

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 ОРУ-110 кВ ПС «Дубенцовская»

Обучающийся

В.Н. Никольский

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, Ю. В. Черненко

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

Консультант

к.п.н., доцент О.Н. Брега

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

Аннотация

В работе проведена реконструкция схемы главных электрических соединений нормального режима открытого распределительного устройства 110 кВ (далее – ОРУ-110 кВ) на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская».

Для достижения поставленной цели, в работе решены следующие задачи:

- описан объект реконструкции, проведён анализ схемы первичных соединений ОРУ-110 кВ на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»;
- разработаны рекомендации по проведению реконструкции ОРУ-110 кВ на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»;
- для обоснования рекомендаций по проведению реконструкции ОРУ-110 кВ на подстанции, проведён анализ нагрузки подстанции, проверены силовые трансформаторы на перегрузочную способность;
- рассчитаны токи короткого замыкания на подстанции;
- выбраны электрические аппараты и проводники, а также схема ОРУ-110 кВ на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» после её реконструкции;
- проведён расчёт системы собственных нужд (далее – СН) подстанции, выбран оперативный ток, а также рассчитана нагрузка СН, на основании чего проведён выбор трансформаторов собственных нужд на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»;
- рассчитана релейная защита и автоматика основного оборудования и системных линий на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская».

Пояснительная записка ВКР состоит из 79 листов, 9 рисунков и 16 таблиц. В работе использовано 25 источников в том числе 5 зарубежных.

Графическая часть работы представлена на шести листах формата А1.

Abstract

In this work, the reconstruction of the circuit of the main electrical connections of the normal mode of the open switchgear 110 kV at the 110/35/10 kV Dubentsovskaya substation was carried out.

The object of reconstruction is described, the analysis of the scheme of primary connections of the outdoor switchgear-110 kV of the substation is carried out.

Recommendations have been developed for the reconstruction of the 110 kV outdoor switchgear at the substation. To substantiate the recommendations for the reconstruction of the 110 kV outdoor switchgear at the substation, an analysis of the substation load was carried out, power transformers were checked for overload capacity. Short circuit currents at the substation are calculated, selected electrical devices and conductors, as well as the scheme of the outdoor switchgear-110 kV at the substation after its reconstruction. The calculation of the substation's own needs system was carried out, the operating current was selected, and the load of the CH was calculated, on the basis of which the choice of auxiliary transformers was made. Relay protection and automation of the main equipment and system lines are calculated.

The graduation qualification work consist of an explanatory note on 79 pages, including 9 figures and 16 tables, the list 25 references including 5 foreign sources and the graphic part on 6 A1 sheets.

Содержание

Введение.....	5
1 Описание объекта реконструкции.....	8
1.1 Исходная характеристика схемы электрических соединений и оборудования подстанции ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская».....	8
1.2 Анализ требований и норм к схемам электрических соединений трансформаторных подстанций.....	17
1.3 Разработка рекомендаций по реконструкции объекта.....	22
2 Анализ нагрузки подстанции.....	25
2.1 Расчёт электрических нагрузок присоединений и сборных шин подстанции.....	25
2.2 Проверочный расчёт силовых трансформаторов подстанции.....	29
3 Расчёт токов короткого замыкания на подстанции.....	37
4 Выбор электрических аппаратов и проводников, электрической схемы на подстанции «Дубенцовская».....	46
4.1 Выбор электрических проводников на подстанции.....	46
4.2 Выбор и проверка электрических аппаратов на подстанции.....	51
4.3 Выбор новой схемы ОРУ-110 кВ подстанции.....	59
5 Собственные нужды подстанции и выбор оперативного тока.....	62
6 Релейная защита и автоматика реконструируемой подстанции.....	65
6.1 Выбор исходных данных.....	65
6.2 Расчёт уставок релейной защиты силовых трансформаторов подстанции.....	66
6.2 Расчёт уставок релейной защиты линий подстанции.....	70
Заключение.....	74
Список используемых источников.....	77

Введение

Система электроснабжения Российской Федерации сегодня носит централизованный характер.

Такая система хороша тем, что обеспечивает значительный резерв мощности и бесперебойное питание потребителей от многих источников энергосистемы. Известно, что в традиционной энергетике электроэнергия вырабатывается турбогенераторами на атомных и тепловых электростанциях, а также гидрогенераторами на гидроэлектростанциях.

Для передачи электроэнергии на большие расстояния, с учётом весьма значительных мощностей и потерь электроэнергии, на выходе из электростанций находятся повышающие трансформаторы, после которых посредством линий электропередач высокого и сверхвысокого напряжения, согласно традиционной схеме, получает питание сеть понижающих питающих подстанций (1150-110 кВ), которые, в свою очередь, далее питают потребительские подстанции на номинальном напряжении 110-0,4 кВ.

Одна из таких понизительных подстанций ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» детально рассматривается в данной работе, в связи с реконструкцией ОРУ-110 кВ на данной подстанции.

Очевидно, что основными составляющими современных понижающих трансформаторных подстанций является совокупность силовых трансформаторов и распределительных устройств. Именно благодаря их слаженной работе обеспечиваются условия надёжности, электробезопасности, быстродействия и селективности (избирательности). Фактически, такими показателями обладают современные разработки электрических аппаратов, активно внедряющихся в последнее время для применения в распределительных устройствах трансформаторных подстанций энергосистемы всех типов и классов напряжения. Таким образом, установлено, что применение современных электрических аппаратов в распределительных устройствах трансформаторных подстанций

энергосистемы всех типов создаёт необходимые условия для обеспечения нормальной и надёжной работоспособности не только самой подстанции, но и всей электрической сети и, как результат, - всей энергосистемы в целом.

Поэтому реконструкция схем электрических соединений и модернизация оборудования современных трансформаторных подстанций и электростанций энергосистемы всех типов является актуальным заданием современной электроэнергетики.

Основной целью данной работы является реконструкция ОРУ-110 кВ на понизительной подстанции переменного тока ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», которая осуществляется путём внесения изменений в исходную схему главных нормальных электрических соединений указанного распределительного устройства данной подстанции.

Объектом исследования в работе является схема главных электрических соединений нормального режима ОРУ-110 кВ на подстанции ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», а также непосредственно сама подстанция.

Предметом исследования в работе являются силовые трансформаторы, проводники, электрические аппараты, а также устройства вторичных цепей (собственные нужды, релейная защита и автоматика) распределительных устройств классов напряжения 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская». При этом первоочередное и пристальное внимание уделяется ОРУ-110 кВ подстанции.

Актуальность работы обусловлена необходимостью реконструкции схем главных электрических соединений нормального режима понизительных подстанций и электростанций, с целью обеспечения бесперебойного, надёжного и качественного электроснабжения потребителей [1,5].

Для достижения поставленной цели, в работе необходимо решить следующие основные задачи:

- описать объект реконструкции, провести анализ схемы первичных соединений ОРУ-110 кВ на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»;

- разработать рекомендации по реконструкции ОРУ-110 кВ на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»;
- для обоснования рекомендаций по проведению реконструкции ОРУ-110 кВ на подстанции, провести анализ нагрузки подстанции, проверить силовые трансформаторы на перегрузочную способность;
- рассчитать токи короткого замыкания на подстанции, включая расчёт токов КЗ на ОРУ-110 кВ объекта;
- выбрать электрические аппараты и проводники, а также схему ОРУ-110 кВ на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» после её реконструкции;
- провести расчёт системы собственных нужд (далее – СН) подстанции, выбрать оперативный ток, а также рассчитать нагрузку СН, на основании чего провести выбор трансформаторов собственных нужд на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»;
- рассчитать релейную защиту и автоматику основного оборудования и системных линий на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская».

При выполнении работы, должны быть учтены соответствие принятых решений, следующим действующим нормам и положениям:

- строительным нормам и положениям;
- технологическим нормам и положениям, предусматривающим мероприятия, обеспечивающие конструктивную надежность;
- нормам по взрывоопасности и пожарной безопасности объекта;
- нормам и положениям по электробезопасности;
- нормам и положениям по защите населения и устойчивой работе объекта в чрезвычайных ситуациях, а также требованиям по защите окружающей природной среды при её эксплуатации.

Результатом работы является разработка, проверка и реализация технических решений, позволяющих внедрить качественные мероприятия по реконструкции главной электрической схемы нормального режима открытого распределительного устройства напряжением 110 кВ на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская».

Описание объекта реконструкции

Исходная характеристика схемы электрических соединений и оборудования подстанции ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»

Приводится исходная характеристика схемы электрических соединений и оборудования подстанции ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская».

Рассматриваемая в работе ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» является одной из потребительских подстанций Ростовских региональных электрических сетей (относятся к ПАО «Россети Юг»), обеспечивая электроснабжение промышленных, бытовых и коммунальных потребителей электроэнергии.

Данная подстанция ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» Ростовских региональных электрических сетей, территориально расположена в Дубенецком сельском поселении Волгодонского района Российской Федерации.

Она была введена в работу в 1978 году.

По месту расположения в энергосистеме, ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» является тупиковой (концевой) подстанцией, получающей питание от двух независимых источников электроэнергии, так как от неё питаются потребители 1 и 2 категорий надёжности, следовательно, на данном объекте в силу приведённых обстоятельств требуется обеспечить надёжность схемных решений [7].

Питание ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» Ростовских региональных электрических сетей осуществляется от двух независимых источников питания напряжением 110 кВ:

- ввод 1 – от РУ-110 кВ ПС-220/110/10 кВ «Сальская» с промежуточным резервированием отпайкой от РУ-110 кВ ПС-110/35/6 кВ «Добровольская» (применяется ВЛ-110 кВ с проводом марки АСК-120);

- ввод 2 – транзитной линией от РУ-110 кВ ПС-110/35/10 кВ «Большовская» (применяется питающая ВЛ-110 кВ с проводом АЕРО-Z-261).

Таким образом, в схеме внешнего электроснабжения рассматриваемой в работе ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» Ростовских региональных электрических сетей, обеспечен необходимый и достаточный уровень резервирования внешней системы электроснабжения, достаточный для питания потребителей 1 и 2 категорий надёжности согласно требованиям [10].

