по методическим рекомендациям [25]. Данный трансформатор принимается за расчетный.

## 5 Расчет токов короткого замыкания подстанции

При выборе электрических аппаратов важную роль играет расчет токов короткого замыкания (КЗ). Согласно РД 153-34.0-20.527-98 «короткое замыкание – такое замыкание, при котором токи в ветвях электроустановки, примыкающих к месту возникновения замыкания, сильно возрастают, превышая наибольшее допустимое значение тока в продолжительном режиме» [18].

Для проверки силового оборудования будет смоделирован наиболее неблагоприятный режим работы, при котором один трансформатор выведен из эксплуатации, а вся нагрузка ложится на второй.

Расчеты уровней токов КЗ на стороне 35, 10 кВ силового трансформатора выполнены для проверки существующего оборудования 35, 10 кВ по току отключения, току термической и динамической стойкости.

Схема сети 110 кВ согласно СиПР Калужской области [23] остается без изменений.

За основу для расчетов принят существующий ток КЗ на стороне 110 кВ – 9,0 кА (предоставлен персоналом подстанции).

Для проведения расчетов токов короткого замыкания на шинах 35 кВ и шинах 10 кВ необходимо составить расчетную схему из электрической схемы подстанции. Расчетная схема представлена на рисунке 3.

Данные трансформатора ТДТН-40000/110/35/10 У1:

- номинальная мощность обмоток 40000 кВА/40000 кВА/40000 кВА,
- номинальное напряжение обмоток на основных ответвлениях 115/38,5/11 кВ,
- напряжение короткого замыкания:

$$U_{к.ВН-СН} = 17,5\%,$$

$$U_{к.СН-НН} = 10,5\%,$$

$$U_{к.ВН-НН} = 6,5\%.$$

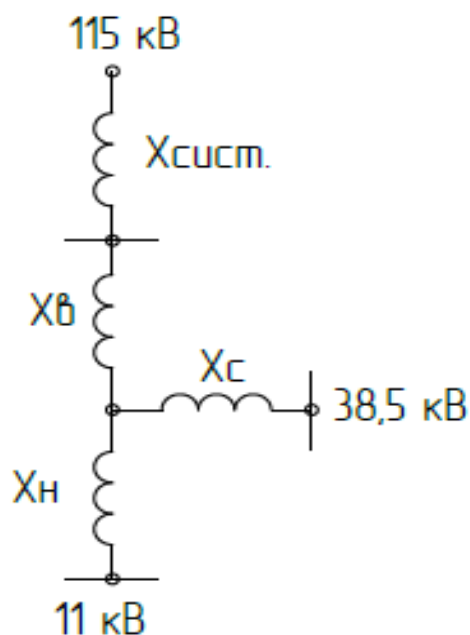


Рисунок 3 – Расчетная схема

Расчет выполняется в относительных единицах, которые приводятся к базисным параметрам:

$$S_B = 40 \text{ МВА,}$$

$$U_{B1} = 115 \text{ кВ,}$$

$$U_{B2} = 38,5 \text{ кВ,}$$

$$U_{B3} = 11 \text{ кВ.}$$

Согласно исходным данным, предоставленным персоналом подстанции, максимальный ток короткого замыкания ( $I_{K3}^{(3)}$ ) на шинах напряжением 110 кВ подстанции «Протва» 110/35/10 кВ составляет 9,0 кА.

Расчет сопротивления системы производится по формуле:

$$X_{сист} = \left( \frac{U_{сист}}{\sqrt{3} \cdot I_{K3}^{(3)}} \right) \cdot \left( \frac{S_B}{U_{B1}^2} \right), \quad (27)$$

$$X_{сум} = \left(\frac{115}{\sqrt{3} \cdot 9,0}\right) \cdot \left(\frac{40}{115^2}\right) = 0,023 \text{ Ом.}$$

Для трехобмоточного трансформатора сопротивление высшего напряжения  $X_B$ , среднего напряжения  $X_C$  и низкого напряжения  $X_H$ , согласно ГОСТ Р 52735-2007 «Короткие замыкания в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ [3] рассчитываются по формулам:

$$X_B = 0,5 \cdot \left(\frac{U_{кВН-НН} + U_{кВН-СН} - U_{кСН-НН}}{100}\right) \cdot \left(\frac{S_B}{S_{НОМ.Т}}\right) \cdot \left(\frac{U_{НОМ.Т}}{U_{Б1}}\right)^2, \quad (28)$$

$$X_B = 0,5 \cdot \left(\frac{17,5+10,5-6,5}{100}\right) \cdot \left(\frac{40}{40}\right) \cdot \left(\frac{115}{115}\right)^2 = 0,11 \text{ Ом,}$$

$$X_C = 0,5 \cdot \left(\frac{U_{кВН-СН} + U_{кСН-НН} - U_{кВН-НН}}{100}\right) \cdot \left(\frac{S_B}{S_{НОМ.Т}}\right) \cdot \left(\frac{U_{НОМ.Т}}{U_{Б1}}\right)^2, \quad (29)$$

$$X_C = 0,5 \cdot \left(\frac{10,5 + 6,5 - 17,5}{100}\right) \cdot \left(\frac{40}{40}\right) \cdot \left(\frac{115}{115}\right)^2 = -0,0025 \approx 0 \text{ Ом,}$$

$$X_H = 0,5 \cdot \left(\frac{U_{кВН-НН} + U_{кСН-НН} - U_{кВН-СН}}{100}\right) \cdot \left(\frac{S_B}{S_{НОМ.Т}}\right) \cdot \left(\frac{U_{НОМ.Т}}{U_{Б1}}\right)^2, \quad (30)$$

$$X_H = 0,5 \cdot \left(\frac{17,5 + 6,5 - 10,5}{100}\right) \cdot \left(\frac{40}{40}\right) \cdot \left(\frac{115}{115}\right)^2 = 0,07 \text{ Ом.}$$

Для силовых трансформаторов со стороны напряжения 35 кВ, ток короткого замыкания рассчитывается в базисных единицах по формуле:

$$I_{КЗб.е}^{(3)} = \frac{\varepsilon}{X_{сум} + X_B + X_C}, \quad (31)$$

$$I_{КЗб.е}^{(3)} = \frac{1}{0,024 + 0,11 + 0} = 7,5 \text{ кА.}$$

Для силовых трансформаторов со стороны напряжения 35 кВ, ток короткого замыкания рассчитывается по формуле:



$$I_{K3}^{(3)} = I_{K3б.е}^{(3)} \cdot \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{Б2}}, \quad (32)$$

$$I_{K3}^{(3)} = 7,5 \cdot \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 4,5 \text{ кА}.$$

