

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

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование направления подготовки)
Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему Реконструкция подстанции 110/35/10 кВ «Протва» с заменой силовых трансформаторов Т-1, Т-2 с 25 МВА на 40 МВА

Студент

С.А. Дмитрачков

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.Е. Бурмутаев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой

д.т.н., профессор В.В. Вахнина

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

(личная подпись)

« _____ » _____ 2019 г.

Тольятти 2019

АННОТАЦИЯ

В бакалаврской работе произведена реконструкция электрической части понизительной подстанции класса напряжения 110/35/10 кВ Обнинских электрических сетей.

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

В бакалаврской работе представлены основные решения по реконструкции электрической части понизительной подстанции и произведены соответствующие расчеты, подтверждающие необходимость и корректность принятых решений.

Бакалаврская работа состоит из следующих основных разделов:

- электрические нагрузки подстанции «Протва» 110/35/10 кВ;
- выбор силовых трансформаторов подстанции «Протва» 110/35/10 кВ;
- главная электрическая схема подстанции «Протва» 110/35/10 кВ;
- расчет токов короткого замыкания подстанции «Протва» 110/35/10 кВ;
- выбор и проверка основного электрооборудования 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ подстанции «Протва» 110/35/10 кВ;
- система оперативного тока на подстанции «Протва» 110/35/10 кВ;
- собственные нужды подстанции «Протва» 110/35/10 кВ;
- заземление подстанции «Протва» 110/35/10 кВ;
- молниезащита подстанции «Протва» 110/35/10 кВ.

Бакалаврская работа изложена на 61 страницах машинописного текста. Основное содержание бакалаврской работы включает в себя 3 рисунка, 15 таблиц, 38 библиографических источников.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1 Описание объекта реконструкции бакалаврской работы.....	7
2 Электрические нагрузки подстанции «Протва» 110/35/10 кВ.....	10
3 Выбор силовых трансформаторов подстанции «Протва» 110/35/10 кВ.....	13
4 Главная электрическая схема подстанции «Протва» 110/35/10 кВ.....	26
5 Расчет токов короткого замыкания подстанции «Протва» 110/35/10 кВ	28
6 Выбор и проверка основного электрооборудования 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ подстанции «Протва» 110/35/10 кВ	33
7 Система оперативного тока на подстанции «Протва» 110/35/10 кВ...	50
8 Собственные нужды подстанции «Протва» 110/35/10 кВ.....	51
9 Заземление подстанции «Протва» 110/35/10 кВ.....	52
10 Молниезащита подстанции «Протва» 110/35/10 кВ.....	53
Заключение.....	54
Список используемых источников.....	56

ВВЕДЕНИЕ

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

Электроэнергетическая система РФ состоит из объединенных энергетических систем (далее по тексту ОЭС), их количество – 7. ОЭС РФ представлены ОЭС «Центра», ОЭС «Сибири», ОЭС «Урала», ОЭС «Средней Волги», ОЭС «Северо-Запада», ОЭС «Юга», а также территориально изолированные энергосистемы Дальнего Востока – ОЭС «Востока» [31, 30]. В частности, подстанция «Протва» 110/35/10 кВ, находящаяся в Калужской области, относится к ОЭС «Центра» [30].

Масштабность Российской электроэнергетики накладывает повышенные требования к обеспечению надежного и качественного снабжения электроэнергией. Так, за период с января 2013 г. по январь 2019 г., согласно данным Министерства Энергетики РФ [32], увеличение потребления электрической энергии, в целом по ЕЭС, достигло значения +2,37%, что составляет 2 443,3 млн.Квт·час (с 103 256,7 млн.Квт·час до 105 700 млн.Квт·час).

Калужская область, в отличие от других регионов ОЭС «Центра», продолжает сохранять положительную динамику потребления электрической энергии и мощности. Прирост, только за 2018 г. составляет 6,6 млрд.Квт·ч и 1113 МВт соответственно.

Ожидаемый прирост инвестиций в электроэнергетический сектор Калужской области, на ближайшие 3 года, с 2017 года, составляет более 9 миллиардов рублей [2].

Промышленное производство занимает не последнее место в хозяйственном комплексе Калужской области и города Жуков, в частности.

Промышленность Калужской области представлена такими отраслями как деревообрабатывающая, строительная (кирпич, бетон), пластмассовая,

химическая, текстильная, а также машиностроительная и металлообрабатывающая промышленность [1]. Город Жуков представлен следующими основными промышленными предприятиями, составляющими основу экономики Жуковского района: ОАО «Жуковомолоко» - пищевая промышленность; Жуковский Завод Металлоконструкций – металлообрабатывающая промышленность; ГПКО «Жуковский лесхоз» - деревообрабатывающая промышленность; ОАО «Калужский завод радиотехнической аппаратуры» - машиностроительная промышленность [27]. Такое количество предприятий в небольшом городе, обуславливает высокие требования по надежности и качеству электроснабжения.

Согласно данным схемы и программы развития (далее по тексту СиПР) Калужской области на 2019-2023 гг., сетевое хозяйство Калужской области изношено более чем на 60% [1]. Сетевое хозяйство, или основное электрооборудование, подстанции «Протва» 110/35/10 кВ введено в эксплуатацию в 1981 г. Электрооборудование исправно проходило текущие, капитальные ремонты согласно инструкций и руководств по эксплуатации, но за 38 лет работы исчерпало свой нормативный срок службы.

Прогноз динамики потребления электрической энергии, представленный в [1], предполагает увеличение потребления электрической энергии, в период с 2019 до 2023 г. со среднегодовым темпом прироста в 2,7% - на 757 млн.Квт·ч (с 6965 млн.Квт·ч).

В условиях роста промышленного производства Жуковского района Калужской области и Калужской области в целом, 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 [1]. В качестве основной рекомендации в [1] сказано следующее – увеличение

трансформаторной мощности и реконструкция в целях увеличения нагрузки на объект в рамках реализации заключенных договоров на технологическое присоединение и перспективных договоров.

Целью 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 выдвинутой цели возможно реализовать, поставив и решив следующие основные задачи:

- произвести расчет мощности и выбор типа, устанавливаемых на понизительной подстанции, трансформаторов;

- осуществить обзор существующей электрической схемы понизительной подстанции с обоснованием необходимости/отсутствия реконструкции существующей схемы;

- выполнить расчет, действующих на электрооборудование, аварийных токов (токов короткого замыкания);

- осуществить обзор существующего оборудования с последующим выбором нового электрооборудования;

- выбрать оперативный ток для собственных нужд, заземления и молниезащиты подстанции.

1 Описание объекта реконструкции бакалаврской работы

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 1.1).

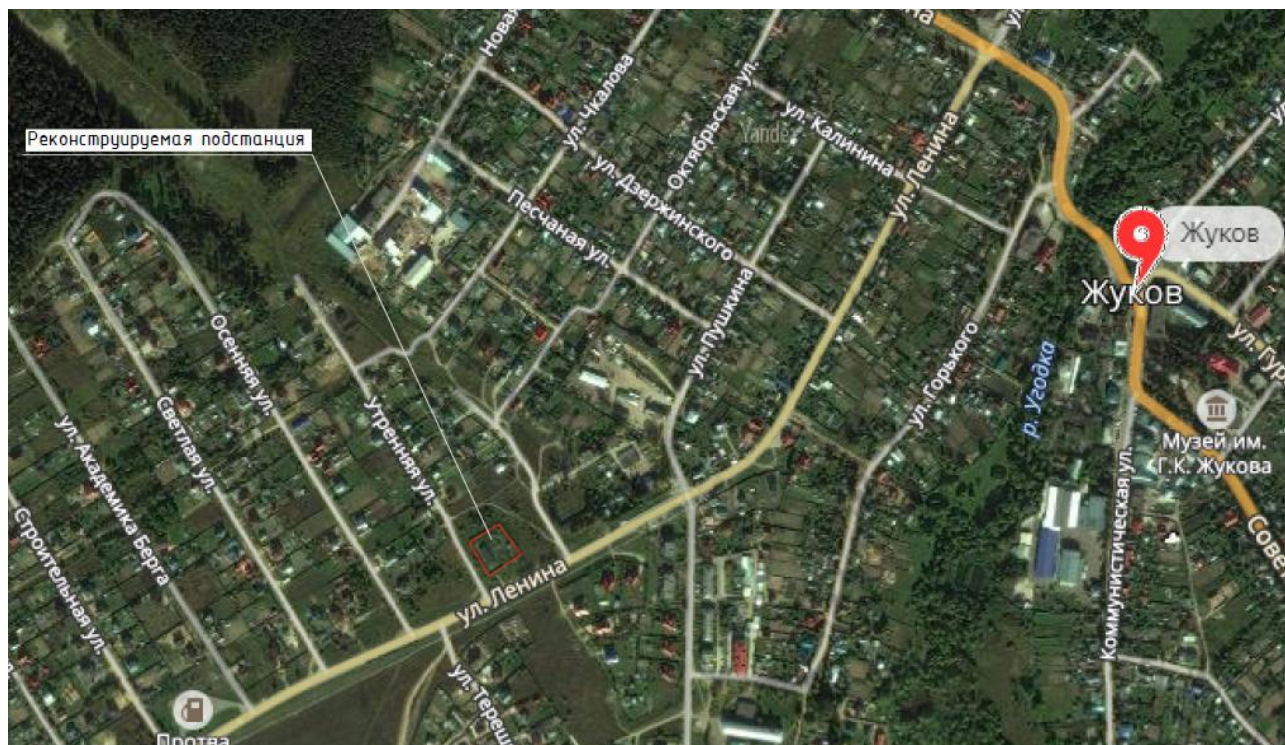


Рисунок 1.1 – Расположение подстанции

Ввод в эксплуатацию подстанции «Протва» 110/35/10 кВ был произведен в 1981 г.

Площадь земельного участка, отведенного под подстанцию, составляет 2720 м².

Подстанция «Протва» находится в ремонтно-эксплуатационном обслуживании Обнинских Электрических Сетей, ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - филиала «Калугаэнерго».

Подстанция «Протва» 110/35/10 кВ предназначена для снабжения электрической энергией административных и промышленных предприятий г. Жуков, а также Жуковского района. Потребителями подстанции «Протва»

110/35/10 кВ в т.ч. являются жилые застройки (объекты социального назначения).

Наиболее крупными промышленными потребителями являются:

- ОАО «Жуковомолоко»;
- Жуковский Завод Металлоконструкций;
- ГПКО «Жуковский лесхоз»;
- ОАО «Калужский завод радиотехнической аппаратуры».