Так как по месту расположения в энергосистеме ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» является концевой (тупиковой) подстанцией, следовательно, через неё транзит мощности не осуществляется.

Данный аспект учитывается в расчётной части работы при расчёте нагрузок и выборе оборудования распределительных устройств подстанции, а также проверки проводников и трансформаторов.

Далее рассматривается структурная схема ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» Ростовских региональных электрических сетей с последующей характеристикой её основных составляющих и схем электрических соединений.

На рассматриваемом в работе объекте ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» Ростовских региональных электрических сетей, находятся следующие основные конструктивные составляющие, показанные на структурной схеме подстанции (рисунок 1).

Таким образом, в структурной схеме ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» Ростовских региональных электрических сетей, можно выделить такие основные составляющие:

- распределительные устройства – три единицы (по числу номинальных напряжений и обмоток трансформаторов): 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ;
- силовые трансформаторы (две единицы – трансформаторы трёхобмоточные 110/35/10 кВ);
- потребители (на напряжениях 35 кВ и 10 кВ).

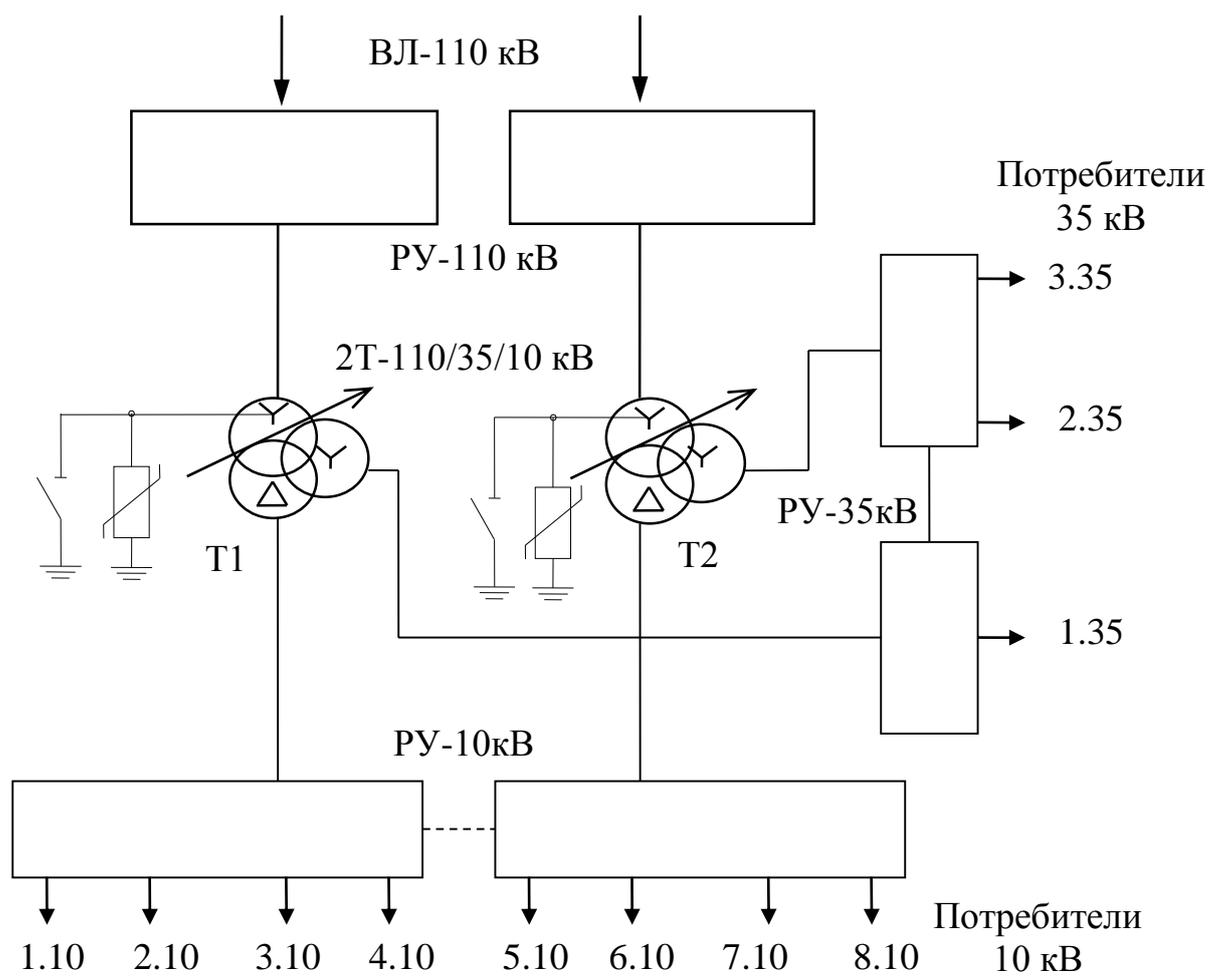


Рисунок 1 – Структурная схема ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» Ростовских региональных электрических сетей

Первым основным конструктивным элементом ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» является распределительное устройство высшего напряжения (110 кВ). Оно необходимо для приёма и распределения электроэнергии на силовые трансформаторы подстанции с защитой и коммутацией электрической сети 110 кВ данной подстанции.

В исходной схеме ОРУ-110 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» применяется схема «Два блока с выключателями» [7] с установленными разъединителями и выключателем высокого напряжения в каждом из двух блоков «выключатель – разъединитель» на линиях.

Однако такая схема ОРУ-110 кВ недостаточно надёжная, потому что не обеспечивает все необходимые условия и требования нормативных

документов для питания тупиковых (концевых) подстанций с потребителями 1 и 2 категорий, в виду отсутствия резервирования в ОРУ-110 кВ [20].

В виду того, что данное обстоятельство вызывает массу неудобств при выводе в ремонт оборудования ОРУ-110 кВ, а также в послеаварийном режиме при повреждении одной из питающих линий либо одного и более звеньев в ОРУ-110 кВ, такая схема электрических соединений нуждается в реконструкции путём её преобразования к виду, который характеризуется отсутствием указанных выше недостатков.

Данную проблему необходимо решить в работе.

В исходной схеме электрических соединений ОРУ-110 кВ на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», применяется раздельная работа двух рабочих секций сборных шин: часть потребителей подключена и питается от одной секции сборных шин (блок «линия – трансформатор Т1»), часть – от второй (блок «линия – трансформатор Т2»).

В исходной схеме электрических соединений ОРУ-110 кВ на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», установлено следующее основное силовое оборудование (графический лист 1):

- масляные баковые выключатели марки МКП-110-1000/630-20 (со встроенными измерительными трансформаторами тока) – всего в схеме предусмотрено два вводных выключателя (в нормальном режиме оперативной схемы включены);
- разъединители марки РНДЗ 2-СК-110/1000У1 – всего в схеме предусмотрено четыре разъединителя, которые установлены на питающих линиях в схеме (в нормальном режиме оперативной схемы эти разъединители включены).

Установлено, что в ОРУ-110 кВ на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» данные выключатели высокого напряжения и разъединители являются давно устаревшим оборудованием, которое введено в эксплуатацию в 1978 году и с тех пор не модернизировалось, поэтому они нуждаются в замене на новое аналогичное оборудование [2].

Кроме основного силового оборудования, в ОРУ-110 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», также установлено следующее оборудование для питания вторичных цепей и защиты от атмосферных перенапряжений (графический лист 1):

- измерительные трансформаторы тока марки ТФЗМ 110Б-I У1;
- измерительные трансформатор напряжения марки НАМИ-110;
- вентильные разрядники РВС-110.

Из перечисленного оборудования измерительные трансформаторы тока и напряжения были модернизированы в 2016 году, поэтому они не нуждаются в замене.

С учётом новых перспективных разработок в сфере аппаратов защиты от атмосферных и внутренних перенапряжений, в работе предлагается заменить разрядники РВС-110 кВ на современные ограничители перенапряжения.

От РУ-110 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» получают питание два трехобмоточных силовых трансформатора марки ТДТН-40000/110-У1, имеющих три номинальных напряжения [20]:

- высшее напряжения (ВН) – 110 кВ, питающее напряжение;
- среднее напряжение (СН) – 35 кВ, распределительное напряжение;
- низшее напряжение (НН) – 10 кВ, распределительное напряжение.

Таким образом, данные силовые трансформаторы, установленные на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», служат для приёма электроэнергии (обмотка ВН) и её распределения потребителям (обмотки СН и НН).

На сегодняшний день силовые трансформаторы ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» проходили плановый капитальный ремонт в 2020 году и характеризуются хорошей работоспособностью и надёжностью.

Вследствие этого, в работе планируется провести их проверку по графику нагрузки на систематическую нагрузку и допустимую аварийную перегрузку [20].

Далее характеризуется исходная схема электрических соединений РУ-35 кВ на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская».

Конструктивно РУ-35 кВ выполнено открытым (ОРУ-35 кВ).

В исходной схеме ОРУ-35 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» применяется схема «Два блока с выключателями и автоматической перемычкой» [7] с установленными двумя разъединителями и выключателем высокого напряжения в ремонтной перемычке (в нормальном режиме работы все они отключены), а также с применением двух блоков «выключатель – разъединитель» на линиях» [11].

Такая схема очень надёжная, обеспечивая все необходимые условия и требования нормативных документов. При этом, с целью создания требуемого резерва в системе, применяется раздельная работа двух рабочих секций сборных шин: часть потребителей подключена и питается от одной секции сборных шин (блок «линия – трансформатор Т1»), часть – от второй (блок «линия – трансформатор Т2»).

Секционный выключатель в нормальном режиме работы отключён, обеспечивая раздельный режим работы всей системы РУ-35 кВ.

В РУ-35 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», установлено следующее основное силовое оборудование (графический лист 1):

- современные выключатели марки ВБН-35П-20/1600 У1 (со встроенными измерительными трансформаторами тока) – всего в схеме предусмотрено два вводных выключателя (в нормальном режиме оперативной схемы включены), один секционный выключатель в ремонтной автоматической перемычке (в нормальном режиме оперативной схемы отключён), а также линейные выключатели по числу отходящих линий (два – от первой секции сборных шин 35 кВ, один – от второй секции СШ 35 кВ);
- разъединители марки РГ1-35/1000 УХЛ1 – всего в схеме предусмотрено двенадцать разъединителей, которые установлены до и после каждого из выключателей схемы (в нормальном режиме

оперативной схемы все разъединители, кроме находящихся в ремонтной автоматической перемычке, включены).