Для силовых трансформаторов со стороны напряжения 10 кВ, ток короткого замыкания рассчитывается в базисных единицах по формуле:

$$I_{K3б.е}^{(3)} = \frac{\varepsilon}{X_{сум} + X_B + X_H}, \quad (33)$$

$$I_{K3б.е}^{(3)} = \frac{1}{0,023 + 0,11 + 0,07} = 4,93 \text{ кА}.$$

Для силовых трансформаторов со стороны напряжения 10 кВ, ток короткого замыкания рассчитывается по формуле:

$$I_{K3}^{(3)} = I_{K3б.е}^{(3)} \cdot \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{Б3}}, \quad (34)$$

$$I_{K3}^{(3)} = 7,5 \cdot \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 11} = 10,3 \text{ кА}.$$

Расчетные значения токов короткого замыкания для всех сторон напряжения представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Расчетные данные токов короткого замыкания

Показатель	Шины 110 кВ	Шины 35 кВ	Шины 10 кВ
Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания $I_{K3}^{(3)}$ , кА	9,0	4,5	10,3

Вывод по разделу «Расчет токов короткого замыкания подстанции» для дальнейшего выбора и проверки вновь устанавливаемого оборудования был произведён расчет токов короткого замыкания со стороны 110/35/10 кВ. За основу для расчетов принят существующий ток КЗ на стороне 110 кВ – 9,0 кА. Для проверки силового оборудования были смоделированы наиболее неблагоприятные режимы работы, при котором один из силовых трансформатор выведен из эксплуатации, а вся нагрузка ложится на второй.

Данные расчетов уровней токов КЗ на стороне 35/10 кВ силового трансформатора будут приняты как исходные для выбора и просчетов вновь устанавливаемого и монтируемого оборудования.

Схема сети 110 кВ согласно СиПР Калужской области [4] остается без изменений.

## **6 Выбор и проверка основного электрооборудования**

### **6.1 Критерии выбора оборудования**

Выбор оборудования производится из расчета его эффективной долговечной и надежной работы. Все вновь устанавливаемое оборудование должно соответствовать расчетным параметрам. Все номинальные параметры аппаратов будут сопоставляться с расчетными величинами, основные критерии проверки оборудования:

- наибольший пик тока включения:  $i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}$ ,
- наибольший пик тока динамической стойкости:  $i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$ ,
- начальное действующее значение периодической составляющей тока динамической стойкости:  $I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п.0}}$ ,
- термическая стойкость:  $I^2_{\text{терм}} \cdot t_{\text{терм}} \geq V_{\text{к}}$  [15]

Основными параметрами проверки для выключателей и разъединителей являются:

- номинальное напряжение:  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$ ,
- номинальный ток:  $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.сети}}$ ,
- номинальный ток отключения:  $I_{\text{отк}} \geq I_{\text{п.0}}$  [15].

### **6.2 Выбор высоковольтных выключателей 110 кВ**

В настоящий момент высоковольтные выключатели на подстанции не установлены, вместо них применяются отделители и короткозамыкатели.

Схема строительства подстанций с отделителями и короткозамыкателями применялась в 60-80 годы, в меру своей простоты и надежности, а также отсутствия высоких электрических нагрузок. Подстанции, спроектированные и построенные с применением такой схемы, успешно функционировали, обладая достаточной степенью надежности и эффективности. Головной выключатель успешно отключал ток короткого

замыкания, создаваемые короткозамыкателем и в бестоковую паузу отделители выводили из работы поврежденный трансформатор или поврежденное оборудование трансформаторного блока.

Учитывая текущую степень технического развития, подстанции оснащаются множеством микропроцессорных устройств различного назначения. Воздействие коротких замыканий и аварийных токов даже относительно не продолжительный период может привести к их полному или частичному выходу из строя. В связи с этим, вследствие физического и морального устаревания, отделители и короткозамыкатели необходимо заменить на высоковольтные выключатели (с высокой скоростью отключения) [2].

Согласно текущей схеме, подключение отделителей и короткозамыкателей выполнено в цепи 110 кВ силовых трансформаторов.

В качестве высоковольтных выключателей принимаем выключатели элегазовые колонковые ВГТ-110 кВ.

Выключатели ВГТ-110 предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах, а также работы в циклах АПВ в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 110 кВ. [2].

Данный выключатель необходимо проверить по следующим основным параметрам (Параметры выключателя для проверки взяты согласно каталогу [16].

Номинальное напряжение:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}, \quad (35)$$

$$110 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ}.$$

Номинальные напряжения сети и оборудования совпадают.

Номинальный ток:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.сети}}, \quad (36)$$

$$I_{\text{раб.сети}} = \frac{S_{\text{номин.Транс}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номин.сети}}}, \quad (37)$$

$$I_{\text{раб.сети}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 209,94 \text{ А},$$

$$2000 \text{ А} \geq 209,94 \text{ А}.$$

Номинальный ток аппарата выше номинального тока сети.

Отключающие способность:

$$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{к}}^{(3)}, \quad (38)$$

$$I_{\text{к}}^{(3)} = 9,0 \text{ кА},$$

$$40 \text{ А} \geq 9,0 \text{ А}.$$

Номинальный ток отключения аппарата выше максимального тока короткого замыкания на шинах напряжением 110 кВ.

Предельный сквозной ток КЗ:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}} \quad (39)$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{к}} \cdot k_{\text{уд}} \quad (40)$$

где  $i_{\text{уд}}$  – ударный коэффициент для энергосистемы 1,5.

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 9,0 = 18,9 \text{ кА},$$

$$102 \text{ кА} \geq 18,9 \text{ кА}.$$

Предельный сквозной ток КЗ аппарата выше расчетного значения сети.

Тепловой импульс:

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{к}}^2 \cdot t_{\text{Т}}, \quad (41)$$

$$B_{\text{к}} \leq 9,0^2 \cdot 3 = 243 \text{ кА}^2/\text{с},$$

$$3600 \text{ кА/с} \geq 243 \text{ кА/с.}$$

Токовый импульс аппарата выше размываемого значения.

Сведем все результаты расчётов в таблицу и сопоставим их с каталожными данными (Таблица 7). Параметры выключателя взяты согласно каталога [2].

Таблица 7 – Сводная таблица расчетов

Параметр номинальный	Расчетный параметр
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.сети}} = 209,94 \text{ А}$
$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{к}} = 9,0 \text{ кА}$
$i_{\text{пр.скв}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 18,9 \text{ кА}$
$I^2_{\text{терм}} \cdot t_{\text{терм}} = 3600 \text{ кА}^2/\text{с}$	$W_{\text{к}} = 243 \text{ кА}^2/\text{с}$

Выключатель элегазовый колонковый 110 кВ ВГТ-110 кВ прошел проверку по всем параметрам и годен к установке на подстанции.