Из трех категорий надежности электроснабжения потребителей, выделенных Правилами Устройства Электроустановок (далее по тексту ПУЭ) [14] в данном случае преобладает II категория потребителей по надежности электроснабжения, но также значительную часть занимают потребители I категории надежности электроснабжения.

Присоединение к энергосистеме подстанции «Протва» 110/35/10 кВ производится двумя отпайками от двухцепной воздушной линии (далее по тексту ВЛ) напряжением 110 кВ «Мирная-Белоусово» 1, 2, а также двухцепной ВЛ 35 кВ «Протва-Колонтай» 1, 2, двухцепной ВЛ 35 кВ «Протва-Высоковичи» 1, 2, одноцепной ВЛ 35 кВ «Протва-Тарутино».

Конструктивное исполнение распределительных устройств 110 кВ, 35 кВ подстанции «Протва» 110/35/10 кВ – открытое распределительное устройство (далее по тексту ОРУ), 10 кВ – закрытое распределительное устройство (далее по тексту ЗРУ).

ОРУ 110 кВ, 35 кВ – комплектные блочные, заводского изготовления из отдельных блоков с оборудованием. ЗРУ 10 кВ – представлены комплектными распределительными устройствами (далее по тексту КРУ), расположенными в здании ЗРУ, находящимся на территории подстанции.

Электрическая схема ОРУ 110 кВ - № 110-4Н «Два блока с ОД/КЗ и неавтоматической перемычкой со стороны линии», схема ОРУ 35 кВ - № 35-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин», схема ЗРУ 10 кВ - № 10-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин».

На подстанции установлены и функционируют трансформаторы типа ТДТН-25000/110/35/10 У1 в количестве 2шт.

Подстанция обслуживается постоянно находящимся на территории дежурным персоналом.

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

- степень загрязненности атмосферы – II;
- сейсмичность – до 6 баллов по шкале MSK-64;
- район по ветру – II;
- средняя температура июля – плюс 18 °С;
- средняя температура января – минус 9 °С;
- район по гололеду III.

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

Подстанция «Протва» 110/35/10 кВ по месту и способу присоединения к энергосистеме является ответвительной и присоединяется к энергосистеме глухой отпайкой, в данном случае, к двум проходящим линиям [10], которыми являются линии напряжением 110 кВ «Мирная-Белоусово» 1, 2.

По напряжению 35 кВ, подстанция «Протва» 110/35/10 кВ имеет связь с тремя подстанциями 35 кВ: «Коллонтай», «Высокиничи», «Тарутино».

Как отмечалось ранее, в п.1 характер электрических нагрузок подстанции «Протва» 110/35/10 кВ включает в себя и промышленную и социальную (жилую) составляющую.

Суммарная установленная мощность силовых трансформаторов – 50 МВА.

Согласно данным ПАО «МРСК Центра и Приволжья, представленным в разделе «Интерактивные карты загрузки центров питания», для Калужской области («Калугаэнерго»), максимальная нагрузка по замерам режимного дня составляет 36,78 МВА ($S_{\max}^{\text{ПС}} = 36,78 \text{ МВА}$) [28].

Соответственно объем неиспользованной трансформаторной мощности составляет 13,22 МВА, что в процентном выражении равно 26,44 %, а значит процент загрузки объекта на данный момент 73,56%.

Также согласно карте загрузки подстанций Калужской области (Рисунок 2.1) [28], подстанция «Протва» 110/35/10 кВ относится к подстанциям закрытым для технологического присоединения. Информация из карты загрузок подтверждается данными из СиПР Калужской области, в котором говорится о недостатке трансформаторной мощности для осуществления технологического присоединения [1].

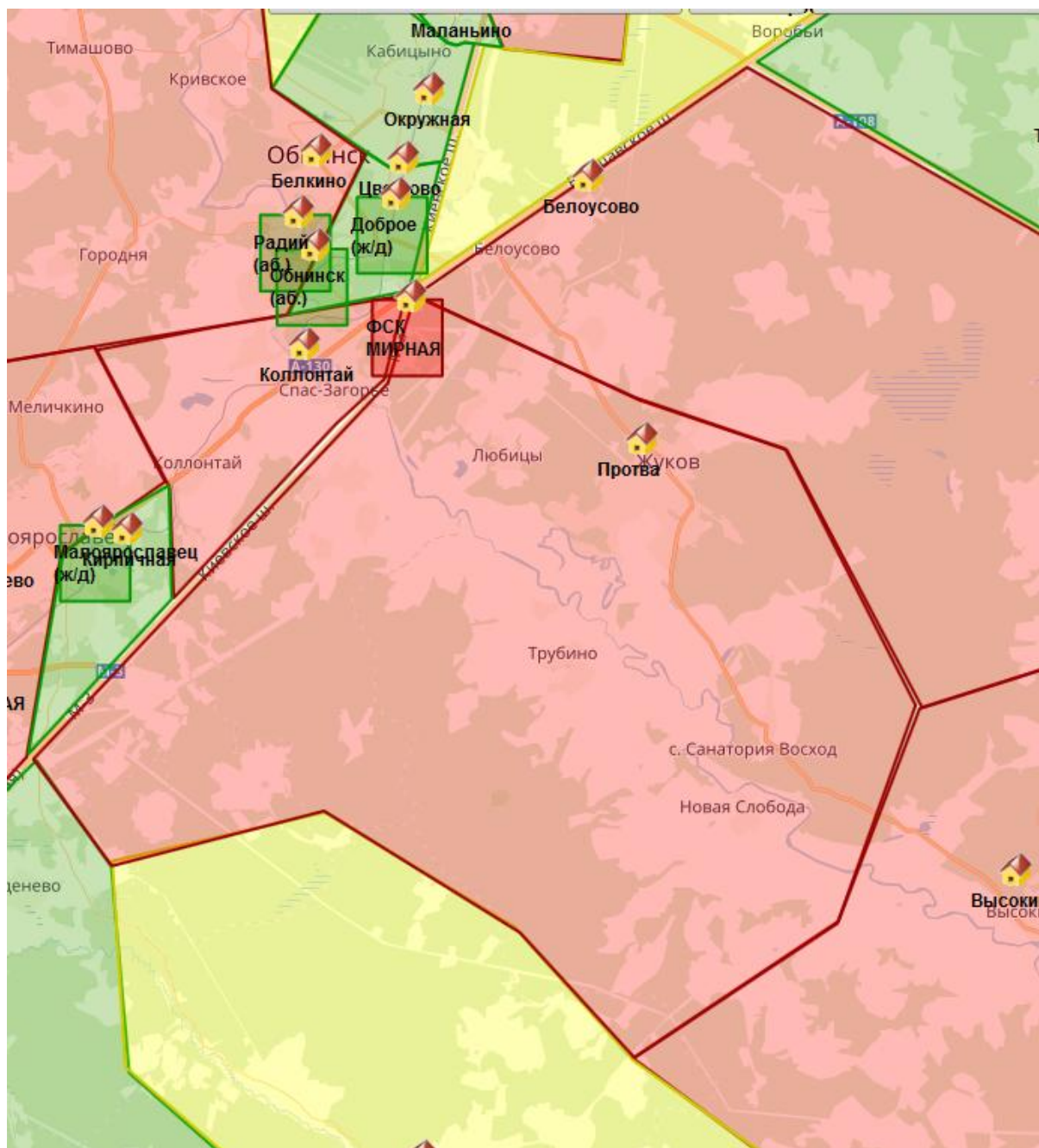


Рисунок 2.1 – Карта загрузки подстанций Калужской области

Данные по потреблению электрической энергии потребителями были предоставлены филиалом ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Калугаэнерго», и потребление для подстанции «Протва» 110/35/10 кВ в целом составило 184665 МВт·ч. ($W_{ПС} = 184665$ МВт·ч).

Максимальная продолжительность годовой нагрузки подстанции «Протва» 110/35/10 можно определить по следующей формуле [9]:

$$T_m = \frac{W_{\text{ПС}}}{S_{\text{ПС max}}}, \quad (2.1)$$

$$T_m = \frac{184665}{36,78} = 5020,8 \text{ ч.}$$

Зная максимальную продолжительность годового графика нагрузки можно определить значение коэффициента заполнения графика нагрузки. Данная формула представлена в [9], расчет произведен далее:

$$K_{\text{зап}} = \frac{T_m}{8760}, \quad (2.2)$$

где 8760 – число часов в году.

$$K_{\text{зап}} = \frac{5020,8}{8760} = 0,573.$$

3 Выбор силовых трансформаторов подстанции «Протва» 110/35/10 кВ

3.1 Тип силовых трансформаторов, подлежащих к установке на подстанции «Протва» 110/35/10 кВ

На данный момент на подстанции «Протва» 110/35/10 кВ установлены и функционируют трансформаторы типа – ТДТН-25000/110 У1.

Согласно ГОСТ Р 52719-2007 [5], условное обозначение данного трансформатора обозначает следующее:

- Т (первая) – значит, что силовой трансформатор трехфазный;
- Д - обозначает систему охлаждения силового трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла;
- Т (вторая) – значит, что силовой трансформатор трехобмоточный (3 уровня напряжений 110/35/10 кВ);
- Н – обозначает наличие в силовом трансформаторе устройства регулирования напряжения под нагрузкой, которое позволяет менять коэффициент трансформации силового трансформатора не выводя его из работы и, тем самым, поддерживать номинальный уровень напряжения на выводах его обмоток [36].

Существующая схема электроэнергетической системы для потребителей Жуковского района в полной мере обеспечивает электрической энергией всех потребителей различных уровней напряжения. К тому же согласно [1] не планируется мероприятий, направленных на изменение топологии сетей напряжением 110 кВ и 35 кВ (согласно расчетам установившихся электроэнергетических режимов сетей в программе RastrWin, произведенных АО «Системный Оператор», которые показали допустимые для оборудования и обеспечивающие нормативные запасы устойчивости, уровни напряжений на шинах 110 кВ подстанций).

Из выделенных проблем – наиболее яркая 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.

3.2 Количество и расчет мощности силовых трансформаторов, подлежащих к установке на подстанции «Протва» 110/35/10 кВ

Количество трансформаторов на подстанции «Протва» 110/35/10 кВ не меняется ввиду того, что для питаний потребителей I и II категории надежности электроснабжения необходимо обеспечить трансформаторный резерв на случай выхода из строя одного трансформатора. В данном случае трансформатор, оставшийся в работе возьмет на себя полную нагрузку подстанции.