В ОРУ-35 кВ подстанции данные выключатели высокого напряжения и разъединители являются современным оборудованием, которое введено в эксплуатацию в 2016 году, поэтому они не нуждаются в модернизации. Кроме того, исходная схема нормального режима ОРУ-35 кВ соответствует требованиям и нормам для питания потребителей 1 и 2 категории надёжности [7]. Поэтому ни оборудование, ни схема ОРУ-35 кВ в реконструкции и модернизации не нуждается.

Кроме основного силового оборудования, в ОРУ-35 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», также установлено следующее современное оборудование для питания вторичных цепей и защиты от атмосферных перенапряжений, также не нуждающееся в модернизации (графический лист 1):

- измерительные трансформаторы тока марки ТФЗМ 35Б-I У1;
- измерительные трансформатор напряжения марки ЗНОМ-35-65 У1;
- ограничители перенапряжения марки ОПН-35М-У1;
- предохранители для защиты ТН марки ПКН-001-35-У1.

Следующим основным элементом ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» является распределительное устройство низшего напряжения РУ-10 кВ (РУ НН).

В исходной схеме РУ-10 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» применяется схема «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» [7] с установленным секционным выключателем высокого напряжения между секциями сборных шин (в нормальном режиме работы отключён). При этом, с целью создания требуемого резерва в системе, в РУ-10 кВ применяется раздельная работа двух рабочих секций сборных шин: часть потребителей подключена и питается от одной секции сборных шин (блок «линия – трансформатор Т1»), часть – от второй (блок «линия – трансформатор Т2»). Секционный выключатель в нормальном режиме работы отключён, обеспечивая раздельный режим работы всей системы РУ-10 кВ.

В РУ-10 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», установлено следующее основное силовое оборудование в виде масляных горшковых выключателей марки ВМГ-133-20/630(1600) У1 – всего в схеме предусмотрено два вводных выключателя (в нормальном режиме оперативной схемы включены), один секционный выключатель (в нормальном режиме оперативной схемы отключён), а также линейные выключатели по числу отходящих линий (по четыре от каждой секции сборных шин 10 кВ).

В РУ-10 кВ подстанции данные выключатели высокого напряжения являются устаревшим и изношенным оборудованием, требующим замены на современные типы выключателей в результате модернизации.

Так как РУ-10 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» конструктивно выполнено в виде комплектного распределительного устройства наружной установки (далее КРУН), то разъединители в его схеме не устанавливаются, так как они заменены на втычные контакты ячеек.

Кроме основного силового оборудования, в РУ-10 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», также установлено следующее современное оборудование для питания вторичных цепей и защиты от атмосферных перенапряжений, также не нуждающееся в модернизации (графический лист 1):

- измерительные трансформаторы тока марки ТЛК-10-630(1600)/5 У1;
- измерительные трансформатор напряжения марки ЗНОЛ.06-10 У3;
- ограничители перенапряжения марки ОПН-10/11,5/10/400 УХЛ1 (только для защиты ТН);
- предохранители для защиты ТН марки ПКТ-101-10-У3.

Для обеспечения потребности собственных нужд, на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» установлены два трансформатора собственных нужд (далее – ТСН) марки ТМ-40/10.

От них получают питания цепи обогрева, освещения, сигнализации, а также некоторые цепи управления оборудованием подстанции.

Причём действующие ТСН были установлены на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» в 2020 году вместе с проведением других мероприятий по

модернизации и реконструкции оборудования вторичных цепей подстанции, описанных выше.

Таким образом, установлено, что исходная схема нормального режима ОРУ-35 кВ соответствует требованиям и нормам для питания потребителей 1 и 2 категории надёжности, следовательно, в реконструкции не нуждается [7].

Однако рекомендовано провести модернизацию оборудования РУ-10 кВ, путём замены масляных горшковых малообъёмных выключателей на современные типы.

Решение данной задачи осуществляется в работе далее.

Следующим основным элементом структурной схемы ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» являются её потребители.

Согласно результатам проведённого анализа, среди потребителей преобладают приёмники со 2 категорией надёжности (около 60%), поэтому их необходимо обеспечить качественной электроэнергией без перерыва.

Также среди потребителей подстанции есть приёмники, относящиеся к 1 категории надёжности (около 15%) и 3 категории надёжности (все остальные – около 35%).

При этом питание потребителей ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» осуществляется сразу на двух номинальных напряжениях – 35 кВ и 10 кВ.

Таким образом, в схеме подстанции присутствуют следующие отходящие линии к потребителям:

- на напряжении 35 кВ – от первой СШ 35 кВ получают питание две отходящие линии к потребителям, от второй СШ 35 кВ – одна отходящая линия;
- на напряжении 10 кВ – от каждой секции шин СШ 10 кВ получают питание по четыре отходящие линии к потребителям.

Технические данные нагрузки потребителей, получающие электрическое питание на напряжениях 35 кВ и 10 кВ от подстанции ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» Ростовских региональных электрических сетей, представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические данные нагрузки потребителей ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»

Секция сборных шин подстанции	Наименование потребителя подстанции	Максимальная установленная нагрузка P_m , кВт
Нагрузка РУ-35 кВ		
I	1.35	11500
Всего по СШ-I 35 кВ		11500
II	2.35	7600
	3.35	6500
Всего по СШ-II 35 кВ		14100
Всего по РУ-35 кВ		25600
Нагрузка РУ-10 кВ		
I	1.10	1200
	2.10	900
	3.10	1100
	4.10	1000
Всего по СШ-I 10 кВ		4200
II	5.10	1200
	6.10	900
	7.10	1100
	8.10	1000
Всего по СШ-II 10 кВ		4200
Всего по РУ-10 кВ		8400
Всего по ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»		34000

Таким образом, в работе было приведено описание и анализ исходной схемы электрических соединений ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», с анализом технических данных нагрузки потребителей и основных составляющих структурной схемы подстанции.

В результате проведения анализа технической информации, установлено, что схема первичных соединений ОРУ-110 кВ подстанции нуждается в реконструкции, так как не обеспечивает необходимого уровня надёжности при питании потребителей.

Также установлено, что в ОРУ-110 кВ и ОРУ-35 кВ подстанции необходима модернизация некоторого основного оборудования.

Исходная схема электрических соединений ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» до проведения её реконструкции схемы первичных соединений ОРУ-110 кВ и модернизации оборудования, приведена в работе на графическом листе 1.

Анализ требований и норм к схемам электрических соединений трансформаторных подстанций

Для разработки качественного проекта реконструкции схемы электрических соединений ОРУ-110 кВ с учётом модернизации оборудования распределительных устройств ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», необходимо провести аналитический обзор основных требований, предъявляемых к трансформаторным подстанциям систем электроснабжения нормативными положениями документов и законов.

Трансформаторные подстанции состоят из трёх основных компонент, в каждой из которых должны соблюдаться условия надёжности и экономичности при передаче электроэнергии потребителям.

Понизительные подстанции являются важнейшим звеном при передаче и распределении электроэнергии при использовании «классической схемы» распределения электроэнергии в энергосистеме. Они являются связующим звеном при передаче электроэнергии между источником её производства и потребителями. Структура типичной трансформаторной подстанции систем электроснабжения представлена на рисунке 2.

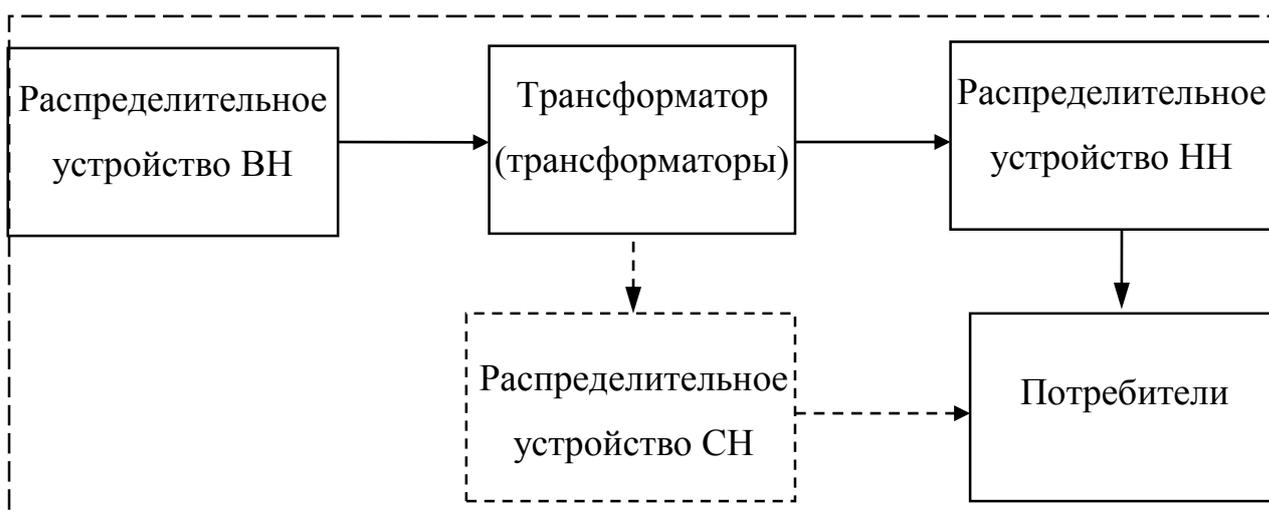


Рисунок 2 – Структура типичной трансформаторной подстанции систем электроснабжения

«Известно, что основные нормы и требования, которые предъявляются к схемам и оборудованию трансформаторных подстанций энергосистем, заключаются в неукоснительном соблюдении требований» [3,7,11]:

- условия надёжности и бесперебойности питания потребителей соответствующих категорий;
- нормы электробезопасности при выполнении электромонтажных, ремонтных работ и работ по обслуживанию и осмотру всего оборудования подстанций;
- применение резервирования на всех ответственных участках распределительной, питающей сети и потребителей подстанции, отказ от системы «холодного» резерва (оборудование не находится в работе в нормальной схеме подстанции);
- применение секционирования на всех звеньях электрической сети в распределительных устройствах подстанции (как правило, применяется секционирование систем сборных шин распределительных устройств);
- применение стандартных разработанных схем распределительных устройств и подстанций, в которые изменения должны быть обоснованы только расчётным технико-экономическим путём;
- обеспечения коммутационной способности оборудования распределительных устройств подстанции (путём установки коммутационной аппаратуры в распределительных устройствах подстанций);
- автоматизация силового, контрольного, измерительного оборудования путём внедрения средств и устройств автоматики в схемы нормальных режимов подстанций;
- применение современных средств автоматизации на всех уровнях и звеньях подстанций: телеизмерений, автоматизированных систем учёта и контроля электроэнергии, автоматизированных систем управления режимами, электроснабжением подстанций.