### 6.3 Выбор высоковольтных разъединителей 110 кВ

Разъединители 110 кВ, установленные в настоящее время требуют замены в связи с их износом, а также появлением более конструктивно совершенных устройств. Важнейшей функцией разъединителей является создание разрыва для проведения ремонтных работ на определенном участке линии.

В качестве высоковольтных разъединителей для подстанции принимаем трехполюсные разъединители наружной установки РПД-110 кВ производства «УЭТМ».

Данный разъединитель необходимо проверить по следующим основным параметрам (Параметры выключателя для проверки взяты согласно каталогу [19]).

Номинальное напряжение по формуле (35):

$$110 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ.}$$

Номинальные напряжения сети и оборудования совпадают.

Номинальный ток по формуле (36), (37):

$$I_{\text{раб.сети}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 209,94 \text{ А,}$$
$$2000 \text{ А} \geq 209,94 \text{ А.}$$

Номинальный ток аппарата выше номинального тока сети.

Отключающие способность по формуле (38):

$$I_{\text{к}}^{(3)} = 9,0 \text{ кА,}$$
$$40 \text{ А} \geq 9,0 \text{ А.}$$

Номинальный ток отключения аппарата выше максимального тока короткого замыкания на шинах напряжением 110 кВ.

Предельный сквозной ток КЗ по формуле (39), (40):

$$i_{\text{yd}} = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 9,0 = 18,9 \text{ кА,}$$
$$125 \text{ кА} \geq 18,9 \text{ кА.}$$

Предельный сквозной ток КЗ аппарата выше расчетного значения сети.

Тепловой импульс по формуле (41):

$$B_{\text{к}} \leq 9,0^2 \cdot 3 = 243 \text{ кА/с,}$$
$$3600 \text{ кА/с} \geq 243 \text{ кА/с.}$$

Токовый импульс аппарата выше расчётного значения.

Сведем все результаты расчётов в таблицу и сопоставим их с каталожными данными (Таблица 8). Параметры выключателя взяты согласно каталога [14].

Таблица 8 - Сводная таблица расчетов

Параметр номинальный	Расчетный параметр
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.сети}} = 209,94 \text{ А}$
$i_{\text{пр.с.кв}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 18,9 \text{ кА}$
$I^2_{\text{ТЕРМ}} \cdot t_{\text{ТЕРМ}} = 7200 \text{ кА}^2/\text{с}$	$В_{\text{к}} = 243 \text{ кА}^2/\text{с}$

Трехполюсный разъединитель наружной установки 110 кВ РПД-110 кВ прошел проверку по всем параметрам и годен к установке на подстанции «Протва» 110/35/10 кВ.

#### **6.4 Выбор трансформаторов тока 110 кВ**

После проведения реконструкции подстанции будут использованы трансформаторы тока 110 кВ, встроенные во вновь устанавливаемые силовые трансформаторы 110 кВ – ТДТН-40000 кВА.

Класс точности трансформаторов тока, установленных на стороне 110 кВ вновь устанавливаемых силовых трансформаторов 0,5/10P/10P.

Мощность вторичных обмоток, устанавливаемых трансформаторов тока составляет по 30 ВА каждая.

#### **6.5 Выбор трансформаторов напряжения 110 кВ**

В текущий момент трансформаторы напряжения 110 кВ на подстанции не установлены.



Для нужд РЗиА используются трансформаторы тока 110 кВ встроенные в силовые трансформаторы.

После реконструкции, трансформаторы напряжения 110 кВ использоваться не будут, а для нужд РЗиА, также будут использоваться трансформаторы тока, встроенные во вводы силовых трансформаторов.

## **6.6 Выбор и проверка ограничителей перенапряжений 110 кВ**

Ввиду изношенности, существующие ограничители перенапряжения требуют замены на новые. В качестве новых ограничителей будут выбраны Ограничитель перенапряжения ОПН-П-110/83/10/850 УХЛ1.

Требуется рассчитать и проверить существующие параметры ОПН-ов для подтверждения актуальности существующих параметров.

Необходимо рассчитать и проверить существующие параметры ОПН-ов для подтверждения актуальности существующих параметров. Параметры ОПН-а взяты согласно каталога [14], все остальные расчетные параметры взяты согласно методических указаний [10].

Номинальное напряжение по формуле (35):

$$110 \text{ кВ} \geq 110 \text{ кВ.}$$

Номинальные напряжения сети и оборудования совпадают.

Наибольшее длительно-допустимое рабочее напряжение:

$$U_{\text{ном}} > U_{\text{нр.сети}}, \quad (42)$$

$$U_{\text{нр.сети}} = \frac{U_p}{1.1 \cdot \sqrt{3}}, \quad (43)$$

$$U_{\text{нр.сети}} = \frac{110}{1.1 \cdot \sqrt{3}} = 69,9 \text{ кВ,}$$

$$88,0 \text{ кВ} \geq 69,9 \text{ кВ.}$$

Наибольшее длительно-допустимое рабочее напряжение аппарата больше расчетного значения.

Номинальный разрядный ток:

$$I_n \geq I_{нсети}, \quad (44)$$
$$10 \text{ кА} \geq 10 \text{ кА}.$$

Номинальный разрядный ток аппарата соответствует требованию защиты электрооборудования от грозových и коммутационных перенапряжений.

Основные и расчетные параметры представлены в таблице 9.

Таблица 9 - Сводная таблица расчетов

Параметр номинальный	Расчетный параметр
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ}$
$U_{нр} = 88 \text{ кВ}$	$U_{нр.сети} = 69,9$
$I_n = 10 \text{ кА}$	$I_{нсети} = 10 \text{ кА}$

Ограничитель перенапряжений ОПН-П-110/83/10/850 УХЛ1 прошел проверку по всем параметрам и годен к установке на подстанции.

### **6.7 Выбор заземлителей нейтрали с ограничителями перенапряжений 110 кВ**

В рамках модернизации изношенного оборудования требуется выполнить замену заземлителей нейтрали силовых трансформаторов ЗОН-110 кВ.

Длительно допустимое рабочее напряжение ОПН-а нейтрали трансформатора  $U_{нр} = 69,9 \text{ кВ}$ .

При несимметричных коротких замыканиях на землю напряжения на здоровых фазах повышаются незначительно в 1,02-1,04 раза. Поэтому

принимая, что длительно допустимое рабочее напряжение  $U_{нр}$  равно длительно допустимому расчетному напряжению  $U_{рнр}$ .