Соответственно, в силу всего вышесказанного, принимаем к установке также 2 трансформатора.

Силовые трансформаторы подстанции «Протва» 110/35/10 кВ, ТДТН-25000, введены в эксплуатацию в 1981 г. Расчетная загрузка трансформаторов за годы эксплуатации значительно увеличилась.

На данный момент, согласно данным в [1], наблюдается дефицит трансформаторной мощности при отключении наиболее мощного трансформатора, что отрицательным образом влияет на надежность электроснабжения – надежность электроснабжения снижается. Поэтому в [1] рекомендовано, для увеличения 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 таблице 31 [1] 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 на основе данных о загрузке подстанции «Протва» 110/35/10 кВ, представленных в [28, 1],

рассчитать мощность трансформаторов, тем самым подтвердив, либо опровергнув расчеты в [1].

Расчет будет производиться по перспективной нагрузке трансформаторной подстанции, представленной в [1], на период с 2019-2023 гг.

Перспективная загрузка трансформаторов к 2023 году, согласно данным в таблице 22 [1], составляет 43,19 МВА ($S_{\max \text{ пс}}$).

Расчет допустимой номинальной мощности каждого из трансформаторов $S_{\text{ном.Т}}$ на подстанции «Протва» 110/35/10 кВ, при отсутствии резервирования по стороне низкого напряжения, согласно методическим указаниям [9] выполняется по следующей формуле:

$$S_{\text{ном.Т}} \geq \frac{S_{\max \text{ пс}} \cdot k_{1-2}}{k_{\text{пер}} (n - 1)}, \quad (3.1)$$

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).

$$S_{\text{ном.Т}} \geq \frac{43,19 \cdot 0,85}{1,4(2 - 1)} = 26,2225 \text{ МВА.}$$

3.3 Техничко-экономический расчет номинальной мощности трансформаторов, необходимых для установки, на подстанции «Протва» 110/35/10 кВ

Согласно методических указаний [9], необходимо к результату, полученному по формуле (3.1), подобрать два ближайших больших по мощности трансформатора (ближайшие значения по шкале напряжений).

В данном случае, ближайшее первое значение к 26,2225 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 3.1 настоящей бакалаврской работы), ТДТН-40000 и ТДТН-63000.

Расчет производится согласно методическим указаниям в [9].

Технические характеристики трансформаторов взяты из каталога ООО «Тольяттинский Трансформатор» [19, 33] и представлены далее в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Технические характеристики трансформаторов ТДТН

Трансформатор	Мощность, кВА	Напряжения обмоток, кВ			Потери х.х. и к.з., кВт		Напряжение к.з. 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	30	200	10,5	17,5	6,5	0,3
63000/110	63000	115	38,5	11	45	270	10,5	18	7	0,29

3.3.1 Технический расчет номинальной мощности трансформатора ТДТН-40000/110 кВ

«Приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме холостого хода рассчитываются по формуле:

$$P'_T = P'_{х.х.} + k_{3,В}^2 \cdot P'_{к.В} + k_{3,С}^2 \cdot P'_{к.С} + k_{3,Н}^2 \cdot P'_{к.Н}, \quad (3.2)$$

где $P'_{х.х.} = P_{х.х.} + k_{ун} \cdot Q_{х.х.}$ - приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме холостого хода, кВт,

$k_{un} = 0,05$ кВт/квар – коэффициент изменения потерь, зависящий от удаленности потребителей от источников питания,

$Q_{x.x} = \frac{I_{x.x.}}{100} \cdot S_{ном.Т}$ – потери реактивной мощности трансформатора в режиме x.x.» [9].

$$\ll k_{з.в.} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}}, \quad k_{з.с.} = \frac{S_C}{S_{ном.Т}}, \quad k_{з.н.} = \frac{S_H}{S_{ном.Т}} - \text{коэффициенты загрузки}$$

обмоток трансформатора высшего, среднего и низшего напряжений,

S_B, S_C, S_H – расчетные нагрузки обмоток трансформатора высшего, среднего и низшего напряжений (были предоставлены), кВА,

$P'_{к.в.} = P_{к.з.в.} + k_{un} \cdot Q_{к.в.}, P'_{к.с.} = P_{к.з.с.} + k_{un} \cdot Q_{к.с.}, P'_{к.н.} = P_{к.з.н.} + k_{un} \cdot Q_{к.н.}$ – приведенные потери активной мощности к.з. соответствующих обмоток трехобмоточного трансформатора, кВт.» [9].

« $P_{к.з.в.}, P_{к.з.с.}, P_{к.з.н.}$ – потери активной мощности к.з. соответствующих обмоток трансформатора при 100% их загрузки, которые при заданном значении (таблица 3.1) потерь активной мощности между обмотками трехфазного трехобмоточного трансформатора $P_{к.з.}$, можно определить из выражения $P_{к.з.в.} = P_{к.з.с.} = P_{к.з.н.} = 0,5 \cdot P_{к.з.}$,

$$Q_{к.в.} = \frac{U_{к.в.}}{100} \cdot S_{ном.Т}, \quad Q_{к.с.} = \frac{U_{к.с.}}{100} \cdot S_{ном.Т}, \quad Q_{к.н.} = \frac{U_{к.н.}}{100} \cdot S_{ном.Т} - \text{потери}$$

реактивной мощности соответствующих обмоток трехфазного трансформатора в режиме к.з., кВар,

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

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

$U_{к.н.} = 0,5 \cdot (U_{к.вн-нн} + U_{к.сн-нн} - U_{к.вн-сн})$ – напряжения к.з. обмоток трехфазного трехобмоточного трансформатора.» [9].

Расчет по формуле (3.2) приведен далее:

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

$$P'_{x.x} = 30 + 0,05 \cdot 120 = 36 \text{ кВт},$$

$$K_{3.B.} = \frac{43190}{40000} = 1,07975,$$

$$K_{3.C.} = \frac{17950}{40000} = 0,44875,$$

$$K_{3.H.} = \frac{25240}{40000} = 0,631,$$

$$P_{K.3.B} = P_{K.3.C} = P_{K.3.H} = 0,5 \cdot 200 = 100 \text{ кВт},$$

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

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

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

$$Q_{K.B} = \frac{10,75}{100} \cdot 40000 = 4300 \text{ кВар},$$

$$Q_{K.C} = \frac{0,25}{100} \cdot 40000 = 100 \text{ кВар},$$

$$Q_{K.H} = \frac{6,75}{100} \cdot 40000 = 2700 \text{ кВар},$$

$$P'_{к.в} = 100 + 0,05 \cdot 4300 = 315 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.с} = 100 + 0,05 \cdot 100 = 105 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.н} = 100 + 0,05 \cdot 2700 = 235 \text{ кВт},$$

$$P'_T = 36 + 1,07975^2 \cdot 315 + 0,44875^2 \cdot 105 + 0,631^2 \cdot 235 = 517,95 \text{ кВт}.$$

Согласно методическим указаниям [9], после расчета приведенных потерь мощности силового трансформатора, необходимо рассчитать потери электроэнергии $\Delta W_{п.с}$. $\Delta W_{п.с}$ состоит из 2-ух составляющих: суммарные потери холостого хода $\sum \Delta W_{x.x}$ и суммарных потерь короткого замыкания $\sum \Delta W_{к.з}$.

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

«Потери электроэнергии $\Delta W_{п.с}$ определяются из следующего обобщенного выражения:

$$\Delta W_{п.с} = \sum \Delta W_{x.xi} + \sum \Delta W_{к.зи} , \quad (3.3)$$

где $\sum \Delta W_{x.xi}$ - суммарные потери холостого хода соответствующей ступени годового графика нагрузки,

$\sum \Delta W_{к.зи}$ - суммарные потери короткого замыкания соответствующей ступени годового графика нагрузки для соответствующей обмотки,

i – порядковый номер ступени графика нагрузки (предоставлены персоналом подстанции).» [9].

Раскрывая формулу (3.3) получаем следующее выражение для расчета суммарных потерь электроэнергии:

$$\begin{aligned} \Delta W_{п.с} &= \sum \Delta W_{x.xi} + \sum \Delta W_{к.звi} + \sum \Delta W_{к.зci} + \sum \Delta W_{к.зhi} = \\ &= \sum n_i \cdot P'_{x.x} \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{к.в} \cdot K_{з.в.i}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.с} \cdot K_{з.с.i}^2 \cdot T_i + \right. \\ &\left. + \frac{1}{n_T} \cdot P'_{к.н} \cdot K_{з.н.i}^2 \cdot T_i \right) \end{aligned} \quad (3.4)$$

где n – количество трансформаторов, функционирующих одновременно на соответствующей ступени годового графика нагрузки,

T_i – продолжительность соответствующей ступени годового графика нагрузки силового трансформатора.

Суммарные потери электроэнергии, согласно рекомендациям в методическим указаний [9], удобнее всего, из соображения наглядности, рассчитывать в табличной форме. Форма также представлена в методических указаниях.

Соответственно, потери электроэнергии $\Delta W_{п.с}$ представлен в табл. 3.2.

Таблица 3.2 – Расчёт потерь электроэнергии $\Delta W_{п.с}$ ТДТН-40000 кВА

i	S_{Bi}	S_{Ci}	S_{Hi}	n_i	T_i	$\Delta W_{x.x}$	$K_{з.в.i}$	$K_{з.с.i}$	$K_{з.н.i}$	$\Delta W_{к.звi}$	$\Delta W_{к.зci}$	$\Delta W_{к.зhi}$
1	43190	17950	25240	2	500	36000	1,17	0,20	0,40	91811	5286	23392
2	40177	13410	22105	2	120	8640	1,01	0,11	0,31	19068	708	4306
3	35385	12234	20640	2	680	48960	0,78	0,09	0,27	83812	3340	21274
4	34145	10677	18339	2	700	50400	0,73	0,07	0,21	80336	2618	17289
5	32737	9660	15445	2	830	59760	0,67	0,06	0,15	87562	2541	14540
6	28884	7849	12238	2	1160	83520	0,52	0,04	0,09	95265	2345	12758
7	26103	4799	9205	2	1150	82800	0,43	0,01	0,05	77133	869	7156
8	21948	4799	7775	1	980	35280	0,30	0,01	0,04	92941	1481	8701

Продолжение таблицы 3.2

9	19033	4799	7775	1	180	6480	0,23	0,01	0,04	12837	272	1598
10	17123	4799	7775	1	1230	44280	0,18	0,01	0,04	71000	1859	10921
11	15079	4799	7775	1	270	9720	0,14	0,01	0,04	12086	408	2397
12	11862	4799	7775	1	960	34560	0,09	0,01	0,04	26594	1451	8524
Суммарное число потерь					8760	500400				750446	23179	132856
					1406881							

Для того, чтобы с экономической точки зрения оценить расходы на трансформатор за год, необходимо воспользоваться методикой расчета приведенных затрат [9]. Расчет согласно методических указаний представлен далее.

«Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах рассчитывается по следующему выражению:

$$И_{\text{Э}} = \Delta W_{\text{п.с}} \cdot C_{\text{Э}} , \quad (3.5)$$

где $C_{\text{Э}}$ - стоимость 1 кВт·ч электроэнергии.» [9].

«Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии $C_{\text{Э}}$ рассчитывается по следующей формуле:

$$C_{\text{Э}} = \frac{\alpha}{T_{\text{м}}} + \beta , \quad (3.6)$$

где α – основная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт договорной мощности,

β – дополнительная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт договорной мощности.» [9].

Основная и дополнительная ставка определяются согласно приказа Министерства конкурентной политики Калужской области от 17 декабря 2018 г. № 389-РК [3]. Согласно [3] $\alpha = 3,76$ руб./кВт·ч, $\beta = 2.62$ руб./кВт·ч.

Рассчитаем стоимость годовых потерь электроэнергии по формуле (3.4):

$$И_{\text{Э}} = 1406881 \cdot \left(\frac{3,76}{5020,8} + 2,62 \right) = 3687081 \text{ руб.}$$

«Приведенные затраты на трансформатор рассчитываются по следующей формуле:

$$З_{\text{пр}} = E_{\text{Н}} \cdot K + И = E_{\text{Н}} \cdot K + И_0 + И_{\text{Э}}, \quad (3.7)$$

где $E_{\text{Н}}$ – нормативный коэффициент дисконтирования (0,15),

K – стоимость силового трансформатора (25000000 руб.),

$И_{\text{Э}}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии (3687081 руб.),

$И_0$ – годовые отчисления на силовой трансформатор (0,094·25000000=2350000 руб.)» [9].

$$З_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 25000000 + 2350000 + 3687081 = 9787081 \text{ руб.}$$

3.3.2 Технический расчет номинальной мощности трансформатора ТДТН-63000/110 кВ

Расчет номинальной мощности трансформатора ТДТН-63000 производится аналогично расчету трансформатора ТДТН-40000, по формулам (3.2-3.7), и представлен далее:

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

$$P'_{x.x} = 45 + 0,05 \cdot 182,7 = 54,135 \text{ кВт},$$

$$K_{3.B.} = \frac{43190}{63000} = 0,685,$$

$$K_{3.C.} = \frac{17950}{63000} = 0,2849,$$

$$K_{3.H.} = \frac{25240}{63000} = 0,400,$$

$$P_{K.3.B} = P_{K.3.C} = P_{K.3.H} = 0,5 \cdot 270 = 135 \text{ кВт},$$

$$U_{K.B} = 0,5 \cdot (18 + 10,5 - 7) = 10,75 \%,$$

$$U_{K.C} = 0,5 \cdot (10,5 + 7 - 18) = 0,25 \%,$$

$$U_{K.H} = 0,5 \cdot (18 + 7 - 10,5) = 7,25 \%,$$

$$Q_{K.B} = \frac{10,75}{100} \cdot 63000 = 6772,5 \text{ кВар},$$

$$Q_{K.C} = \frac{0,25}{100} \cdot 63000 = 157,5 \text{ кВар},$$

$$Q_{K.H} = \frac{7,25}{100} \cdot 63000 = 4567,5 \text{ кВар},$$

$$P'_{к.в} = 135 + 0,05 \cdot 6772,5 = 473,625 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.с} = 135 + 0,05 \cdot 157,5 = 142,875 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.н} = 135 + 0,05 \cdot 4567,5 = 363,375 \text{ кВт},$$

$$P'_T = 54,135 + 0,685^2 \cdot 473,625 + 0,2849^2 \cdot 142,875 + 0,400^2 \cdot 363,375 = 346,1 \text{ кВт}.$$

Соответственно, потери электроэнергии $\Delta W_{п.с}$ для трансформатора ТДТН-63000 представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Расчёт потерь электроэнергии $\Delta W_{п.с}$ ТДТН-63000 кВА

i	S _{Вi}	S _{Сi}	S _{Нi}	n _i	T _i	$\Delta W_{x.x}$	K _{з.в.i}	K _{з.с.i}	K _{з.н.i}	$\Delta W_{к.звi}$	$\Delta W_{к.зсi}$	$\Delta W_{к.знi}$
1	43190	17950	25240	2	500	54135	0,47	0,08	0,16	55649	2900	14581
2	40177	13410	22105	2	120	12992,4	0,41	0,05	0,12	11557	388	2684
3	35385	12234	20640	2	680	73623,6	0,32	0,04	0,11	50801	1832	13261
4	34145	10677	18339	2	700	75789	0,29	0,03	0,08	48694	1436	10777
5	32737	9660	15445	2	830	89864,1	0,27	0,02	0,06	53074	1394	9064
6	28884	7849	12238	2	1160	125593,2	0,21	0,02	0,04	57743	1286	7953
7	26103	4799	9205	2	1150	124510,5	0,17	0,01	0,02	46752	477	4461
8	21948	4799	7775	1	980	53052,3	0,12	0,01	0,02	56334	812	5424
9	19033	4799	7775	1	180	9744,3	0,09	0,01	0,02	7781	149	996
10	17123	4799	7775	1	1230	66586,05	0,07	0,01	0,02	43035	1020	6807
11	15079	4799	7775	1	270	14616,45	0,06	0,01	0,02	7326	224	1494
12	11862	4799	7775	1	960	51969,6	0,04	0,01	0,02	16119	796	5313
Суммарное число потерь					8760	752476,5				454865	12714	82815
1302870												

$$И_{\Sigma} = 1302870 \cdot \left(\frac{3,76}{5020,8} + 2,62 \right) = 3414495 \text{ руб.},$$

$$З_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 40000000 + 3760000 + 3414495 = 13174495 \text{ руб.}$$

Согласно указаний в методических рекомендациях [9] производится выбор трансформатора с наименьшими приведенными затратами $З_{\text{пр}}$. В данном случае трансформатор ТДТН-40000 имеет наименьшие приведенные затраты. Издержки и отчисления на трансформатор ТДТН-40000 меньше на 3387414 руб., по сравнению с трансформатором ТДТН-63000.

Таким образом, данные, рассчитанные и представленные АО «Системный оператор», в таблице 31 [1] для подстанции «Протва» 110/35/10 кВ подтверждаются технико-экономическим расчетами по методическим рекомендациям [9].

Соответственно к установке на подстанции «Протва» 110/35/10 принимаются трансформаторы ТДТН-40000 кВА.

4 Главная электрическая схема подстанции «Протва» 110/35/10 кВ

Существующее ОРУ-110 кВ подстанции «Протва» 110/35/10 кВ выполнено по типовой схеме № 110-4Н «Два блока с ОД/КЗ и неавтоматической переключкой со стороны линии». [16].

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, технические совершенное.

Согласно п.3 норм технологического проектирования подстанций «применение отделителей и короткозамыкателей не допускается» [16]. Поэтому необходима установка высоковольтных выключателей 110 кВ.

Схема ОРУ-110 кВ № 110-4Н не требует замены на новую, ввиду того, что на данный момент обеспечивает необходимую надежность электроснабжения подключенных потребителей, а так в связи с отсутствием планов по модернизации сетей 110 кВ в данном районе Калужской области, согласно расчетам режимов, выполненных АО «Системный оператор» [1].

Схема ОРУ-110 кВ № 110-4Н обеспечивает безопасность проведения ремонтно-эксплуатационных работ, схема в достаточной степени наглядна и проста [12].

Конструктивно существующее ОРУ-110 кВ подстанции «Протва» 110/35/10 к выполнено в виде открытого комплектного блочного распределительного устройства. Существующее оборудование ОРУ-110 кВ установлено на металлических опорах на ж/б лежнях.

В настоящее время заход на подстанцию «Протва» 110/35/10 кВ осуществляется отпайкой двухцепной ВЛ-110 кВ Мирная-Белоусово. Прием ВЛ-110 кВ осуществляется посредством 2-ух блоков безпортального приема 110 кВ. Для повышения безопасности обслуживания осуществляется установка новых линейных металлических ячеевых порталов 110 кВ.

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

ОРУ-35 кВ реконструкции не подвергается.

Возможность расширения существующего ОРУ-35 кВ подстанции «Протва» 110/35/10 кВ в перспективе с увеличением количества ячеек 35 кВ без увеличения площади территории подстанции отсутствует.

Распределительное устройство 10 кВ выполнено двухсекционным, в виде комплектного распределительного устройства на базе ячеек по схеме № 10(б)-1 «Одна, секционированная выключателями, система шин». Схема проста и надежна. На данном этапе реконструкция распределительное устройство 10 кВ не требуется, замене подлежит лишь оборудование.

5 Расчет токов короткого замыкания подстанции «Протва» 110/35/10 кВ

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» [15].

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

Схема сети 110 кВ согласно СиПР Калужской области [1] остается без изменений.

За основу для расчетов принят существующий ток КЗ на стороне 110 кВ – 8,5 кА (предоставлен персоналом подстанции).

Произведем расчет токов КЗ на стороне 35 и 10 кВ для вновь устанавливаемых силовых трансформаторов ТДТН мощностью 40000 кВА напряжением 110/35/10 кВ.

Данные силового 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:

- $U_{к\text{ ВН-СН}} = 10,5\%$,

- $U_{к\text{ ВН-НН}} = 17,5\%$,

- $U_{к\text{ СН-НН}} = 6,5\%$.

Для проведения расчетов токов короткого замыкания на шинах 35 кВ и шинах 10 кВ необходимо составить расчетную схему из электрической схемы подстанции «Протва» 110/35/10 кВ. Расчетная схема представлена на рисунке 5.1.