Питание потребителей подстанций и их самих осуществляется в зависимости от категории надёжности объекта (потребителя) по классификации [11], представленной на рисунке 3.

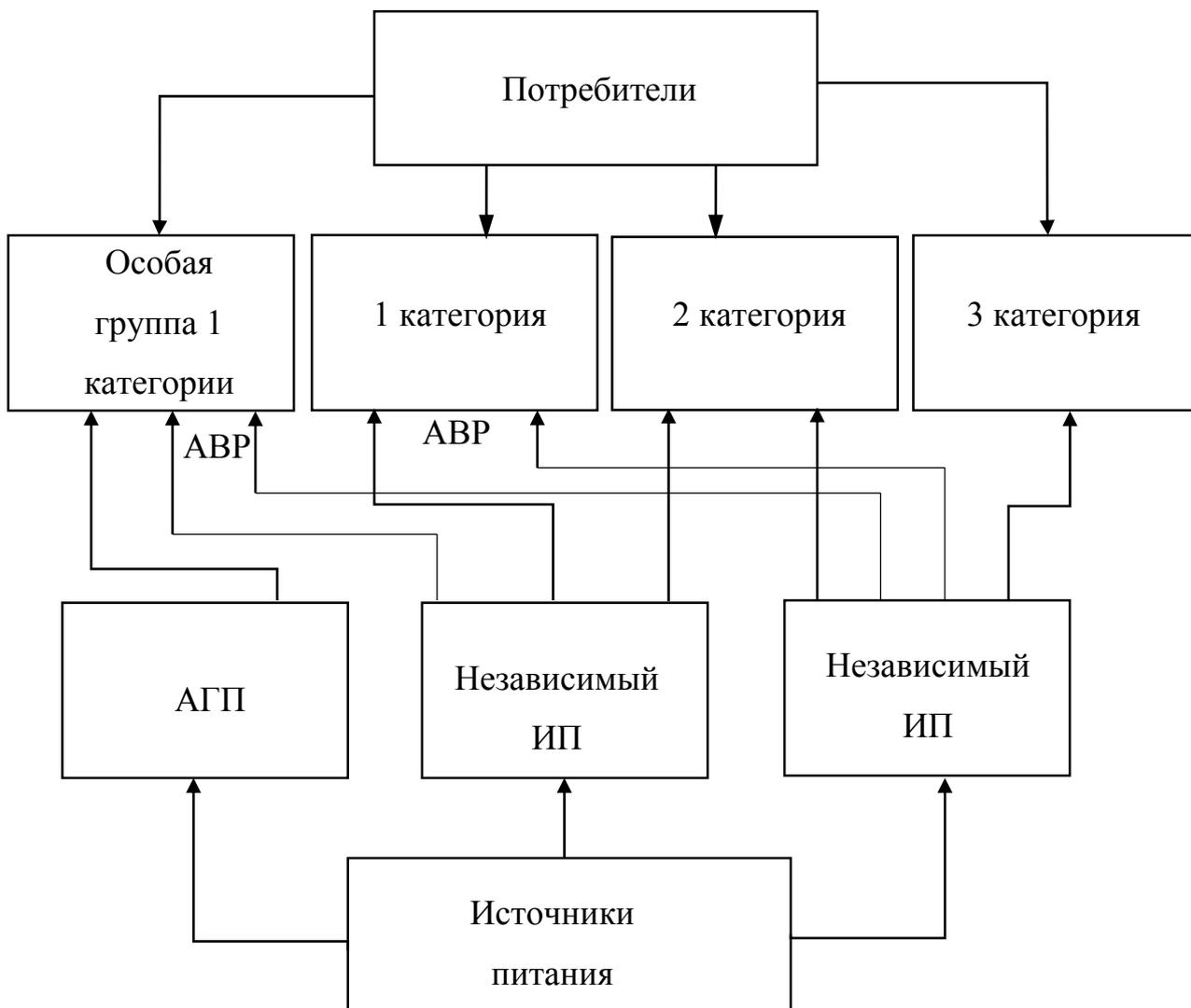


Рисунок 3 – Классификация потребителей трансформаторных подстанций по категории надёжности и требования к их источникам питания и резерву

При этом принципы резервирование потребителей в зависимости от категории надёжности, иллюстрируется в виде требуемых схем, представленных в нормативно-справочной литературе [3, 6].

Принципы резервирования потребителей в зависимости от категории надёжности основаны на обеспечении каждого потребителя минимально необходимым числом источников питания.

Для 1 и 2 категории их должно быть два, для третьей категории надёжности достаточно применение одного источника.

При этом особая группа первой категории предусматривает наличие резервирования с использованием третьего источника. Данные принципы являются основными при выборе источника и схемы питания.

При этом также регламентируется время перерыва в электроснабжении: для особой и первой категории оно должно быть не больше, чем время не автоматическое включение резерва, для второй категории – не более, чем включение резервного питания (допускается ручное неавтоматическое включение), а для третьей категории перерыв в электроснабжении должен составлять не более суток [7].

Принцип резервирования в схеме питания потребителей соответствующей категории надёжности должен быть внедрён в принципиальной однолинейной схеме на объекте исследования согласно [10].

Также для выбора электрооборудования распределительных устройств трансформаторных подстанций и электростанций энергосистемы рекомендовано использовать фактические показания максимальной нагрузки с целью уменьшения погрешности расчётов.

Кроме того, к установке в распределительных устройствах трансформаторных подстанций и электростанций энергосистемы в последние годы рекомендованы новейшие разработки коммутационной и защитной аппаратуры, имеющие повышенные показатели надёжности, экономичности, запаса ресурса и безопасности.

Также при разработке схемных решений следует учесть критерии по электробезопасности. В таких случаях используются только изолированные проводники (кабельные линии, провода СИП и другие аналогичные разработки проводникового материала). Также в закрытых РУ в последнее время применяется изолированная ошиновка.

Все приведённые требования должны быть учтены при дальнейшей разработке рекомендаций по реконструкции объекта в работе далее.

1.3 Разработка рекомендаций по реконструкции объекта

В результате проведения анализа было установлено, что в схеме электрических соединений ОРУ-110 кВ на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», не соблюдаются условия бесперебойности питания и надёжности схемы потребителей 1 и 2 категорий надёжности, а также не обеспечиваются все необходимые условия и требования нормативных документов для питания тупиковых (концевых) подстанций, в виду отсутствия резервирования в ОРУ-110 кВ.

В виду того, что данное обстоятельство вызывает массу неудобств при выводе в ремонт оборудования ОРУ-110 кВ, а также в послеварийном режиме при повреждении одной из питающих линий либо одного и более звеньев в ОРУ-110 кВ, такая схема электрических соединений нуждается в реконструкции путём её преобразования к виду, который характеризуется отсутствием указанных выше недостатков.

Данную проблему необходимо решить в работе.

Данный вопрос требует срочного решения, так как в системе электроснабжения РУ-110 кВ и РУ-10 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» в последние годы участились аварии, вызванные потерей надёжности в связи с износом силового оборудования.

Следовательно, решение данного вопроса носит на подстанции актуальный характер.

Сводный анализ данных по замене оборудования распределительных устройств в РУ-110 кВ и РУ-10 кВ на рассматриваемой подстанции ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» сведён в таблицу 2.

Таблица 2 – Сводный анализ данных по замене оборудования распределительных устройств в РУ-110 кВ и РУ-10 кВ на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»

Место установки оборудования	Наименование оборудования	Причина замены оборудования	Примечание
ОРУ-110 кВ	Масляные баковые выключатели МКП-110-1000/630-20	Устаревшее, изношенное оборудование	Замена на современный тип выключателей
ОРУ-110 кВ	Разъединители РНДЗ 2-СК-110/1000У1	Устаревшее, изношенное оборудование	Замена на современный тип разъединителей
ОРУ-110 кВ	Вентильные разрядники РВС-110	Устаревшее, изношенное оборудование	Замена на современный тип ОПН
РУ-10 кВ	Масляные горшковые выключатели ВМГ-133-20/630(1600) У1	Устаревшее, изношенное оборудование	Замена на современный тип выключателей
РУ-10 кВ	ОПН-10 кВ	-	Дополнительная установка в ячейки выключателей (в случае их замены на вакуумные)

Так как оборудование РУ-35 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» современное и отвечает всем требованиям по надёжности и экономичности, следовательно, его модернизация в работе не проводится.

Внедрение мероприятий по модернизации оборудования будет иметь значительный технико-экономический эффект, так как позволит предотвратить возникновение аварий оборудования электрической части ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», а в случае возникновения – быстро их локализовать, значительно снизить денежные затраты на монтаж, обслуживание и ремонт нового оборудования, так как практически на все новейшие модификации завод-изготовитель даёт расширенную гарантию не менее 15-20 лет.

В итоге значительно снизится перерыв в электроснабжении потребителей ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», что также принесёт эффект как технический, так и экономический.

Выводы по разделу 1.

В работе было приведено описание, а также последующий анализ исходной схемы электрических соединений ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская».

Проведён анализ основных требований, предъявляемых к схемам главных электрических соединений нормального режима и основному оборудованию понизительных подстанций энергосистемы.