В нейтрали силового трансформатора в нормальном режиме напряжение ближе к нулю.

Номинальное фазное напряжение:

$$U_{ном} \geq U_{ф}, \quad (45)$$

$$90 \text{ кВ} \geq 63,5 \text{ кВ}.$$

Номинальное напряжение выше фазного.

Номинальное напряжение при несимметричных КЗ

При несимметричных коротких замыканиях в течение 0,15-0,2 с напряжение может повышаться до фазного, т.е. до 69,9 кВ:

$$U_{нр.факт} > U_{рнр.тр} \quad (46)$$

$$U_{рнр.тр} = \frac{U_{нр}}{K_{в}} \quad (47)$$

где  $K_{в}$  - коэффициент восстановления, равен 1,18.

$$U_{рнр} = 69,9/1,18 = 59,2 \text{ кВ},$$

$$60 \text{ кВ} \geq 63,5 \text{ кВ}.$$

Основные и расчетные параметры представлены в таблице 10.

Таблица 10 - Сводная таблица расчетов

Параметр номинальный	Расчетный параметр
$U_{ном} = 90 \text{ кВ}$	$U_{ф} = 63,5 \text{ кВ}$
$U_{нр.факт} = 60 \text{ кВ}$	$U_{рнр.тр} = 59,2 \text{ кВ}$

## 6.8 Выбор и проверка высоковольтных выключателей 35 кВ

На данный момент на подстанции установлены масляные баковые выключатели типа С-35 на номинальный ток 630 А, с номинальным током отключения 10 кА.

Ключевые недостатки выключателя типа С-35:

- физический износ оборудования;
- несовершенство конструкции ввиду морального устаревания.

В настоящее время при проектировании подстанций и подборе технологического оборудования специалисты все чаще отказываются от установки морально и технологически устаревших масляных высоковольтных выключателей, вместо них устанавливаются технологически модернизированные вакуумные или элегазовые выключатели.

Вакуумные и элегазовые выключатели отличаются безопасностью эксплуатации, более компактны, в связи с отсутствием масляного бака, это позволяет в значительной мере уменьшить площадь распределительных устройств.

В качестве высоковольтных выключателей 35 кВ принимаем выключатели элегазовые баковые ВГБ-35 кВ. Данный выключатель необходимо проверить по следующим основным параметрам (параметры выключателя для проверки взяты согласно каталогу [1]).

Номинальное напряжение по формуле (35):

$$35 \text{ кВ} \geq 35 \text{ кВ.}$$

Номинальные напряжения сети и оборудования совпадают.

Номинальный ток по формуле (36):

$$1000 \text{ А} \geq 599,84 \text{ А.}$$

Номинальный ток аппарата выше номинального тока сети.

Отключающие способность по формуле (38):

$$12,5 \text{ A} \geq 9,0 \text{ A.}$$

Номинальный ток отключения аппарата выше максимального тока короткого замыкания на шинах напряжением 35 кВ.

Предельный сквозной ток КЗ по формуле (39), (40):

$$35 \text{ кА} \geq 18,9 \text{ кА.}$$

Предельный сквозной ток КЗ аппарата выше расчетного значения сети.

Тепловой импульс по формуле (41):

$$468 \text{ кА}^2/\text{с} \geq 243 \text{ кА}^2/\text{с.}$$

Токовый импульс аппарата выше размываемого значения.

Основные и расчетные параметры представлены в таблице 11.

Таблица 11 - Сводная таблица расчетов

Параметр номинальный	Расчетный параметр
$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.сети}} = 599.84 \text{ А}$
$I_{\text{ОТКЛ}} = 12.5 \text{ кА}$	$I_{\text{К}}^{(3)} = 4.5 \text{ кА}$
$i_{\text{пр.скв}} = 35 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 9 \text{ кА}$
$I^2_{\text{ТЕРМ}} \cdot t_{\text{ТЕРМ}} = 468 \text{ кА}^2/\text{с}$	$В_{\text{К}} = 60.75 \text{ кА}^2/\text{с}$

Выключатель элегазовый баковый 35 кВ ВГБ-35 кВ прошел проверку по всем параметрам и годен к установке.

## 6.9 Выбор и проверка высоковольтных разъединителей 35 кВ

На ОРУ-35 кВ установлены группы из трех однополюсных разъединителей горизонтально-поворотного типа, двухколонковые на номинальный ток 1000 А типа РНДЗ-2-35/1000 У1 [15]. Тип привода разъединителей главных ножей и заземляющих ножей – ручной типа ПР У1.

Существующие разъединители 35 кВ требуют замены ввиду наличия более новых, совершенных по конструкции разъединителей, а также ввиду физического износа существующих разъединителей.

В качестве высоковольтных разъединителей принимаем трехполюсные разъединители наружной установки РГП-2-35/1000.

Номинальное напряжение по формуле (24):

$$35 \text{ кВ} \geq 35 \text{ кВ.}$$

Номинальные напряжения сети и оборудования совпадают.

Номинальный ток по формуле (36), (37):

$$1000 \text{ кА} \geq 599,84 \text{ кА.}$$

Номинальный ток аппарата выше номинального тока сети.

Предельный сквозной ток КЗ: (38), (39):

$$125 \text{ кА} \geq 18,9 \text{ кА.}$$

Предельный сквозной ток КЗ аппарата выше расчетного значения сети.

Тепловой импульс по формуле (41):

$$1200 \text{ кА/с} \geq 60,75 \text{ кА/с.}$$

Токовый импульс аппарата выше размываемого значения.

Основные и расчетные параметры представлены в таблице 12.

Таблица 12 - Сводная таблица расчетов

Параметр номинальный	Расчетный параметр
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.сети}} = 599,84 \text{ А}$
$i_{\text{пр.кв}} = 50 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 9 \text{ кА}$
$I^2_{\text{ТЕРМ}} \cdot t_{\text{ТЕРМ}} = 1200 \text{ кА}^2/\text{с}$	$W_{\text{к}} = 60.75 \text{ кА}^2/\text{с}$

Трехполюсный разъединитель наружной установки 35 кВ РГП-2-35/1000 соответствует всем параметрам.

### 6.10 Выбор трансформаторов тока 35 кВ

Для нужд релейной защиты и автоматики (далее по тексту РЗА), используются трансформаторы тока, встроенные во вводы выключателей 35 кВ типа С-35.

После реконструкции будут использоваться трансформаторы тока 35 кВ, встроенные во вновь устанавливаемые элегазовые баковые выключатели 35 кВ – ВГБ-35 кВ.