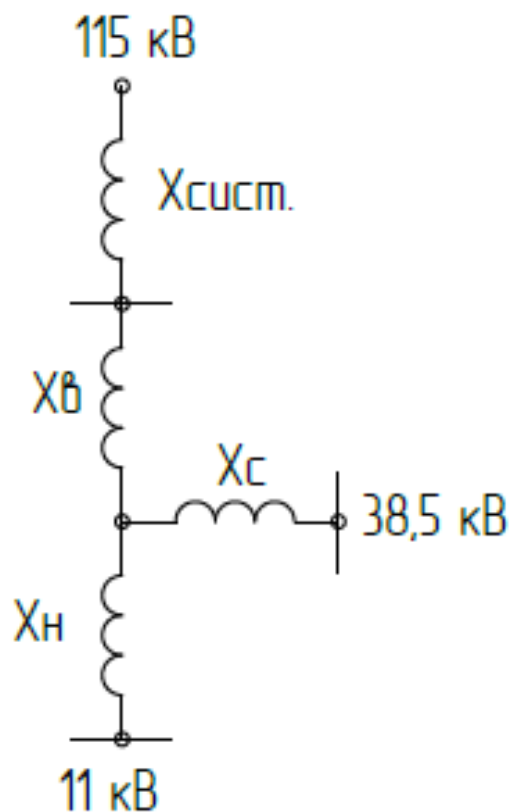


Рисунок 5.1 – Расчетная схема

Для расчета принимаем за базисные следующие величины:

- $S_B = 40$ МВА,
- $U_{B1} = 115$ кВ,
- $U_{B2} = 38,5$ кВ,
- $U_{B3} = 11$ кВ.

Согласно исходным данным, предоставленным персоналом подстанции, максимальный ток короткого замыкания на шинах напряжением 110 кВ подстанции «Протва» 110/35/10 кВ составляет 8,5 кА.

Сопротивление системы рассчитывается по следующей формуле:

$$X_{\text{сист}} = \left(\frac{U_{\text{сист}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)}} \right) \cdot \left(\frac{S_B}{U_{B1}^2} \right), \quad (5.1)$$

где $I_{кз}^{(3)}$ - ток трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ.

$$X_{\text{сист}} = \left(\frac{115}{\sqrt{3} \cdot 8,5} \right) \cdot \left(\frac{40}{115^2} \right) = 0,024 \text{ Ом.}$$

Согласно ГОСТ Р 52735-2007 «Короткие замыкания в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ [4], для трехобмоточного трансформатора, в данном случае ТДТН, сопротивления ветвей высшего напряжения X_B , среднего напряжения X_C и низкого напряжения X_H рассчитываются по следующим формулам:

$$X_B = 0,5 \cdot \left(\frac{U_{\text{кВН-НН}} + U_{\text{кВН-СН}} - U_{\text{кСН-НН}}}{100} \right) \cdot \left(\frac{S_B}{S_{\text{ном.Т}}} \right) \cdot \left(\frac{U_{\text{ном.Т}}}{U_{\text{Б1}}} \right)^2, \quad (5.2)$$

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

$$X_C = 0,5 \cdot \left(\frac{U_{\text{кВН-СН}} + U_{\text{кСН-НН}} - U_{\text{кВН-НН}}}{100} \right) \cdot \left(\frac{S_B}{S_{\text{ном.Т}}} \right) \cdot \left(\frac{U_{\text{ном.Т}}}{U_{\text{Б1}}} \right)^2, \quad (5.3)$$

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

$$X_H = 0,5 \cdot \left(\frac{U_{\text{кВН-НН}} + U_{\text{кСН-НН}} - U_{\text{кВН-СН}}}{100} \right) \cdot \left(\frac{S_B}{S_{\text{ном.Т}}} \right) \cdot \left(\frac{U_{\text{ном.Т}}}{U_{\text{Б1}}} \right)^2, \quad (5.4)$$

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

Ток короткого замыкания за силовым трансформатором на стороне 35 кВ, в базисных единицах, рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{\text{КЗб.е}}^{(3)} = \frac{\varepsilon}{X_{\text{сист}} + X_{\text{В}} + X_{\text{С}}}, \quad (5.5)$$

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

В именованных единицах, ток короткого замыкания за силовым трансформатором на стороне 35 кВ рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = I_{\text{КЗб.е}}^{(3)} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Б2}}}, \quad (5.6)$$

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

Ток короткого замыкания за силовым трансформатором на стороне 10 кВ, в базисных единицах, рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{\text{КЗб.е}}^{(3)} = \frac{\varepsilon}{X_{\text{сист}} + X_{\text{В}} + X_{\text{Н}}}, \quad (5.7)$$

$$I_{\text{КЗб.е}}^{(3)} = \frac{1}{0,024 + 0,11 + 0,07} = 4,9 \text{ кА.}$$

В именованных единицах, ток короткого замыкания за силовым трансформатором на стороне 10 кВ рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = I_{\text{КЗ6.е}}^{(3)} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{БЗ}}}, \quad (5.8)$$

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

Сведем полученные расчетным способом, по формулам (5.1-5.8) данные в единую таблицу для наглядности. Расчетные величины токов короткого замыкания представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Расчетные данные токов короткого замыкания

Показатель	шины 110 кВ	шины 35 кВ	шины 10 кВ
«Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания $I_{\text{КЗ}}^{(3)}$, кА» [4].	8,5	4,5	10,3

6 Выбор и проверка основного электрооборудования 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ подстанции «Протва» 110/35/10 кВ

«Выбор оборудования в общем случае производится по приведенным ниже параметрам (выключатели, разъединители):

- номинальное напряжение: $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$,
- номинальный ток: $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.сети}}$,
- номинальный ток отключения: $I_{\text{отк}} \geq I_{\text{п.0}}$ »[8].

«Проверка оборудования в общем случае производится по приведенным ниже параметрам (выключатели, разъединители):

- 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: $I^2_{\text{терм}} \cdot t_{\text{терм}} \geq B_{\text{к}}$ »[8].

6.1 Выбор и проверка высоковольтных выключателей 110 кВ подстанции «Протва» 110/35/10 кВ

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

Отделители и короткозамыкатели использовались раньше при строительстве подстанций по упрощенным схемам с высокими темпами их возведения. При невысоких электрических нагрузках того времени (1981 г. – год введения в эксплуатацию подстанции «Протва»), подстанции построенные по таким схемам, успешно функционировали, обладая достаточной степенью надежности. Головной выключатель успешно отключал ток короткого замыкания, создаваемые короткозамыкателем и в бестоковую паузу отделители выводили из работы поврежденный трансформатор или поврежденное оборудование трансформаторного блока.

На данный момент, подстанции оснащаются множеством микропроцессорных устройств различного назначения (мониторинг, релейная защита, диагностика, управление и т.п.) и нахождение оборудования под воздействием аварийных токов даже на небольшое время, может привести к выходу из строя микропроцессорных устройств.

Поэтому, вследствие физического и морального устаревания отделители и короткозамыкатели необходимо заменить на высоковольтные выключатели (с высокой скоростью отключения) [11].

Согласно действующей схеме подстанции «Протва» 110/35/10 кВ отделители и короткозамыкатели установлены в цепи 110 кВ силовых трансформаторов.

В качестве отделителей ОД-110 кВ установлены отделители типа ОД-110М/630 с приводом ПРУ1 (ШПОМ).

В качестве короткозамыкателей КЗ-110 кВ установлены короткозамыкатели типа КЗ-110МУ1.

В качестве высоковольтных выключателей на подстанции «Протва» 110/35/10 кВ принимаем выключатели элегазовые колонковые ВГТ-110 кВ производства «Уралэлектротяжмаш» (далее по тексту УЭТМ).

Основные параметры выключателя элегазового колонкового 110 кВ ВГТ-110 кВ представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Параметры выключателя элегазового колонкового 110 кВ ВГТ-110 кВ

Аппарат	Параметр номинальный		Расчетный параметр		Условие проверки
Выключатель элегазовый колонковый 110 кВ ВГТ-110 кВ	$U_{ном}, \text{кВ}$	110	$U_{сети}, \text{кВ}$	110	$U_{ном} \geq U_{сети}$

Продолжение таблицы 6.1

	$I_{\text{НОМ}}, \text{ А}$	3150	$I_{\text{раб.сети}}, \text{ А}$	209,94	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб.сети}}^*$ $* I_{\text{раб.сети}} = \frac{S_{\text{НОМИН.Транс}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМИН.сети}}}$ $I_{\text{раб.сети}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 209,94 \text{ А}$
	$I_{\text{ОТКЛ}}, \text{ кА}$	40	$I_{\text{К}}^{(3)}, \text{ кА}$	8,5	$I_{\text{ОТКЛ}} \geq I_{\text{К}}^{(3)}$
	$i_{\text{пр.скв}}, \text{ кА}$	100	$i_{\text{уд}}, \text{ кА}$	18,5	$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$
	$I_{\text{ПР.СКВ}}, \text{ кА}$	22,6 2	$I_{\text{П.0}}, \text{ кА}$	6,83	$I_{\text{ПР.СКВ}} (\sqrt{2} \beta_{\text{НОРМ}} \cdot I_{\text{ОТКЛ}}) \geq$ $I_{\text{П.0}} (\sqrt{2} \cdot I_{\text{К}}^{(3)} \cdot e^{-0,048/0,085})$
	$I_{\text{ТЕРМ}}^2 \cdot t_{\text{ТЕРМ}}, \text{ кА}^2/\text{с}$	4800	$B_{\text{К}}, \text{ кА}^2/\text{с}$	243	$I_{\text{ТЕРМ}}^2 \cdot t_{\text{ТЕРМ}} \geq B_{\text{К}}$ $(I_{\text{К}}^{(3)})^2 \cdot t_{\text{ОТКЛ}}$

Параметры выключателя взяты согласно каталога [23], все остальные расчетные параметры взяты согласно методических указаний [9].

Выключатель элегазовый колонковый 110 кВ ВГТ-110 кВ прошел проверку по всем параметрам и годен к установке на подстанции «Протва» 110/35/10 кВ.

6.2 Выбор и проверка высоковольтных разъединителей 110 кВ подстанции «Протва» 110/35/10 кВ

На ОРУ-110 кВ установлены трехполюсные разъединители горизонтально-поворотного типа, двухколонковые на номинальный ток 1000 А типа РНДЗ-110-1000 У1. Тип привода разъединителей главных ножей и заземляющих ножей – ручной типа ПР У1.

Главная функция разъединителей создание видимого разрыва для четкого и определенного выделения ремонтного участка. Также

разъединителями можно оперировать для включения зарядного тока воздушных линий, тока намагничивания силовых трансформаторов.