На основании полученных аналитических данных проведённого анализа, установлено, что в работе рекомендуется внедрить предложенные мероприятия по реконструкции объекта исследования, которые носят комплексный характер и заключаются в практической реализации следующих рекомендаций:

- реконструкция схемы главных электрических соединений нормального режима ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», путём внесения изменений в схему электрических соединений ОРУ-110 кВ подстанций. Данный аспект связан с несоответствием схемы ОРУ-110 кВ условиям бесперебойности электроснабжения и надёжности для питания потребителей 1 и 2 категории, а также проблемами технического характера при выводе оборудования в ремонт и при возникновении аварийного режима;
- модернизация оборудования ОРУ-110 кВ (выключатели, разъединители, разрядники) и ячеек РУ-10 кВ (выключатели, а также дополнительная установка ОПН в ячейки выключателей). Данный аспект связан с тем, что указанное оборудование значительно устарело, вследствие чего утратило свой технический коммутационный и защитный ресурс, что сказывается на работоспособности всей системы электроснабжения ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская».

Указанные рекомендации по реконструкции схемы ОРУ-110 кВ и модернизации оборудования проверяются в работе далее расчётно-аналитическим способом.

Анализ нагрузки подстанции

Расчёт электрических нагрузок присоединений и сборных шин подстанции

Далее в работе, для достижения поставленной цели необходимо провести определение расчётных электрических нагрузок, которые далее будут использованы для расчёта максимальных рабочих токов с последующими выбором и проверкой силовых трансформаторов, проводников линий, сборных шин, а также нового основного оборудования распределительных устройств электрической части ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская».

В работе расчёту подлежат значения активной, реактивной и полной расчётных нагрузок одиночных присоединений потребителей подстанции, систем сборных шин, а также всей подстанции ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская».

Как известно, расчётный ток нагрузки нормального режима также относится к электрическим нагрузкам, поэтому в работе он также подлежит определению.

Активная расчётная нагрузка одиночных присоединений потребителей электрической части ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» [11]:

$$P_{пр} = K_з \cdot P_{м.}, \text{ кВт}, \quad (1)$$

где $P_{м}$ – максимальная активная нагрузка присоединений потребителей напряжением 10 кВ электрической части ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», кВт (по данным энергосистемы);

$K_з$ – коэффициент загрузки потребителей напряжением 10 кВ электрической части ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», о.е. [6].

Реактивная расчётная нагрузка одиночных присоединений потребителей электрической части ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» [11]:

$$Q_{np} = P_{np} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – нормируемый текущий коэффициент реактивной мощности, соответствующий текущему значению коэффициента активной мощности системы ($\cos \varphi$).

Реактивная полная нагрузка одиночных присоединений потребителей электрической части ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» [11]:

$$S_{np} = \sqrt{P_{np}^2 + Q_{np}^2}. \quad (3)$$

Расчётный ток нормального режима одиночных присоединений потребителей электрической части ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» [11]:

$$I_{np} = \frac{S_{np}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}}. \quad (4)$$

где $U_{ном.}$ – номинальное напряжение сети, кВ [1].

На основании известных выражений (1) – (4) для расчёта электрических нагрузок, проводится практический расчёт активной, реактивной, полной нагрузок, а также расчётного тока нагрузки нормального режима, для всех одиночных присоединений потребителей ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская».

Таким образом, проводится практический расчёт нагрузки одиночных присоединений подстанции на примере присоединения одиночных потребителей напряжением 35 кВ в ОРУ-35 кВ «35.1» ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская».

По условию (1) расчётная активная нагрузка первого присоединения одиночных потребителей «35.1» ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»:

$$P_{np} = 11500 \cdot 1 = 11500 \text{ кВт}.$$

По условию (2) расчётная реактивная нагрузка первого присоединения одиночных потребителей «35.1» ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»:

$$Q_{np} = 11500 \cdot 0,4 = 4600 \text{ квар.}$$

По условию (3) расчётная полная нагрузка первого присоединения одиночных потребителей «35.1» ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»:

$$S_{np} = \sqrt{11500^2 + 4600^2} \approx 12386 \text{ кВА.}$$

По условию (4) расчётное значение тока нагрузки нормального режима первого присоединения одиночных потребителей «35.1» ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»:

$$I_{np} = \frac{12386}{\sqrt{3} \cdot 35} = 204,3 \text{ А.}$$

Таким образом, значение расчётной активной нагрузки секций сборных шин РУ-35 кВ, РУ-10 кВ и всей электрической части подстанции ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» [9]:

$$P_{\Sigma} = K_0 \sum_{i=1}^n P_{np}, \quad (5)$$

где $\sum_{i=1}^n P_{np}$ – суммарная активная нагрузка всех присоединений,

получающих питание от секций сборных шин электрической части ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»;

K_o – коэффициент одновременности максимумов нагрузки ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская». Принимается с вероятностью не менее 95% $K_o = 0,85$ [14].

Значение расчётной реактивной нагрузки секций сборных шин РУ-35 кВ, РУ-10 кВ и всей подстанции ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» [9]:

$$Q_{\Sigma} = K_0 \sum_{i=1}^n Q_{np}, \quad (6)$$

где $\sum_{i=1}^n Q_{np}$ – суммарная реактивная нагрузка всех присоединений,

получающих питание от секций сборных шин электрической части ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская».

Значение расчётной полной нагрузки секций сборных шин РУ-35 кВ, РУ-10 кВ и всей реконструируемой ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» [9]:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}. \quad (7)$$

Значение расчётного рабочего тока нормального режима секций сборных шин РУ-35 кВ, РУ-10 кВ и всей реконструируемой ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» [9]:

$$I_{\Sigma} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}}. \quad (8)$$

Полученные в работе результаты расчётных нагрузок на шинах подстанции представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты расчёта электрических нагрузок ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»

Секция сборных шин	Наименование потребителя	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	I_p , А
Нагрузка РУ-35 кВ					
I	1.35	11500	4600	12386,0	204,3
Всего по СШ-I 35 кВ ($K_o = 0,85$)		9775	3910	10528,0	173,7
II	2.35	7600	3040	8185,5	135,0
	3.35	6500	2600	7000,1	115,5
Всего по СШ-II 35 кВ ($K_o = 0,85$)		11985	4794	12908,2	212,9
Всего по РУ-35 кВ ($K_o = 0,85$)		21760	8704	23436,0	386,6
Нагрузка РУ-10 кВ					
I	1.10	1200	480	1292,4	74,7
	2.10	900	360	969,3	56,0
	3.10	1100	440	1184,7	68,5
	4.10	1000	400	1077,0	62,3
Всего по СШ-I 10 кВ ($K_o = 0,85$)		3570	1428	3845,0	222,3
II	5.10	1200	480	1292,4	74,7
	6.10	900	360	969,3	56,0
	7.10	1100	440	1184,7	68,5
	8.10	1000	400	1077,0	62,3
Всего по СШ-II 10 кВ ($K_o = 0,85$)		3570	1428	3845,0	222,3
Всего по РУ-10 кВ ($K_o = 0,85$)		6069	2427,6	6536,5	377,8
Всего по ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» ($K_o = 0,85$)		27829	11132	29973	764,4

Полученные в работе результаты расчёта электрических нагрузок потребителей, секций сборных шин 35 кВ и 10 кВ, а также всей подстанции ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» в целом, используются в работе далее.

Проверочный расчёт силовых трансформаторов подстанции

Оба трансформатора марки ТДТН-40000/110 на понизительной подстанции переменного напряжения ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» находятся в рабочем исправном состоянии и периодически проходили регламентные текущие и капитальные ремонты.

Проводится предварительная проверка правильности выбора силовых трансформаторов ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», исходя из значения максимальной нагрузки подстанции.

Исходный суточный график нагрузки силового трансформатора ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», представлен на рисунке 4.

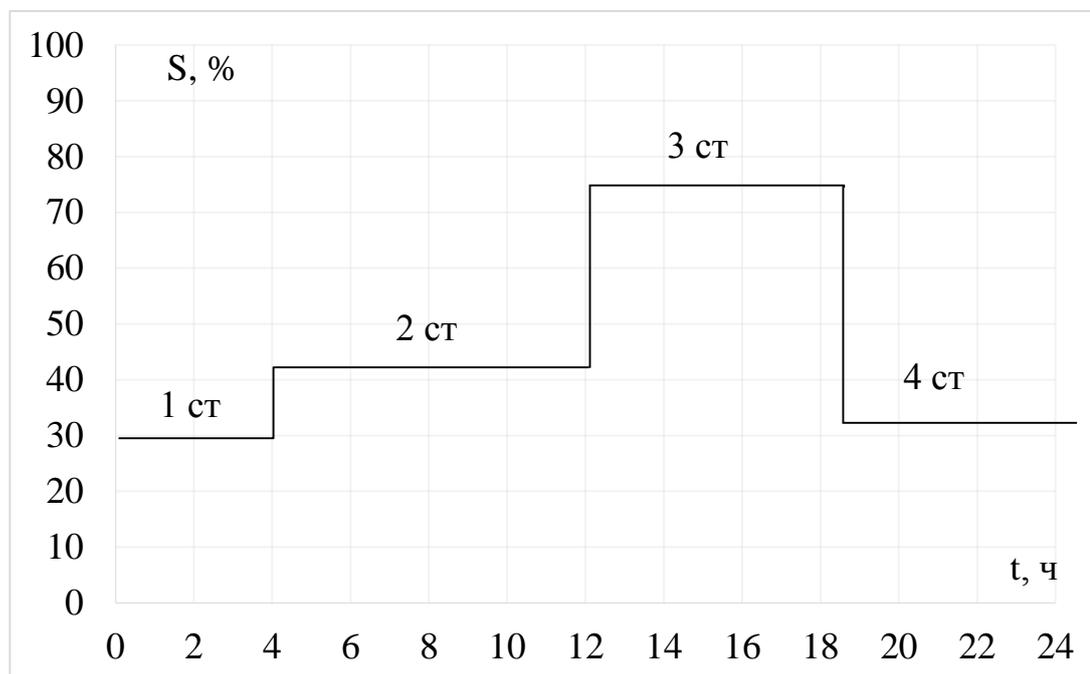


Рисунок 4 – Исходный суточный график нагрузки силового трансформатора ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»

Как можно судить, на исходном графике нагрузки силовых трансформаторов присутствует четыре основные ступени (рисунок 2).