Класс точности трансформаторов тока, установленных на стороне 35 кВ вновь устанавливаемых силовых трансформаторов 0,5/10Р/10Р.

Мощность вторичных обмоток, вновь устанавливаемых трансформаторов тока составляет по 30ВА каждая.

### 6.11 Выбор трансформаторов напряжения 35 кВ

В текущий момент на подстанции установлены трансформаторы напряжения 35 кВ типа НАМИ-35.

НАМИ-35 – это трехфазный антирезонансный масляный трансформатор напряжения [9].

В связи с высоким физическим и моральным износом трансформаторов напряжения 35 кВ требуется их замена. К установке предлагается аналогичный трансформатор ввиду отсутствия других подходящих трансформаторов напряжения трехфазных наружной установки.

Выполним расчет нагрузок согласно методике, изложенной в [22]. для выбранного трансформатора напряжения. Полученные расчетные значения представлены таблице 13.

Таблица 13 – Расчет нагрузок трансформатора напряжения 35 кВ

Параметр	Значение расчетное	Значение паспортное
Мощность наиболее нагруженной фазы в классе точности 0,5, ВА (фаза А)	57,7	360
Мощность наиболее нагруженной фазы в классе точности 3Р, ВА	9,5	1200

Номинальная мощность нагрузки допустима в своем классе точности и позволяет подключение дополнительных устройств в случае расширения подстанции.

## 6.12 Выбор комплектного распределительного устройства 10 кВ

Существующее распределительное устройство изготовлено и смонтировано в виде закрытого распределительного устройства с установленным внутри ячейками комплектного распределительного устройства типа К-12.

Ячейки КРУ типа К-12 в настоящий момент являются устаревшим оборудованием, устаревшим как физически так и морально.



Для повышения надежности электроснабжения потребителей, получающих электроэнергию от напряжения 10 кВ, необходимо произвести замену устаревших ячеек КРУ на новые образцы.

В качестве ячеек комплектного распределительного устройства 10 кВ на подстанции «Протва» 110/35/10 кВ принимаем ячейки КРУ ZETO производства «ЗЭТО» [25].

КРУ ZETO - это ячейки высокого качества, выполненные в стальном корпусе из оцинкованной стали.

Основными достоинствами ячеек КРУ ZETO являются:

- подтверждение каждого типоразмера ячеек серии КРУ ZETO, по всем имеющимся характеристикам, соответствующими испытаниями;

- разработка ячеек с использованием возможностей современного 3D моделирования, позволяющее воплотить самые разные инженерные решения в виде трехмерной модели;

- пользовательский интерфейс ячеек общедоступен и открыт для интегрирования;

- встроенная мнемосхема и различные блокировки предотвращают ошибочные действия персонала и позволяют более наглядно оперировать с ячейками. [25].

Проверка ячеек производится расчетом номинального тока сборных шин (расчетный тока) и выбора соответствующего тока сборных шин в линейке ячеек, представленных производителем, в данном случае «ЗЭТО».

Расчетный ток сборных шин вычисляется по следующей формуле:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (48)$$
$$I_{\text{расч}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 11,5} = 2008 \text{ А.}$$

С учетом возможного возникновения аварийного тока короткого замыкания, при выходе из строя одного из трансформаторов подстанции «Протва», требуется увеличить расчетное значение тока на 40%,  $2008 \cdot 1,4 = 2811$  А.

Основные параметры КРУ ZETO представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Параметры КРУ ZETO

Параметр	Значение номинальное	Расчетное
$U_{ном}$ , кВ	10	10
Номинальный ток главных цепей/сборных шин $I_{ном}$ , А	3150	2811

### 6.13 Выбор и проверка выключателей 10 кВ

На текущий момент в качестве коммутационных аппаратов на подстанции применяются вакуумные выключатели следующих типов:

ВК-10/630, ВМПП-10/630,

ВБМ-10-20/1000,

ВБМ-10-20/1600. В связи с высоким износом оборудования необходима произвести их замену.

КРУ ZETO позволяет использовать выключатели нескольких производителей.

В качестве выключателей будут использованы вакуумные выключатели типа VD4:

- для вводных ячеек предлагается VD4-10-20/1600 (технические параметры соответствуют выключателю, подлежащему замене);
- для ячеек отходящих присоединений с номинальным током может быть применен 630 А VD4-10/630;
- для ячеек отходящих присоединений с номинальным током 1000 А предложен VD4-10-20/1000.

В связи с заменой выключателей, для обоснования их выбора, требуется провести их проверку выключателя 10 кВ. Проверка производится аналогично выключателям 110 кВ и 35 кВ. Параметры выключателя взяты согласно каталога [25].

Номинальное напряжение по формуле (24):

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ.}$$

Номинальные напряжения сети и оборудования совпадают.

Номинальный ток по формуле (36), (37):

$$1600 \text{ А} \geq 962,81 \text{ А.}$$

Номинальный ток аппарата выше номинального тока сети.

Отключающие способность по формуле (38):

$$31,5 \text{ А} \geq 10,3 \text{ А.}$$

Номинальный ток отключения аппарата выше максимального тока короткого замыкания на шинах напряжением 110 кВ.

Предельный сквозной ток КЗ по формуле (39), (40):

$$51 \text{ кА} \geq 25,75 \text{ кА.}$$

Предельный сквозной ток КЗ аппарата выше расчетного значения сети.

Тепловой импульс по формуле (41):

$$1200 \text{ кА/с} \geq 318,3 \text{ кА/с.}$$

Токовый импульс аппарата выше размываемого значения.

Основные и расчетные параметры представлены в таблице 15.

Таблица 15 - Сводная таблица расчетов

Параметр номинальный	Расчетный параметр
$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{сети} = 10$ кВ
$I_{ном} = 1600$ А	$I_{раб.сети}, 962,81$ А
$I_{откл}, 31,5$ кА	$I_{к^{(3)}}, 10,3$ кА
$i_{пр.срв}, 51$ кА	$i_{уд}, 25,75$ кА
$I^2_{ТЕРМ} \cdot t_{ТЕРМ}, 1200$ кА <sup>2</sup> /с	$W_{к}, 318,3$ кА <sup>2</sup> /с

Выключатель вакуумный 10 кВ VD4 прошел проверку по всем параметрам и годен к установке на подстанции «Протва» 110/35/10 кВ.

#### **6.14 Выбор и проверка трансформаторов тока, напряжения 10 кВ**

Существующие трансформаторы тока установлены на подстанции – ТВК (ТВЛМ)-10 1500/5А (во вводных ячейках), в остальных ячейках трансформаторы тока имеют номинальные токи 400А, 600А, 1000А. Класс точности существующих трансформаторов тока 0,5/10Р.