Существующие разъединители 110 кВ требуют замены ввиду наличия более новых, совершенных по конструкции разъединителей, а также ввиду физического износа существующих разъединителей.

В качестве высоковольтных разъединителей на подстанции «Протва» 110/35/10 кВ принимаем трехполюсные разъединители наружной установки РПД-110 кВ производства «УЭТМ».

Основные параметры трехполюсного разъединителя наружной установки 110 кВ РПД-110 кВ представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Параметры трехполюсного разъединителя наружной установки 110 кВ РПД -110 кВ

Аппарат	Параметр номинальный		Расчетный параметр		Условие проверки
Трехполюсный разъединитель наружной установки 110 кВ РПД-110 кВ	$U_{ном}, кВ$	110	$U_{сети}, кВ$	110	$U_{ном} \geq U_{сети}$
	$I_{ном}, А$	2000	$I_{раб.сети}, А$	209,94	$I_{ном} \geq I_{раб.сети}^*$ $* I_{раб.сети} = \frac{S_{номин.Транс}}{\sqrt{3} \cdot U_{номин.сети}}$ $I_{раб.сети} =$ $\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 209,94 А$
	$i_{пр.скв}, кА$	125	$i_{уд}, кА$	18,5	$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$
	$I_{ТЕРМ}^2 \cdot t_{ТЕРМ}$ $_{PM}, кА^2/с$	7500	$B_K, кА^2/с$	243	$I_{ТЕРМ}^2 \cdot t_{ТЕРМ} \geq B_K$ $(I_K^{(3)})^2 \cdot t_{откл}$

Параметры разъединителя взяты согласно каталога [21], все остальные расчетные параметры взяты согласно методических указаний [9].

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.

6.3 Выбор трансформаторов тока 110 кВ подстанции «Протва» 110/35/10кВ

Для нужд релейной защиты и автоматики (далее по тексту РЗА), а также прочих нужд, на подстанции «Протва» 110/35/10 кВ в настоящий момент используются трансформаторы тока встроенные во ввода силовых трансформаторов.

После реконструкции подстанции «Протва» 110/35/10 кВ для тех же самых нужд (РЗА и прочее) используются 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 0,5/10Р/10Р.

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

6.4 Выбор трансформаторов напряжения 110 кВ подстанции «Протва» 110/35/10кВ

В настоящий момент трансформаторы напряжения 110 кВ на подстанции «Протва» 110/35/10 кВ не установлены.

Для нужд РЗА в настоящий момент используются трансформаторы тока 110 кВ встроенные в силовые трансформаторы.

Поэтому в дальнейшем, после реконструкции, трансформаторы напряжения 110 кВ использоваться не будут, а для нужд РЗА, как и прежде, будут использоваться трансформаторы тока, встроенные во ввода силовых трансформаторов (как было указано в п.6.3 бакалаврской работы).

6.5 Выбор и проверка ограничителей перенапряжений 110 кВ подстанции «Протва» 110/35/10 кВ

В качестве защитных аппаратов от перенапряжения в сети, на подстанции «Протва» 110/35/10 кВ установлены ограничители перенапряжения ОПН-110 кВ типа ОПН-П-110/83/10/850 УХЛ1.

Ввиду изношенности, существующие ограничители перенапряжения 110 кВ требуют замены на новые. Необходимо рассчитать и проверить существующие параметры ОПН-ов для подтверждения актуальности существующих параметров.

Основные параметры ОПН-ов 110 кВ ОПН-П-110/83/10/850 УХЛ1 представлены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Параметры ОПН-ов 110 кВ ОПН-П-110/83/10/850 УХЛ1

Аппарат	Параметр номинальный		Расчетный параметр		Условие проверки
Ограничитель перенапряжений ОПН-П-110/83/10/550 УХЛ1	$U_{ном}$, кВ	110	$U_{сети}$, кВ	110	$U_{ном} \geq U_{сети}$
	$U_{нро}$, кВ (наибольшее длительно-допустимое рабочее напряжение)	88	$U_{нр.сети}$	69,9	$U_{нро} > U_{нр.сети}$ $(U_p(126 \text{ кВ}) \cdot 1,1 / \sqrt{3})$
	I_n , кА (номинальный разрядный ток)	10	$I_{нсети}$, кА	10	10000 А для защиты электрооборудования от грозových и коммутационных перенапряжений

Параметры ОПН-а взяты согласно каталога [20], все остальные расчетные параметры взяты согласно методических указаний [9].

Ограничитель перенапряжений ОПН-П-110/83/10/850 УХЛ1 прошел проверку по всем параметрам и годен к установке на подстанции «Протва» 110/35/10 кВ.

6.6 Выбор и проверка заземлителей нейтрали с ограничителями перенапряжений 110 кВ подстанции «Протва» 110/35/10 кВ

В связи с сильным физическим износом, необходимо провести замену заземлителей нейтрали силовых трансформаторов ЗОН-110 кВ, которые устанавливаются комплектно с ограничителями перенапряжений.

Длительно допустимое рабочее напряжение ОПН-а нейтрали трансформатора $U_{нр} = 1,1 \cdot 110 / 1,73 = 69,9$ кВ.

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

Однако при несимметричных коротких замыканиях в течение 0,15-0,2 с напряжение может повышаться до фазного, т.е. до 69,9 кВ. Исходя из вольтвременной характеристики ОПНН-П-110/60/10/850 (устанавливается комплектно с ЗОН) для $t = 2$ с коэффициент $K_v = 1,18$, поэтому для ОПН в нейтрали $U_{рнр} = 69,9 / 1,18 = 59,2$ кВ.

Проверка ОПН-а нейтрали проводится в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Проверка ОПН-110 кВ в нейтрали трансформатора

Аппарат	Параметр номинальный		Расчетный параметр		Условие проверки
Ограничитель перенапряжений ОПН в нейтрали трансформатора	$U_{ном}$, кВ	90	$U_{ф}$, кВ	63,5	$U_{ном} \geq U_{ф}$
	$U_{нр.факт}$, кВ	60	$U_{рнр.тр}$, кВ	59,2	$U_{нр.факт} > U_{рнр.тр}$

Ограничитель перенапряжений нейтрали трансформатора прошел проверку по всем параметрам и годен к установке на подстанции «Протва» 110/35/10 кВ.

6.7 Выбор и проверка высоковольтных выключателей 35 кВ подстанции «Протва» 110/35/10 кВ

В настоящее время на подстанции «Протва» 110/35/10 кВ, на распределительном устройстве 35 кВ, стоят масляные баковые выключатели типа С-35 на номинальный ток 630 А, с номинальным током отключения 10 кА.

Выключатель состоит из бака, в котором установлены полюса. Полюса имеют между собой механическую связь и управляются посредством привода ПЭМУ-500 (электромагнитный привод) [26].

Основными недостатками выключателя типа С-35 являются физическое устаревание, выражающееся в банальном износе оборудования, а также моральное устаревание, выражающееся в выпуске на данный момент выключателей технически совершенней и безопасней.

Говоря о безопасности эксплуатации выключателям типа С-35 можно сказать о наличии масляной дугогасящей среды, что говорит о высокой пожаро- и взрывоопасности выключателя [38].

Тенденция конструирования современных подстанций склоняется к отказу от масляных высоковольтных выключателей и переход к вакуумным или элегазовым выключателям.

Вакуумные и элегазовые выключатели намного безопасней масляных, занимают меньше места ввиду отсутствия масляного бака, что позволяет сократить площадь распределительных устройств. Кроме того, вакуум или элегаз обладают лучшими, по сравнению с маслом, дугогасящими свойствами. Электрическая дуга, возникающая при коротких замыканиях, гасится эффективней и быстрее, что позволяет уберечь дорогостоящее оборудование подстанций от повреждений (исключение или значительное

ограничение нахождения оборудования под воздействием сверхвысоких токов).

В качестве высоковольтных выключателей 35 кВ на подстанции «Протва» 110/35/10 кВ принимаем выключатели элегазовые баковые ВГБ-35 кВ производства «Уралэлектротяжмаш».

Основные параметры выключателя элегазовые баковые 35 кВ ВГБ-35 кВ представлены в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Параметры выключателя элегазового бакового 35 кВ ВГБ-35 кВ

Аппарат	Параметр номинальный		Расчетный параметр		Условие проверки
	$U_{ном}$, кВ	35	$U_{сети}$, кВ	35	
Выключатель элегазовый баковый 35 кВ ВГБ-35 кВ	$I_{ном}$, А	1000	$I_{раб.сети}$, А	599,84	$I_{ном} \geq I_{раб.сети}^*$ $* I_{раб.сети} = \frac{S_{номин.Транс}}{\sqrt{3} \cdot U_{номин.сети}}$ $I_{раб.сети} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 599,84 \text{ А}$
	$I_{откл}$, кА	12,5	$I_K^{(3)}$, кА	4,5	$I_{откл} \geq I_K^{(3)}$
	$i_{пр.скв}$, кА	35	$i_{уд}$, кА	9	$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$
	$I_{пр.скв}$, кА	7,6	$I_{п.0}$, кА	3,618	$I_{пр.скв} (\sqrt{2} \beta_{ном} \cdot I_{откл}) \geq I_{п.0} (\sqrt{2} \cdot I_K^{(3)} \cdot e^{-0,048/0,085})$
	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$, кА ² /с	468	B_K , кА ² /с	60,75	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \geq B_K (I_K^{(3)})^2 \cdot t_{откл}$

Параметры выключатели взяты согласно каталога [17], все остальные расчетные параметры взяты согласно методических указаний [9].

Выключатель элегазовый баковый 35 кВ ВГБ-35 кВ прошел проверку по всем параметрам и годен к установке на подстанции «Протва» 110/35/10 кВ.

6.8 Выбор и проверка высоковольтных разъединителей 35 кВ подстанции «Протва» 110/35/10 кВ

Основное назначение разъединителей обговаривалось в п. 6.2. настоящей бакалаврской работы и не изменяется в зависимости от напряжения, поэтому необходимо подробно остановиться на самом разъединителе для выделения основных недостатков.

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 [34]. 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 на подстанции «Протва» 110/35/10 кВ принимаем трехполюсные разъединители наружной установки РГП-2-35/1000 производства «Завод электротехнического оборудования» (далее по тексту ЗЭТО) [24].