Для определения суммарной нагрузки ступени суточного графика нагрузки силовых трансформаторов, в кВА, на понизительной подстанции переменного напряжения ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» применяется формула:

$$S_{\Sigma i} = \frac{S_{CH} \cdot X}{100} + \frac{S_{HH} \cdot X}{100} = \frac{S_{ТП} \cdot X}{100}, \text{кВА}, \quad (9)$$

где S_{Σ} – суммарная передаваемая мощность ступени, МВА;

S_{CH}, S_{HH} – полная мощность, передаваемая в сеть, соответственно, среднего (35 кВ) и низшего (10 кВ) напряжения, МВА;

$S_{ТП}$ – полная мощность, передаваемая в сеть, всей ТП-110/35/10 кВ, МВА;

X –процентное значение мощности, потребляемое на соответствующей ступени графика нагрузок, %.

Таким образом, проводится расчёт суммарной нагрузки ступени суточного графика нагрузки силовых трансформаторов, в кВА, на понизительной подстанции переменного напряжения ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» по условию (9).

Для 1 ступени (0-4 ч) и 4 ступени (18-24 ч):

$$S_{\Sigma 1,4} = \frac{29,973 \cdot 30}{100} = 8,99 \approx 9 \text{ МВА.}$$

Для 2 ступени (4-12 ч):

$$S_{\Sigma 2} = \frac{29,973 \cdot 40}{100} = 11,99 \approx 12 \text{ МВА.}$$

Для 3 ступени (12-18 ч):

$$S_{\Sigma 3} = \frac{29,973 \cdot 75}{100} = 22,48 \approx 22,5 \text{ МВА.}$$

Все полученные значения нагрузок ступеней, с учётом их продолжительности, откладываются на рисунке 5.

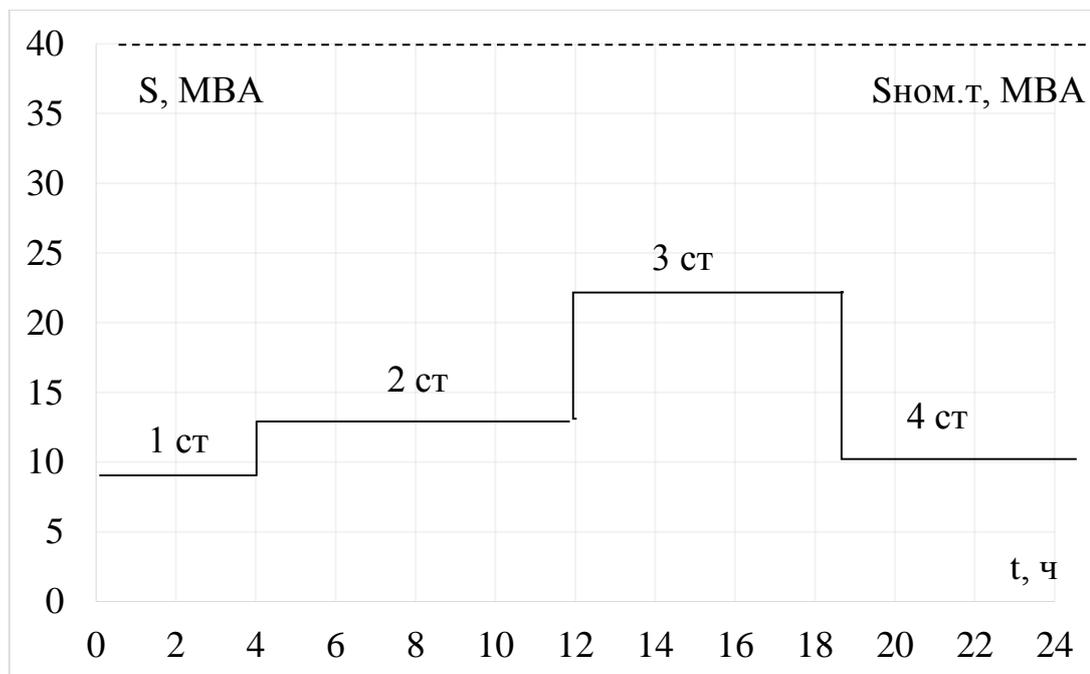


Рисунок 5 – Суточный график нагрузки силового трансформатора

Рассчитанные данные суточного графика нагрузки силового трансформатора, в МВА, сводятся в таблицу 4.

Таблица 4 – Рассчитанные данные суточного графика нагрузки силового трансформатора ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»

Степень графика нагрузки трансформатора ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»	Время продолжения ступени графика нагрузки ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», t, ч	Полная мощность ступени по графику нагрузки ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», S, МВА
1	0-4	9,0
2	4-12	12,0
3	12-18	22,5
4	18-24	9,0

Осуществляется преобразование суточного графика нагрузки силовых трансформаторов ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» в эквивалентный график нагрузки.

Согласно [12], нормальная загрузка силового трансформатора при расчётах принимается равной 0,7.

Следовательно, исходя из этого, третья ступень графика нагрузки может быть условно принята как перегрузка трансформатора с временем перегрузки,

равном 6 ч. Все остальные ступени графика нагрузки будут составлять нормальную загрузку трансформатора подстанции.

Определяются значение ступени нормальной нагрузки эквивалентного графика нагрузки силовых трансформаторов ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»:

$$S_H = \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}}, \text{ o.e.} \quad (10)$$

По (10) для силовых трансформаторов ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»:

$$S_H = \sqrt{\frac{9^2 \cdot 4 + 9^2 \cdot 6 + 12^2 \cdot 8}{18}} \approx 10,4 \text{ MVA.}$$

Определяются значение ступени перегрузки эквивалентного графика нагрузки силовых трансформаторов ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», исходя из условия:

$$S_{II} = \sqrt{\frac{(S'_1)^2 \Delta h_1 + (S'_2)^2 \Delta h_2 + \dots + (S'_p)^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}}, \text{ o.e.} \quad (11)$$

По условию (11) для силовых трансформаторов ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»:

$$S_{II} = \sqrt{\frac{22,5^2 \cdot 6}{6}} \approx 22,4 \text{ MVA.}$$

Далее определяются коэффициенты нормальной нагрузки (систематической) и допустимой аварийной перегрузки силовых трансформаторов подстанции.

Значение коэффициента начальной нагрузки (коэффициент систематических нагрузок) K_1 эквивалентного графика нагрузки силовых трансформаторов ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» определяется так [19]:

$$K_1 = \frac{S_H}{S_{ном}}, о.е. \quad (12)$$

По (12) для силовых трансформаторов ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»:

$$K_1 = \frac{10,4}{40} = 0,26 о.е.$$

Значение расчётного коэффициента допустимой аварийной перегрузки K'_2 эквивалентного графика нагрузки силовых трансформаторов ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» определяется, исходя из условия [19]:

$$K'_2 = \frac{S_{II}}{S_{ном}}, о.е. \quad (13)$$

По условию (13) для силовых трансформаторов ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»:

$$K'_2 = \frac{22,4}{40} \approx 0,56.$$

Все полученные числовые значения эквивалентного графика нагрузки силовых трансформаторов ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», включая значения

расчётных коэффициентов нормальной нагрузки K_1 и допустимой перегрузки K_2 , показаны на рисунке 6.

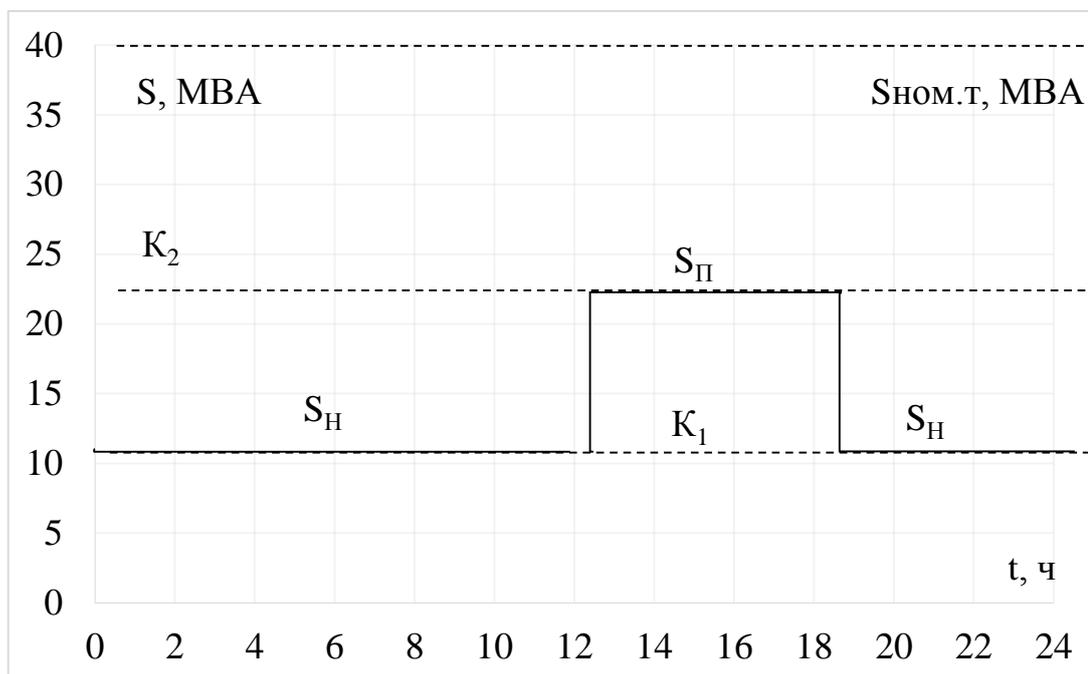


Рисунок 6 – Значения эквивалентного графика нагрузки силовых трансформаторов ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»

Для допустимых аварийных перегрузок силового трансформатора ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» при системе охлаждения типа Д, для Ростовской области РФ при $\theta_{охл} = -10\text{ }^\circ\text{C}$, с учётом полученного расчётного коэффициента аварийной перегрузки трансформатора $K'_2 = 0,56$, а также времени перегрузки 6 ч, определяется по справочным данным нормируемое (стандартное) значение $K_{2\text{дон}} \approx 1,25$, что превышает полученное значение расчётного коэффициента фактической перегрузки силовых трансформаторов подстанции [12].