Требуется выполнить замену трансформаторов тока в связи с их физическим износом.

Трансформаторы тока предлагается заменить на аналоги ТОЛ-10, класс точности обмоток - 0,5/10Р/10Р, номинальные токи также аналогичны.

Трансформаторы тока, в основном, необходимы для нужд РЗиА.

При выборе трансформаторов тока, требуется выполнить их проверку (трансформаторов тока во вводной ячейке на номинальный тока 1500А) согласно методике [7]. Величины, необходимые для расчета предоставлены специалистами подстанции и взяты из каталога на оборудование [20]. Полученные расчетные значения представлены таблице 16.

Таблица 16 – Проверка трансформатора тока 1500/5

Наименование	Значение расчетное	Значение паспортное
$K_T$ рабочей отпайки	1500/5 А	1500/5 А
Нагрузка от устройств РЗА, ВА	3,1	-
Нагрузка от переходных сопротивлений, ВА	2,5	-
Длина провода, м	40	-
Сечение, мм <sup>2</sup>	6	-
Нагрузка от проводников, ВА	2,9	-
Итоговая нагрузка, ВА	8,5	10

Максимальная номинальная нагрузка вторичных обмоток трансформаторов тока ТОЛ-10 – 10 ВА что со значительным запасом хватает для подключения множества вторичных устройств.

В качестве трансформаторов напряжения 10 кВ выбираем трансформаторы напряжения типа НТМИ-10.

Для нового трансформатора напряжения необходимо выполнить расчет нагрузок согласно методике [8]. Величины, необходимые для расчета предоставлены специалистами подстанции Полученные расчетные значения представлены таблице 17.

Таблица 17 – Расчет нагрузок трансформатора напряжения 10 кВ

Параметр	Значение расчетное	Значение паспортное
Мощность наиболее нагруженной фазы в классе точности 0,5, ВА (фаза А)	106,5	120
Мощность наиболее нагруженной фазы в классе точности 3Р, ВА	65,5	480

Номинальная мощность нагрузки допустима в своем классе точности и позволяет подключение дополнительных устройств в случае расширения подстанции.

Вывод по разделу «Выбор и проверка основного электрооборудования» основываясь на данных из раздела «Расчет токов короткого замыкания подстанции» был произведен расчет основных требуемых параметров работы: сравнение номинального напряжения и тока, Отключающие способность оборудования, предельному сквозному току, проверка термической стойкости, мощности наиболее загруженных фаз. По полученным результатам был сделан выбор нового силового электрооборудования. Номинальная мощность нагрузки допустима в своем классе точности и позволяет подключение дополнительных устройств в случае расширения подстанции Также внимание при выборе нового оборудования уделялась таким критерием как доступность данного оборудования, комплектующих и запястных частей к нему на рынке в случае необходимости производства технического ремонта, хорошие отзывы при эксплуатации, надежность и долговечность.

## **7 Система оперативного тока на подстанции**

Управление всей коммутационной аппаратурой осуществляется при помощи оперативного тока. Система оперативного тока (далее по тексту СОПТ) на подстанции «Протва» 110/35/10 кВ выполнена в виде шкафа ШОТ-РА.

Питание и подзарядка аккумуляторной батареи осуществляется от выпрямителя постоянного тока устройства РЗиА. Оборудование РЗиА и СОПТ располагаются в здании ОПУ.

Емкость аккумуляторной батареи обеспечивает питание всех потребителей СОПТ подстанции в течение не менее 4 часов.

Расчетный ток разряда согласно данным, предоставленным персоналом подстанции, составляет 3,15 А. В соответствии с расчетным током, исходя из разрядной характеристики, для батарей типа Sonnenschein, для питания постоянным током в аварийном режиме достаточно батареи емкостью 20 А·ч [11].

При обслуживании батареи, персонал обязан выполнять требования правил техники безопасности, так как в состав батареи входят опасные вещества и компоненты, такие как серная кислота, которая при попадании на кожу может оставить сильный химический ожог, а при попадании на слизистую поверхность (глаза, полость носа и рта) может привести к неблагоприятному исходу: слепота, потере вкусовых и обонятельных характеристик. Все работы с кислотой (электролитом) необходимо проводить с применением средств индивидуальной защиты.

Вывод по разделу «Система оперативного тока на подстанции» Питание и подзарядка аккумуляторной батареи осуществляется от выпрямителя постоянного тока устройства РЗиА. Емкость аккумуляторной батареи обеспечивает питание всех потребителей СОПТ подстанции в течение не менее 4 часов.

## 8 Собственные нужды подстанции

К системам обеспечения собственных нужд электрических подстанций предъявляются два основных требования - это надежность функционирования и экономичность работы.

Для каждой подстанции в зависимости от типа и потребляемой мощности подбирается оптимальный трансформатор. В настоящее время на подстанции «Протва» 110/35/10 используются трансформаторы типа ТМ 10/0,23 кВ, мощностью 63 кВА каждый.

Нагрузка собственных нужд не претерпевает изменений, поэтому мощность трансформаторов изменяться не будет.

Основные приемники собственных нужд представлены в таблице 18, данные по расходу потребляемой электроэнергии предоставлены специалистами подстанции.

Таблица 18 -Основные приемники собственных нужд подстанции

Потребители	Потребляемая мощность, МВт
Охлаждение трансформатора	8
Электродвигатели приводов высоковольтного оборудования	2
Оперативные цепи КРУ	4
Обогрев шкафов КРУ	1
Основное и вспомогательное освещение помещений	6
Системы вентиляции помещений	5
Электроотопление помещений	12
Эксплуатационные и ремонтные нагрузки	18
Итого	56

Учитывая потребление электроэнергии на собственные нужды, в качестве трансформатора собственных нужд на подстанции «Протва» будут использоваться трансформаторы ТСЛ-63 кВА [20].

Трансформатор собственных нужд ТСЛ-63 кВА устанавливается в ячейки собственных нужд типа КРУ ZETO. Литая изоляция трансформатора



обеспечивает пожаробезопасность трансформатора, что позволяет устанавливать трансформатор в ячейки КРУ внутри здания ЗРУ [25]. В качестве литой изоляции используется огнестойкая самогасящаяся смола [25].

Количество трансформаторов собственных нужд – 2шт., по одному на каждую секцию распределительного устройства 10 кВ.

Вывод по разделу «Собственные нужды подстанции» на основании расчета собственных нужд подстанции был произведен выбор нового трансформатора собственных нужд ТСЛ-63. Литая изоляция трансформатора обеспечивает пожаробезопасность трансформатора, что позволяет устанавливать трансформатор в ячейки КРУ внутри здания ЗРУ. Количество трансформаторов собственных нужд – 2шт., по одному на каждую секцию распределительного устройства 10 кВ.