Основные параметры трехполюсного разъединителя наружной установки 35 кВ РГП-2-35/1000 представлены в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Параметры трехполюсного разъединителя наружной установки 35 кВ РГП-2-35/1000

Аппарат	Параметр номинальный		Расчетный параметр		Условие проверки
Трехполюсный разъединитель наружной установки 35 кВ РГП-2-35/1000	$U_{ном}, \text{кВ}$	35	$U_{сети}, \text{кВ}$	35	$U_{ном} \geq U_{сети}$
	$I_{ном}, \text{А}$	1000	$I_{раб.сети}, \text{А}$	599,84	$I_{ном} \geq I_{раб.сети}^*$ $* I_{раб.сети} = \frac{S_{номин.Транс}}{\sqrt{3} \cdot U_{номин.сети}}$ $I_{раб.сети} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 599,84 \text{ А}$
	$i_{пр.скв}, \text{кА}$	50	$i_{уд}, \text{кА}$	9	$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$
	$I_{ТЕРМ}^2 \cdot t_{ТЕРМ}, \text{кА}^2/\text{с}$	1200	$B_K, \text{кА}^2/\text{с}$	60,75	$I_{ТЕРМ}^2 \cdot t_{ТЕРМ} \geq B_K (I_K^{(3)})^2 \cdot t_{откл}$

Параметры разъединителя взяты согласно каталога [24], все остальные расчетные параметры взяты согласно методических указаний [9].

Трехполюсный разъединитель наружной установки 35 кВ РГП-2-35/1000 прошел проверку по всем параметрам и годен к установке на подстанции «Протва» 110/35/10 кВ.

6.9 Выбор трансформаторов тока 35 кВ подстанции «Протва» 110/35/10кВ

Для нужд релейной защиты и автоматики (далее по тексту РЗА), а также прочих нужд, на подстанции «Протва» 110/35/10 кВ, на напряжении 35 кВ, в настоящий момент используются трансформаторы тока встроенные во вводы выключателей 35 кВ типа С-35.

После реконструкции подстанции «Протва» 110/35/10 кВ для тех же самых нужд (РЗА и прочее) используются 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.

6.10 Выбор трансформаторов напряжения 35 кВ подстанции «Протва» 110/35/10кВ

В настоящий момент на подстанции «Протва» 110/35/10 кВ установлены трансформаторы напряжения 35 кВ типа НАМИ-35.

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

Основной недостаток трансформатора напряжения на данный момент – сильный физический износ. В данных обстоятельствах требуется замена трансформаторов напряжения 35 кВ на новые.

В качестве вновь устанавливаемого трансформатора напряжения выбираем аналогичный трансформатор напряжения 35 кВ НАМИ-35 кВ, ввиду того, что наиболее подходящим трехфазным вариантом трансформатором напряжения 35 кВ для установке на ОРУ-35 кВ является НАМИ-35 (отсутствие других подходящих трансформаторов напряжения трехфазных наружной установки).

Необходимо для данного трансформатора напряжения произвести расчет нагрузок. Расчет выполняется на основании методики, изложенной в [7]. Все необходимые расчетные величины были предоставлены персоналом подстанции. Расчет представлен в таблице 6.7.

Таблица 6.7 – 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.

6.11 Выбор и проверка комплектного распределительного устройства 10 кВ подстанции «Протва» 110/35/10 кВ

Существующее распределительное устройство 10 кВ подстанции «Протва» 110/35/10 кВ выполнено 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 образцом оборудования, устаревшим как физически (износ), так и морально (уже давно выпускаются намного более совершенные КРУ). К тому же ячейки КРУ типа К-12 в настоящее время сняты с производства, что значительно осложняет проведение различных ремонтов (ввиду отсутствия запчастей) [29].

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.

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:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (6.1)$$

$$I_{\text{расч}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 11,5} = 2008 \text{ А.}$$

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

Основные параметры КРУ ZETO представлены в таблице 6.8.

Таблица 6.8 – Параметры КРУ ZETO

Параметр	Значение
$U_{\text{НОМ}}$, кВ	10
Номинальный ток главных цепей/сборных шин $I_{\text{НОМ}}$, А	3150

6.12 Выбор и проверка выключателей 10 кВ подстанции «Протва» 110/35/10 кВ

В настоящее время в качестве коммутационных аппаратов используются вакуумные выключатели типа ВК-10/630, ВМПП-10/630, ВБМ-10-20/1000, ВБМ-10-20/1600. Данные выключатели устарели и требуют замены на новые аналоги в связи с сильным физическим износом.

В КРУ ZETO существует возможность использовать выключатели различных производителей

В качестве выключателей выбираем вакуумные выключатели типа VD4:

- для вводных ячеек VD4-10-20/1600 (аналогично предыдущему по параметрам);

- для ячеек отходящих присоединений с номинальным током 630 А VD4-10/630;

- для ячеек отходящих присоединений с номинальным током 1000 А VD4-10-20/1000.

Для обоснования выбора нового выключателя с аналогичными техническими характеристиками, необходимо произвести проверку выключателя 10 кВ. Проверка производится аналогично выключателям 110 кВ и 35 кВ и представлена в таблице 6.9.

Таблица 6.9 – Параметры вакуумного выключателя 10 кВ VD4

Аппарат	Параметр номинальный		Расчетный параметр		Условие проверки
Вакуумный выключатель 10 кВ VD4	$U_{\text{ном}}$, кВ	10	$U_{\text{сети}}$, кВ	10	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$
	$I_{\text{ном}}$, А	1600	$I_{\text{раб.сети}}$, А	962,81	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.сети}}^*$ * согласно данным с подстанции 962,81А
	$I_{\text{откл}}$, кА	31,5	$I_{\text{к}}^{(3)}$, кА	10,3	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{к}}^{(3)}$
	$i_{\text{пр.скв}}$, кА	51	$i_{\text{уд}}$, кА	25,75	$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$
	$I_{\text{пр.скв}}$, кА	28,8 4	$I_{\text{п.0}}$, кА	8,28	$I_{\text{пр.скв}} (\sqrt{2} \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл}}) \geq I_{\text{п.0}} (\sqrt{2} \cdot I_{\text{к}}^{(3)} \cdot e^{-0,048/0,085})$
	$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$, кА ² /с	1200	$B_{\text{к}}$, кА ² /с	318,3	$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \geq B_{\text{к}} (I_{\text{к}}^{(3)})^2 \cdot t_{\text{откл}}$

Параметры выключателя взяты согласно каталога [25], все остальные расчетные параметры взяты согласно методических указаний [9].

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

6.13 Выбор и проверка трансформаторов тока, напряжения 10 кВ, подстанции «Протва» 110/35/10 кВ

Существующие трансформаторы тока на подстанции «Протва» 110/35/10 кВ – 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.

Необходима замена трансформаторов тока в связи с их износом.

Вышеперечисленные трансформаторы тока заменяются на аналогичные производства «Свердловского завода трансформаторов тока» (далее по тексту «СЗТТ») типа ТОЛ-10 с классом точности обмоток 0,5/10Р/10Р с аналогичными номинальными токами.

Трансформаторы тока, в основном, используются для нужд РЗиА.

Для обоснования выбора новых трансформаторов тока, необходимо произвести их проверку (трансформаторов тока во вводной ячейке на номинальный тока 1500А). Методика проверки взята из [6]. Данные для расчета предоставлены персоналом подстанции, а также взяты из каталога на трансформаторы тока [22]. Проверка производится в таблице 6.10.

Таблица 6.10 – Проверка трансформатора тока 1500/5

Наименование	Значение расчетное	Значение паспортное
К _т рабочей отпайки	1500/5 А	1500/5 А
Нагрузка от устройств РЗиА, ВА	3,1	-
Нагрузка от переходных сопротивлений, ВА	2,5	-
Длина провода, м	40	-
Сечение, мм ²	6	-
Нагрузка от проводников, ВА	2,9	-
Итоговая нагрузка, ВА	8,5	10

Максимальная номинальная нагрузка вторичных обмоток трансформаторов тока ТОЛ-10 – 30 ВА, что со значительным запасом хватает для подключения множества вторичных устройств.

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

Необходимо для данного трансформатора напряжения произвести расчет нагрузок. Расчет выполняется на основании методики, изложенной в [7]. Все необходимые расчетные величины были предоставлены персоналом подстанции. Расчет представлен в таблице 6.11.

Таблица 6.11 – 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.

7 Система оперативного тока на подстанции «Протва» 110/35/10 кВ

Система оперативного постоянного тока (далее по тексту СОПТ) на подстанции «Протва» 110/35/10 кВ выполнена в виде шкафа ШОТ-РА, содержащего в себе:

- гелевые, необслуживаемые аккумуляторные батареи;
- зарядное устройство;
- устройство контроля изоляции;
- систему мониторинга;
- автоматические выключатели для отходящих присоединений;
- шинки мигающего света;
- обогрев отсека АБ;
- контроль состояния предохранителей.

Питание постоянным оперативным током устройств РЗиА осуществляется от шкафа ШОТ-РА. Оборудование РЗиА и СОПТ располагаются в здании ОПУ.

Емкость аккумуляторной батареи обеспечивает питание всех потребителей СОПТ подстанции в течение не менее 3 часов в конце срока службы батареи (при снижении емкости батареи в конце срока службы на 20%) при отсутствии подзаряда.

Расчетный ток разряда согласно данным, предоставленным персоналом подстанции, составляет 3,06 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 [18].

С учётом снижения ёмкости батареи к концу срока службы и возможного увеличения количества электроприемников СОПТ в процессе расширения или реконструкции подстанции, выбираем больший типоразмер аккумуляторной батареи: Sonnenschein емкостью 50А·ч.

8 Собственные нужды подстанции «Протва» 110/35/10 кВ

В настоящее время на подстанции «Протва» 110/35/10 используются трансформаторы собственных нужд типа ТМ напряжением 10/0,23 кВ, мощностью 63 кВА каждый.

Трансформаторы собственных нужд требуют замены ввиду сильного износа.

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

Основные приемники собственных нужд переменного тока это:

- оперативные цепи;
- электродвигатели систем охлаждения трансформаторов;
- электродвигатели приводов высоковольтного оборудования;
- освещение;
- электроотопление помещений;
- системы вентиляции;
- сигнализация.

В качестве трансформатора собственных нужд на подстанции «Протва» будут использоваться трансформаторы ТСЛ-63 кВА [37].

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.

9 Заземление подстанции «Протва» 110/35/10 кВ

Существующее заземляющее устройство выполнено в соответствии с требованиями по напряжению прикосновения, ПУЭ 7-е изд., п.1.7.89, 1.7.91-1.7.93 и не превышает сопротивления 0,5 Ом с учетом сопротивления искусственных и естественных заземлителей в любое время года [14].