Следовательно, аварийная перегрузка силовых трансформаторов находится в допустимых пределах.

Проверка для силовых трансформаторов подстанции ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» на допустимую перегрузку с учётом коэффициента аварийной перегрузки:

$$S_{\max} \leq S_{\max} \cdot K_{2\text{дон}}. \quad (14)$$

Таким образом, проверка по (14):

$$29,973 \text{ MVA} \leq 40 \cdot 1,25 = 50 \text{ MVA}.$$

Условие проверки для силовых трансформаторов подстанции ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» на допустимую перегрузку с учётом коэффициента аварийной перегрузки выполняется.

Выводы по разделу.

В результате работы, проведён расчёт нагрузок одиночных присоединений, а также секций сборных шин РУ-35 кВ и РУ-10 кВ, а также всей ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская».

Установлено, что оба силовых трансформатора марки ТДТН-40000/110, установленные на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», удовлетворяют условиям всех требуемых проверок.

Расчёт токов короткого замыкания на подстанции

Далее в работе проводится расчёт значения максимального тока трёхфазного короткого замыкания на сборных шинах ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», по которому будут проверены на термическую и электродинамическую стойкость электрические аппараты и шинные конструкции, выбранные для установки в соответствующих распределительных устройствах подстанции. В этом режиме на подстанции в работе остаётся только один силовой трансформатор. Также расчёту в работе подлежит ток двухфазного КЗ, который принимается как минимальный ток короткого замыкания при проверке чувствительности релейной защиты. Кроме того, по минимальным значениям тока КЗ будут проверены уставки релейной защиты на надёжность срабатывания.

Особенностью максимального послеаварийного режима является то, что в этом режиме на подстанции в работе остаётся только один силовой трансформатор, который, по условиям резервирования, должен обеспечить питание всей нагрузки подстанции на напряжениях 35 кВ и 10 кВ (рисунок 7).

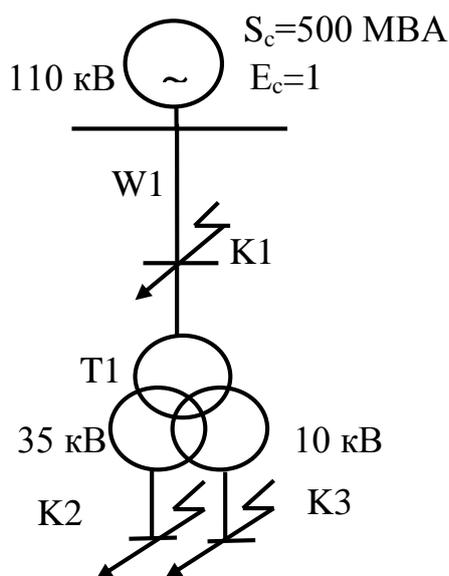


Рисунок 7 – Исходная расчётная схема для расчёта токов КЗ в системе ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»

Для составления схемы замещения, каждый элемент замещается эквивалентным сопротивлением.

Как правило, в сети напряжением выше 1 кВ решающее значение имеют индуктивные сопротивления элементов.

Значениями активных сопротивлений при расчёте токов КЗ в таком случае можно пренебречь [17].

В исходной схеме замещения (рисунок 8), для расчёта токов КЗ необходимо учесть все основные элементы, которые влияют на результаты расчёта своими индуктивными сопротивлениями, которые необходимо учитывать в данных схемах в первую очередь [3].

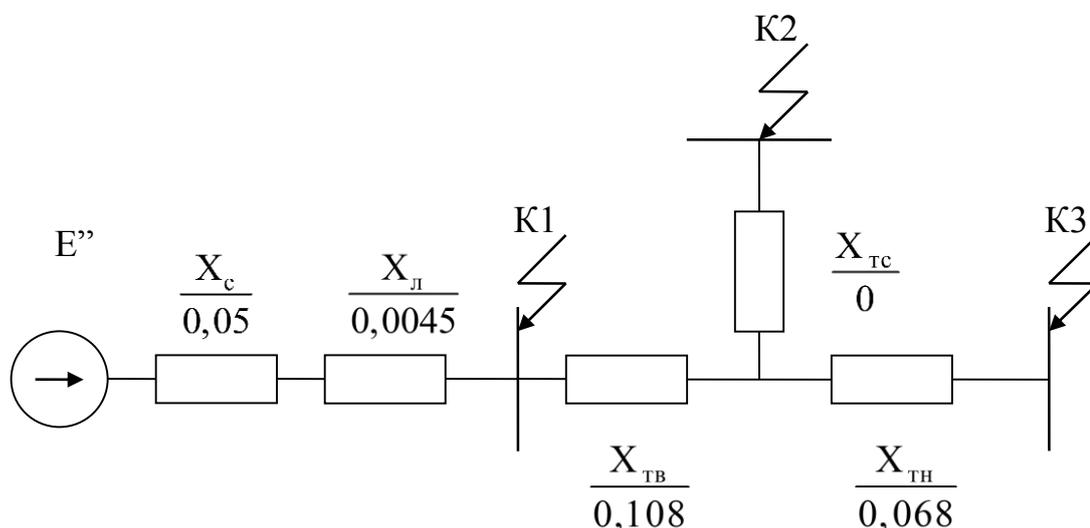


Рисунок 8 – Исходная схема замещения для расчёта токов КЗ на подстанции

Базисная мощность принимается равной мощности трансформатора ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», оставшегося в работе в послеаварийном режиме (при этом второй трансформатор подстанции отключён, что отображено в расчётной схеме и схеме замещения, а также учтено при расчётах далее) [12]:

$$S_{\sigma} = 40000 \text{ кВА} = 40 \text{ МВА}.$$

Проводится выбор базисных напряжений для всех трёх ступеней трансформации в схеме (110 кВ, 35 кВ и 10 кВ). В работе они принимаются в 1,05 раза выше соответствующих номинальных напряжений [17].

Базисное напряжение для ступени высшего напряжения 110 кВ (основная ступень):

$$U_{\sigma 1} = 115 \text{ кВ}.$$

Базисное напряжение для ступени среднего напряжения 35 кВ (неосновная ступень):

$$U_{\sigma 1} = 38,5 \text{ кВ}.$$

Базисное напряжение для ступени низшего напряжения 10 кВ (неосновная ступень):

$$U_{\sigma 3} = 11 \text{ кВ}.$$

Базисный ток рассчитывается по известной формуле:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3}U_{\sigma}}. \quad (15)$$

Проводится расчёт базисного тока для всех трёх ступеней трансформации в схеме (110 кВ, 35 кВ и 10 кВ) с учётом дальнейшего приведения к базисной мощности (мощность силового трансформатора подстанции).

Базисный ток для ступени высшего напряжения 110 кВ (основная ступень):

$$I_{\sigma 1} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,2 \text{ кА.}$$

Базисный ток для ступени среднего напряжения 35 кВ (неосновная ступень):

$$I_{\sigma 2} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 0,6 \text{ кА.}$$

Базисный ток для ступени низшего напряжения 10 кВ (неосновная ступень):

$$I_{\sigma 1} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2,1 \text{ кА.}$$

Далее проводится расчёт параметров схемы замещения ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» в относительных единицах, с последующим приведением их к именованному.

Сопротивление энергосистемы:

$$x_c = \frac{S_{\sigma}''}{S_{\kappa}}, \text{ о.е.}, \quad (16)$$

где S_{κ}'' - полная мощность трёхфазного КЗ на шинах энергосистемы.

$$x_c = \frac{40}{500} = 0,08 \text{ о.е.}$$

Сопротивление питающей ВЛ-110 кВ:

$$x_{л} = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2}, \text{ о.е.} \quad (17)$$

Согласно условия (17), для питающей ВЛ-110 кВ:

$$x_{л} = 0,4 \cdot 6 \cdot \frac{40}{115^2} = 0,007 \text{ о.е.}$$

Далее проводится расчёт индуктивных сопротивлений силового трансформатора ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» с учётом паспортных данных, в относительных единицах, при приведении к базисным условиям [12].

На подстанции применяются трёхобмоточные силовые трансформаторы, расчёты схемы замещения которых отличаются от соответствующих расчётов для стандартных двухобмоточных трансформаторов.

Относительные сопротивления лучей схемы замещения трехобмоточного трансформатора, приведенные к базисным условиям [12]:

$$x_{тв} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном}} \cdot \frac{0,5 \cdot (U_{к.вн}, \% + U_{к.вс}, \% - U_{к.сн}, \%)}{100} \quad (18)$$

$$x_{тс} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном}} \cdot \frac{0,5 \cdot (U_{к.вс}, \% + U_{к.сн}, \% - U_{к.вн}, \%)}{100} \quad (19)$$

$$x_{тн} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном}} \cdot \frac{0,5 \cdot (U_{к.вн}, \% + U_{к.сн}, \% - U_{к.вс}, \%)}{100} \quad (20)$$

Проводятся соответствующие расчёты, в результате которых определяются относительные сопротивления лучей схемы замещения трехобмоточного трансформатора, приведенные к базисным условиям:

$$x_{mв} = \frac{40}{40} \cdot \frac{0,5 \cdot (17,5 + 10,5 - 6,5)}{100} = 0,108 \text{ о.е.}$$

$$x_{mc} = \frac{40}{40} \cdot \frac{0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5)}{100} = -0,0025 \approx 0 \text{ о.е.}$$

$$x_{mi} = \frac{40}{40} \cdot \frac{0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5)}{100} = 0,068 \text{ о.е.}$$

Далее, исходя из определённых ранее индуктивных сопротивлений всех основных элементов схемы замещения, определяются результирующие (эквивалентные) сопротивления к каждой точке КЗ.