## 9 Заземление подстанции

Все заземляющие устройства для установок 110 кВ и выше выполняется из вертикальных заземлителей, соединительных полос, расположенных вдоль оборудования. Все устройства заземления различных классов напряжения объединены в одну цельную систему, напряжение соприкосновения определяется по наибольшему току КЗ на землю.

Все соединения и пересечения элементов заземляющего устройства выполнены сваркой внахлест.

Все заземляющие устройства должны соответствовать предъявляемым нормам в соответствии с требованиями ПУЭ.

По периметру всех электрических помещений проложена шина системы уравнивания потенциалов (стальная полоса), к ней подключается оборудование. Заземляющие устройства электротехнических помещений соединяются между собой. Закладные металлоконструкции зданий связаны с системой уравнивания потенциалов по периметру помещений и между собой с шагом не более 10м.

Соединение между собой внутреннего ЗУ и наружного ЗУ подстанции необходимо выполнять по периметру здания с шагом не менее 10м.

Вывод по разделу «Заземление подстанции» Все устройства заземления различных классов напряжения объединены в одну цельную систему, напряжение соприкосновения определяется по наибольшему току КЗ на землю. Заземляющее устройство подстанции реконструировать не требуется, кроме соединения новых силовых трансформаторов Т1, Т2 и высоковольтного оборудования к существующему контуру заземления.

## **10 Молниезащита подстанции**

Молниезащита от грозовых перенапряжений на подстанции «Протва» 110/35/10 кВ выполняется при помощи концевых анкерных опор ВЛ 110, 35 кВ (посредством грозотросов). Отдельно стоящие молниеотводы на подстанции не предусмотрены.

В соответствии с требованиями по уровню защиты не ниже III от прямого удара молнии с надежностью 0,9 в соответствии с [5] существующая схема молниезащиты обеспечивает молниезащиту всей территории объекта.

С целью защиты новых контрольных кабелей от вторичных проявлений тока молнии будут использованы экранированные кабели с заземлением экранов с двух сторон.

Вывод по разделу «Молниезащита подстанции» Существующую схему молниезащит подстанции «Протва» реконструировать не требуется так как она полностью соответствует всем критериям.

## Заключение

В данной выпускной бакалаврской работе был произведен расчет электрической части подстанции «Протва» с целью ее реконструкции.

Цель бакалаврской работы – создание надежной и эффективной схемы электроснабжения, чтобы обеспечить потребителей электрической энергией.

Цель и задачи, поставленные в бакалаврской работе, были выполнены путем ряда модернизаций основного и вспомогательного оборудования,

В результате технико-экономического расчета, были выбран новые, более мощные трансформаторы, для установки на подстанции «Протва» 110/35/10 кВ – ТДТН-40000 кВА. Установка данных трансформаторов позволит повысить надежность электроснабжения и обеспечит возможность увеличения нагрузки подстанции для реализации существующих и планируемых договоров на технологическое присоединение.

Существующие электрические схемы распределительных устройств 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ не реконструировались ввиду достаточности их надежности.

Для выбора и проверки основного электрооборудования произведен расчет токов короткого замыкания.

Основное электрооборудование было заменено на современные аналоги. В частности, произведена замена отделителей с короткозамкательями 110 кВ на высоковольтные выключатели 110 кВ – ВГТ-110 кВ. Установка высоковольтных выключателей повышает надежность электроснабжения и обеспечивает защиту чувствительного, к токам короткого замыкания, оборудования от воздействия данных токов.

Для обеспечения питанием потребителей собственных нужд, произведен выбор нового трансформатора собственных нужд. К установке принят – ТСЛ-63 кВА с литой изоляцией, пожаробезопасный.

Реконструкция существующей системы молниезащиты и заземления не проводится. Вновь устанавливаемое оборудование подключается к существующей сетке заземления.

## Список используемой литературы

1. Баковые выключатели ВГБ-УЭТМ -35 [Электронный ресурс] : сайт АО «УЭТМ» URL: <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/vgb-uetm-35/> (дата обращения:10.06.2021).
2. Выключатель элегазовый колонковый ВГТ-110 [Электронный ресурс] : сайт ООО «Курс» URL: <https://zaokurs.ru/katalog/elektrotexnicheskoe-oborudovanie/vyisokovoltnoe-oborudovanie/vyiklyuchateli-elegazovye/vyiklyuchatel-elegazoviy-kolonkoviy-vgt-110> (дата обращения:10.05.2021).
3. ГОСТ Р 52719-2007. Трансформаторы силовые. Общие технические условия [Электронный ресурс]. Утв. и введ. приказом № 60-ст от 09.04.2008. М. : Стандартинформ, 2007. 46 с. URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4293841/4293841665> (дата обращения: 10.03.2021).
4. Государственный доклад о состоянии энергосбережения и повышения энергетической эффективности в Калужской области за 2016 год [Электронный ресурс] : офиц. портал органов власти Калужской области. Калуга, 2016. URL: <http://admoblkaluga.ru/sub/stroy/lev1part15/> (дата обращения: 03.03.2021).
5. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций [Электронный ресурс] : СО-153-34.21.122-2003 : утв. Мин.Энерго РФ 30.03.2003. М. : [б.и.], 2003. 29 с. URL: [https://zandz.com/files/so\\_153-34\\_21\\_122-2003.pdf](https://zandz.com/files/so_153-34_21_122-2003.pdf) (дата обращения: 10.06.2021).
6. Интерактивные карты загрузки центров питания [Электронный ресурс] : офиц. портал ПАО «МРСК Центра и Приволжья». URL: <https://kl-rj.mrsk-cp.ru/PowerJournal/Maps/WorkLoadPS> (дата обращения: 08.03.2021).
7. Королев Е. П., Либерзон Э. М. Расчеты допустимых нагрузок в токовых цепях релейной защиты: учеб. пособие. М.: Энергия, 1980. 208 с. : ил.

8. Лезнов С. И., Фаерман А. Л., Махлина Л. Н. Устройство и обслуживание вторичных цепей электроустановок : учеб. пособие. 2-е изд., перераб. и доп. М. : Энергоатомиздат, 1986. 152 с. : ил.

9. НАМИ-35-УХЛ1 трансформатор напряжения [Электронный ресурс] : сайт ООО «ТД «Автоматика». URL: [https://www.td-automatika.ru/upload/iblock/461/253191ff-7c58-11e3-b2d7-0030486527a0\\_77ff05a4-f4b7-11e5-a641-0030486527a0.pdf](https://www.td-automatika.ru/upload/iblock/461/253191ff-7c58-11e3-b2d7-0030486527a0_77ff05a4-f4b7-11e5-a641-0030486527a0.pdf) (дата обращения:10.06.2021).

10. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций : учебник для вузов. [отд-е изд-е]. СПб. : БХВ-Петербург, 2013. 608 с. : ил. ISBN 978-5-9775-0833-9.

11. Необслуживаемые свинцово-кислотные аккумуляторы [Электронный ресурс] : каталог ; разработчик и изготовитель ООО «Акку-Фертриб». Москва. 20 л. URL: <http://www.akku-vertrieb.ru/upload/iblock/e5c/dryfit.pdf> (дата обращения: 10.06.2021).

12. Номенклатурный каталог [Электронный ресурс]: каталог ООО «МТК». Москва, 2021. 63 с. URL: <https://trans-mtk.com/catalog/vysokovoltnye-transformatory/tdtn-40000-kva-110-38-5-6-6-kv> (дата обращения: 10.05.2021).

13. Объединенная энергосистема [Электронный ресурс] : сайт свободной энциклопедии Википедия. URL: [https://ru.wikipedia.org/wiki/Объединённая\\_энергосистема](https://ru.wikipedia.org/wiki/Объединённая_энергосистема) (дата обращения: 03.03.2021).

14. Ограничитель перенапряжения ОПН-П-110/83/10/850 УХЛ1 [Электронный ресурс] : Современные энергетические и строительные технологии URL: <https://tfzm.com.ua/magazin/product/ogranichitel-perenapryazheniya-opn-p-110-83-10-850-ukhl1> (дата обращения:10.06.2021).

15. ОРУ-35 кВ [Электронный ресурс] :сайт ГК Таврида Энергострой URL: [https://www.tes.ru/solutions\\_oru/oru-35](https://www.tes.ru/solutions_oru/oru-35). (дата обращения:10.06.2021).

16. Основные характеристики Российской электроэнергетики [Электронный ресурс] : сайт Министерства Энергетики. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/532> (дата обращения: 03.03.2021).

17. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Электронный ресурс] : 7-ое издание. 178 с. URL: [https://bolid.ru/files/554/732/h\\_4b5caa66bb3e627f4d5a006ac89af7d4.pdf](https://bolid.ru/files/554/732/h_4b5caa66bb3e627f4d5a006ac89af7d4.pdf) (дата обращения: 08.03.2021).

18. РД 153-34.0-20.527-98 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ [Электронный ресурс]. Утв. и введ. приказом № 173-ст от 12.07.2007. М. : Стандартинформ, 2007. 40 с. URL: [http://www.complexdoc.ru/pdf/ГОСТ%20Р%2052735-2007/gost\\_r\\_52735-2007](http://www.complexdoc.ru/pdf/ГОСТ%20Р%2052735-2007/gost_r_52735-2007) (дата обращения: 10.05.2021).

19. РПД-УЭТМ-110 [Электронный ресурс] : сайт АО «УЭТМ» URL: <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/rpduetm110rpdouetm110> (дата обращения: 10.06.2021).

20. Свердловский завод трансформаторов тока [Электронный ресурс] : каталог ; разработчик и изготовитель «Свердловский завод трансформаторов тока». Екатеринбург. 295 л. URL: [http://www.czt.ru/userFiles/Catalog\\_2019/katalog\\_2019\\_electr.pdf](http://www.czt.ru/userFiles/Catalog_2019/katalog_2019_electr.pdf) (дата обращения: 10.06.2021).

21. Статистика [Электронный ресурс] : сайт Министерства Энергетики. URL: <https://minenergo.gov.ru/activity/statistic> (дата обращения: 01.03.2021).

22. Степкина Ю. В. Проектирование электрической части понизительной подстанции : учеб.-метод. пособие по выполнению курсового проектирования и дипломного проектирования. Тольятти : Изд-во Тольяттинского государственного университета, 2007. 124 с.

23. Схема и программа развития электроэнергетики Калужской области на 2019 – 2023 годы [Электронный ресурс] : офиц. портал органов власти

Калужской области. Калуга, 2018. URL:  
<http://admoblkaluga.ru/sub/stroy/energy/> (дата обращения: 03.03.2021).

24. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения [Электронный ресурс] : СТО 56947007-29.240.30.010-2008 : введ. 2007-12-20. М. : [б.и.], 2007. 132 с. URL: [http://www.fsk-ees.ru/media/File/customers\\_tech/Schems.pdf](http://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/Schems.pdf) (дата обращения: 08.03.2021).

25. Устройства комплектные распределительные КРУ ZETO на 6(10) и 20 кВ [Электронный ресурс] : каталог ; разработчик и изготовитель «Завод электротехнического оборудования». Великие Луки. 58 л. URL: [http://www.zeto.ru/download/10150/Каталог\\_КРУ\\_ZETO.pdf](http://www.zeto.ru/download/10150/Каталог_КРУ_ZETO.pdf) (дата обращения: 10.06.2021).

26. Цены (тарифы) на электрическую энергию для населения и приравненным к нему категориям потребителей по Калужской области на 2019 год [Электронный ресурс] : офиц. портал органов власти Калужской области. Калуга, 2019. URL: [http://admoblkaluga.ru/upload/mintarif\\_reg/Pravlenie/2017/28.12.2017/Protokol\\_%2028.12.2017.doc](http://admoblkaluga.ru/upload/mintarif_reg/Pravlenie/2017/28.12.2017/Protokol_%2028.12.2017.doc) (дата обращения: 10.04.2021).

27. Цены (тарифы) на электрическую энергию по Калужской области на 2021 год [Электронный ресурс] : офиц. портал органов власти Калужской области. Калуга, 2019. URL: [https://kskkaluga.ru/attachments/download/prikaz\\_ministerstva\\_konkurentnoi\\_politiki\\_kaluzhskoi\\_oblasti\\_ob\\_ustanovlenii\\_edinih\\_kotlovih\\_tarifov\\_na\\_uslugi\\_po\\_p\\_eredache\\_elektricheskoi\\_energii\\_po\\_setyam\\_na\\_territorii\\_kaluzhskoi\\_oblasti\\_na\\_2021\\_god-4547.pdf](https://kskkaluga.ru/attachments/download/prikaz_ministerstva_konkurentnoi_politiki_kaluzhskoi_oblasti_ob_ustanovlenii_edinih_kotlovih_tarifov_na_uslugi_po_p_eredache_elektricheskoi_energii_po_setyam_na_territorii_kaluzhskoi_oblasti_na_2021_god-4547.pdf) (дата обращения: 10.04.2021).