Заземляющее устройство на подстанции выполняется в виде горизонтальной сетки из продольных и поперечных заземлителей. Объединенные в единое целое продольные и поперечные заземлители, а также вертикальные заземлители составляют сетку заземления подстанции «Протва» 110/35/10 кВ.

Все соединения и пересечения элементов заземляющего устройства выполнены сваркой внахлест.

Во всех электротехнических помещениях по периметру помещений проложена шина системы уравнивания потенциалов (стальная полоса), к которой присоединяется 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.

Присоединение внутреннего ЗУ к наружному ЗУ подстанции выполняется по периметру здания с шагом не менее 10м.

Заземляющее устройство подстанции реконструкции не подвергается, за исключением присоединения вновь устанавливаемых силовых трансформаторов Т1, Т2 и высоковольтного оборудования к существующему контуру заземления.

10 Молниезащита подстанции «Протва» 110/35/10 кВ

Существующая молниезащита подстанции реконструкции не подвергается.

Молниезащита 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.

Существующая схема молниезащиты обеспечивает молниезащиту всей территории объекта по уровню защиты III от прямого удара молнии с надежностью 0,9 в соответствии с СО-153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций». Москва. Издательство МЭИ, 2004 г.» [13]

Для защиты вновь прокладываемых контрольных кабелей от вторичных проявлений тока молнии применяются экранированные кабели с заземлением экранов с двух сторон.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Цель бакалаврской работы – обеспечения надежного и качественного снабжения электроэнергией потребителей.

Цель, выдвинутая в бакалаврской работе, была достигнута реализацией некоторого числа мероприятий, результаты которых приведены далее.

В результате технико-экономического расчета, были выбран новые, более мощные трансформаторы, для установки на подстанции «Протва» 110/35/10 кВ – ТДТН-40000 кВА. Установка трансформаторов данной мощности 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 подстанции «Протва» 110/35/10 кВ заменено на современные аналоги. В частности произведена замена отделителей с короткозамкателями 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 (силовые трансформаторы в частности).

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. 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: 01.03.2019).

2. 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: 01.03.2019).

3. 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 (дата обращения: 12.03.2019).

4. ГОСТ Р 52735-2007. 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 (дата обращения: 17.03.2019).

5. 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: 10.03.2019).

6. Королев Е. П., Либерзон Э. М. Расчеты допустимых нагрузок в токовых цепях релейной защиты : учеб. пособие. М. : Энергия, 1980. 208 с. : ил.

7. 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.

8. 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.

9. 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.

10. Схемы электрических соединений подстанций : учеб. пособие / А. И. Хальясмаа, С. А. Дмитриев, С. Е. Кокин, Д. А. Глушков. Екатеринбург : Изд-во Уральского федерального университета им. первого Президента России Б.Н. Ельцина, 2015. 100 с. ISBN 978-5-7996-1457-5.

11. Hongxia M., Heng Z., Minghua C. Two-Level Fault Diagnosis of SF6 Electrical Equipment Based on Big Data Analysis // Big data and cognitive computing. 2018. № 3-4. P. 1-18.

12. Lei S., Xuesong S., Yifan L 3D Modeling of Transformer Substation Based on Mapping and 2D Images // Mathematical Problems in Engineering. 2016. № 1. P. 1-6.

13. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций [Электронный ресурс] : СО-153-34.21.122-2003 : утв. Мин.Энерго РФ 30.03.2003. М. : [б.и.], 2003. 29 с. URL: https://zandz.com/files/so_153-34_21_122-2003.pdf (дата обращения: 04.04.2019).

14. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Электронный ресурс] : 7-ое издание. 178 с. URL:

https://bolid.ru/files/554/732/h_4b5caa66bb3e627f4d5a006ac89af7d4.pdf (дата обращения: 01.03.2019).

15. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования [Электронный ресурс] : РД 153-34.0-20.527-98 : утв. Департаментом стратегии развития и научно-технической политики 23.03.1998. М. : НЦ ЭНАС, 2002. 131 с. URL: <https://www.elec.ru/files/013/000001404/attfile/rd-153-340-20527-98.pdf> (дата обращения: 5.04.2019).

16. 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 (дата обращения: 1.03.2019).

17. Выключатель элегазовые баковый серии ВГБ-УЭТМ 35 на напряжением 35 кВ [Электронный ресурс] : каталог ; разработчик и изготовитель «Уралэлектротяжмаш». Екатеринбург, 2019. 8 л. URL: <http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/vgb-uetm-35/> (дата обращения: 27.03.2019).

18. Необслуживаемые свинцово-кислотные аккумуляторы с желеобразным электролитом технологии dryfit [Электронный ресурс] : каталог ; разработчик и изготовитель ООО «Акку-Фертриб». Москва, 2019. 20 л. URL: http://www.akku-vertrieb.ru/upload/iblock/e5c/dryfit_03_2019.pdf (дата обращения: 02.04.2019).

19. Номенклатурный каталог Тольяттинский Трансформатор [Электронный ресурс] : каталог ООО «Тольяттинский Трансформатор. Тольятти, 2019. 115 с. URL: [http://www.transformator.com.ru/docs/НК_ТТ,ООО_2019%20г.pdf\(2151561%20v1\).pdf](http://www.transformator.com.ru/docs/НК_ТТ,ООО_2019%20г.pdf(2151561%20v1).pdf) (дата обращения: 12.03.2019).

20. ОПН-110 кВ [Электронный ресурс] : офиц. сайт компании «ФЕНИКС-88» ; каталог продукции. URL: <http://fenix88.com/products/productsall/opn110/> (дата обращения: 25.03.2019).

21. Разъединители наружной установки серии РПД-УЭТМ и РПДО-УЭТМ на 110 и 220 кВ [Электронный ресурс] : каталог ; разработчик и изготовитель «Уралэлектротяжмаш». Екатеринбург, 2019. 32 л. URL: <http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/rpduetm110rpdouetm110/> (дата обращения: 24.03.2019).

22. Свердловский завод трансформаторов тока [Электронный ресурс] : каталог ; разработчик и изготовитель «Свердловский завод трансформаторов тока». Екатеринбург, 2019. 295 л. URL: http://www.czt.ru/userFiles/Catalog_2019/katalog_2019_electr.pdf (дата обращения: 31.03.2019).

23. Технический каталог газонаполненное оборудование [Электронный ресурс] : каталог ; разработчик и изготовитель «Завод электротехнического оборудования». Великие Луки, 2019. 54 л. URL: http://www.zeto.ru/download/5571/ЗЭТО_газонаполненное_оборудование_2016.pdf (дата обращения: 23.03.2019).

24. Технический каталог разъединители серии РГ на напряжение 35-500 кВ [Электронный ресурс] : каталог ; разработчик и изготовитель «Завод электротехнического оборудования». Великие Луки, 2019. 70 л. URL: http://www.zeto.ru/download/7305/ЗЭТО_РГ_35-500_2016.pdf (дата обращения: 28.03.2019).

25. Устройства комплектные распределительные КРУ ZETO на 6(10) и 20 кВ [Электронный ресурс] : каталог ; разработчик и изготовитель «Завод электротехнического оборудования». Великие Луки, 2019. 58 л. URL: http://www.zeto.ru/download/10150/Каталог_КРУ_ZETO.pdf (дата обращения: 30.03.2019).

26. Выключатель высокого напряжения трехполюсный типа С-35М-630-10 [Электронный ресурс] : сайт машинформ.ру. URL:

<https://electro.mashinform.ru/vyklyuchateli-maslyanye/vyklyuchatel-vysokogo-napryazheniya-trekhpolysnyj-tipa-s-35m-630-10-obj4.html> (дата обращения: 26.03.2019).

27. Жуков (город) [Электронный ресурс] : сайт свободной энциклопедии Википедия. URL: [https://ru.wikipedia.org/wiki/Жуков_\(город\)](https://ru.wikipedia.org/wiki/Жуков_(город)) (дата обращения: 01.03.2019).

28. Интерактивные карты загрузки центров питания [Электронный ресурс] : офиц. портал ПАО «МРСК Центра и Приволжья». URL: <https://kl-pj.mrsk-sr.ru/PowerJournal/Maps/WorkLoadPS> (дата обращения: 03.03.2019).

29. К-12 [Электронный ресурс] : сайт ООО «Меридиан». URL: <http://www.kru-10.ru/k-12.html> (дата обращения: 30.03.2019).

30. Объединенная энергосистема [Электронный ресурс] : сайт свободной энциклопедии Википедия. URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Объединённая_энергосистема (дата обращения: 01.03.2019).

31. Основные характеристики Российской электроэнергетики [Электронный ресурс] : сайт Министерства Энергетики. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/532> (дата обращения: 01.03.2019).

32. Статистика [Электронный ресурс] : сайт Министерства Энергетики. URL: <https://minenergo.gov.ru/activity/statistic> (дата обращения: 01.03.2019).

33. Трансформаторы силовые масляные класса напряжения 110 кВ [Электронный ресурс] : сайт ГК «НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ». URL: <https://toltrans.nt-rt.ru/images/manuals/trans6> (дата обращения: 10.03.2019).

34. Разъединитель РНДЗ-2-35/1000 У1 [Электронный ресурс] : сайт Энерготек СВ. URL: http://energoteksv.com.ua/razedinitel_RNDZ_2_35_1000_U1.php (дата обращения: 28.03.2019).

35. НАМИ-35-УХЛ1 трансформатор напряжения [Электронный ресурс] : сайт ООО «ТД «Автоматика». URL: <https://www.td-avtomatika.ru/upload/iblock/461/253191ff-7c58-11e3-b2d7->

0030486527a0_77ff05a4-f4b7-11e5-a641-0030486527a0.pdf (дата обращения: 29.03.2019).

36. Csanyi E. 3 Common Transformer Phenomena That Should Worry Substation Engineers [Электронный ресурс] : Electrical Engineering Portal. 2018. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/transformer-phenomena> (дата обращения: 15.03.2019).

37. Csanyi E. 7 routine tests for a dry-type transformer you should perform during commissioning [Электронный ресурс] : Electrical Engineering Portal. 2019. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/routine-tests-dry-type-transformer> (дата обращения: 5.03.2019).

38. Csanyi E. Protection of a transformer directly connected to a transmission line without switchgear [Электронный ресурс] : Electrical Engineering Portal. 2019. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/transformer-feeder-protection> (дата обращения: 10.03.2019).