После этого определяется начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания по следующему выражению с учётом результирующих сопротивлений к каждой точке КЗ, при приведении к базисным условиям, в именованных единицах [12]:

$$I_K^{(3)} = \frac{E''}{x_{рез}} \cdot I_{б}. \quad (21)$$

Далее, исходя из определённых ранее индуктивных сопротивлений всех основных элементов схемы замещения, определяются результирующие (эквивалентные) сопротивления к каждой точке КЗ. Для К1:

$$x_{рез} = x_c + x_l, \text{ о.е.} \quad (22)$$

$$x_{рез} = 0,08 + 0,007 = 0,087 \text{ о.е.}$$

Ток КЗ в расчётной точке К:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{1}{0,0218} \cdot 0,05 = 2,29 \text{ кА.}$$

Результирующее сопротивление к точке К2:

$$x_{рез} = x_c + x_l + x_{тв} + x_{тс}, \text{ о.е.} \quad (23)$$

$$x_{рез} = 0,08 + 0,007 + 0,108 + 0 = 0,195 \text{ о.е.}$$

Ток К3 в расчётной точке К2:

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{1}{0,195} \cdot 0,6 = 3,08 \text{ кА.}$$

Результирующее сопротивление к точке К3:

$$x_{рез} = x_c + x_l + x_{тв} + x_{тн}, \text{ о.е.} \quad (24)$$

$$x_{рез} = 0,08 + 0,007 + 0,108 + 0,068 = 0,263 \text{ о.е.}$$

Ток К3 в расчётной точке К3:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{1}{0,263} \cdot 2,1 = 7,98 \approx 8 \text{ кА.}$$

Значение «ударного тока в расчётных точках схемы» [12]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{уд} \cdot I_K^{(3)}, \text{ кА.} \quad (25)$$

В именованных единицах:

– в точке К1:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 2,29 = 5,51 \text{ кА}.$$

– в точке К2:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 3,08 = 6,1 \text{ кА}.$$

– в точке К3:

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot 1,25 \cdot 8 = 14,1 \text{ кА}.$$

Значение двухфазного тока КЗ, необходимое для определения надёжности РЗиА в работе далее:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_K'', \text{ кА}. \quad (26)$$

Значение двухфазного тока КЗ, необходимое для определения надёжности РЗиА, по условию (26) в точке К1:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,29 = 1,98 \text{ кА}.$$

– в точке К2:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,08 = 2,67 \text{ кА}.$$

– в точке КЗ:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,0 = 6,93 \text{ кА.}$$

Результаты токов КЗ, полученные в результате расчёта на шинах 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ в максимальном режиме работы ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты расчёта токов КЗ

Параметр	Расчётная точка КЗ		
	Точка К1	Точка К2	Точка К3
$I_K^{(3)}$, кА	2,29	3,08	8,00
$i_{уд}$, кА	5,51	6,10	14,10
$I_K^{(2)}$, кА	1,98	2,67	6,93

Полученные результаты ТКЗ, а также величины ударных токов, на шинах 110 кВ и 10 кВ в максимальном режиме работы ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», используются в работе для соответствующих проверок выбранного нового оборудования распределительных устройств подстанции.

Выводы по разделу 3.

В работе проведён расчёт токов КЗ (двухфазного и трёхфазного) и ударных токов на выводах силового трансформатора подстанции 110/35/10 кВ в максимальном режиме работы системы. Полученные в работе результаты ТКЗ, на шинах 110 кВ и 10 кВ в максимальном режиме работы ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», используются в работе для соответствующих проверок предварительно выбранного нового оборудования для установки в распределительных устройствах подстанции с целью её модернизации, а также проверки релейной защиты по условиям надёжности срабатывания.

Мероприятия по выбору оборудования РУ и проверке уставок РЗА на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», проводятся в работе далее.

4 Выбор электрических аппаратов и проводников, электрической схемы на подстанции «Дубенцовская»

Выбор электрических проводников на подстанции

Далее в работе необходимо провести проверочный расчёт проводников на питающей подстанции 110/35/10 кВ «Дубенцовская». В работе подлежат выбору и проверке провода таких воздушных линий: ВЛ-110 кВ, ВЛ-35 кВ и ВЛ-10 кВ, а также ошиновка, применяемая в данных РУ. Все проводники на подстанции – класса напряжения выше 1 кВ, выполненные в виде воздушных линий передачи. Поэтому и методика выбора для них будет применена также одинаковая. Известно, что выбор сечений проводников, а также ошиновки в РУ-110 кВ, РУ-35 кВ и РУ-10 кВ) ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», осуществляется по известному условию экономической плотности тока [4]:

$$F_3 = \frac{I_p}{j_3}, \quad (27)$$

где j_3 – «экономическая плотность тока, А/мм²» [10].

Для проверки выбранного сечения проводников воздушных линий на понизительной подстанции ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», необходимо рассчитать их максимальный ток послеаварийного режима работы с учётом условий резервирования в схеме.

По упрощённой методике, значение максимального тока ПАВ режима можно принять равным рабочему току, помноженному на коэффициент резервирования, равный 1,4 [11]:

$$I_{p.\max} = 1,4 \cdot \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}} = 1,4 \cdot I_p. \quad (28)$$

где S_p – расчётная полная нагрузка воздушной линии, кВА;

I_p – расчётный ток нормального режима воздушной линии электропередачи (таблица 3);

$U_{ном}$ – «номинальное напряжение линии, кВ» [10].

Проверка провода воздушных линий в нормальном режиме работы [11]:

$$I_{доп} \geq I_p, \quad (29)$$

где $I_{доп}$ – «предельно – допустимый ток проводника, А» [10].

Проверка выбранного сечения провода воздушной линии в послеаварийном режиме работы [11]:

$$I_{доп} \geq I_{p.max}, \quad (30)$$

где $I_{p.max}$ – максимальный ток послеаварийного режима работы воздушной линии с учётом условий резервирования в схеме, А.

Выполнение условия проверяется по следующему соотношению:

$$F_{ст} \geq F_{мин}, \text{ мм}^2. \quad (31)$$

На основе приведённых расчётных формул согласно принятой методики выбора и проверки проводов воздушных линий электропередач, проводится выбор и проверка сечения провода питающей воздушной линии ВЛ-110 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская».

Как было указано в работе ранее, питание ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» Ростовских региональных электрических сетей осуществляется от двух независимых источников напряжением 110 кВ:

– ввод 1 – от РУ-110 кВ ПС-220/110/10 кВ «Сальская» с промежуточным резервированием отпайкой от РУ-110 кВ ПС-

110/35/6 кВ «Добровольская» (применяется ВЛ-110 кВ с проводом марки АСК-120);

– ввод 2 – транзитной линией от РУ-110 кВ ПС-110/35/10 кВ «Большовская» (применяется питающая ВЛ-110 кВ с проводом АЕРО-Z-261).

Значит, необходимо провести проверочный расчёт разных ВЛ-110 кВ для питания двух одинаковых трансформаторов подстанции. Как было указано ранее, на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», установлены два силовых трансформатора марки ТДТН-40000/110, проверенные на перегрузочную способность в работе ранее.

Расчётная нагрузка данных трансформаторов рассчитана в работе ранее и составляет 29973 кВА (таблица 3). Значит:

$$I_p = \frac{29973}{\sqrt{3} \cdot 110} \approx 157,3 \text{ А.}$$

Расчётное минимальное сечение питающей ВЛ-110 кВ понизительной подстанции переменного напряжения 110/35/10 кВ «Дубенцовская»:

$$F_s = \frac{157,3}{1,1} = 143,0 \text{ мм}^2.$$

Таким образом, установлено, что сечение питающей ВЛ-110 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», выполненное с применением проводов марок АСК-120 (ввод Т1) и АЕРО-Z-261 (ввод Т2), соответствует условиям выбора и совпадает с фактическими сечениями проводов питающей линии 110 кВ. Так как в работе проводится проверочный расчёт провода данной линии, сечение данных проводов ВЛ-110 кВ, питающей подстанцию, принимается за основу.

Проверка провода ВЛ-110 кВ по току нормального режима выполняется:

– для питания Т1 (провод АСК-120):

$$390 A \geq 157,3 A.$$

– для питания Т2 (провод АЕРО-Z-261):

$$540 A \geq 157,3 A.$$

Значение максимального тока ПАВ режима провода ВЛ-110 кВ понизительной подстанции ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» с учётом резервирования в схеме:

$$I_{p.\max} = 1,4 \cdot 157,3 \approx 220,2 A.$$

Проверка проводов питающей ВЛ-110 кВ по максимальному току ПАВ режима выполняется:

– для питания Т1 (провод АСК-120):

$$390 A \geq 220,2 A.$$

– для питания Т2 (провод АЕРО-Z-261):

$$540 A \geq 220,2 A.$$

Проверка по механической прочности выполняется:

– для питания Т1 (провод АСК-120):

$$120 \text{ мм}^2 \geq 70 \text{ мм}^2.$$

– для питания Т2 (провод АЕРО-Z-261):

$$261 \text{ мм}^2 \geq 70 \text{ мм}^2.$$

Следовательно, в работе путём проведения соответствующих расчётов и проверок установлено, что сечение провода на питающей ВЛ-110 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» с применением проводов марки АСК-120 (питание Т1) и проводов марки АЕРО-Z-261 (питание Т2), соответствует условиям выбора и совпадает с фактическими сечениями проводов питающей линии 110 кВ в реальных условиях.

Проверка сечений проводов отходящих линий напряжением 10 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» выполнены по аналогичной методике с приведением полученных результатов в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты проверочного расчёта проводников питающей и распределительных воздушных линий ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»

Линия	I_p , А	$F_э$, мм ²	$F_{ст}$, мм ²	$I_{p,max}$, А	Марка провода	$I_{доп.}$, А
Питающая ВЛ-110 кВ						
ВЛ-110 кВ-Т1	157,3	143,0	120	220,2	АСК-120	390
ВЛ-110 кВ-Т2	157,3	143,0	120	220,2	АЕРО-Z-261	540
Распределительные ВЛ-10 кВ						
ВЛ-35 кВ-1.35	204,3	185,7	120	286,0	АСК-120	390
ВЛ-35 кВ-2.35	115,5	105,0	120	161,7	АСК-120	390
ВЛ-35 кВ-3.35	212,9	193,5	120	296,1	АСК-120	390
Распределительные ВЛ-10 кВ						
СШ I 10 кВ						
1.10	74,7	67,9	70	104,6	АСК-70	265
2.10	56,0	50,9	70	78,4	АСК-70	265
3.10	68,5	62,3	70	95,9	АСК-70	265
4.10	62,3	56,6	70	87,2	АСК-70	265
СШ II 10 кВ						
5.10	74,7	67,9	70	104,6	АСК-70	265
6.10	56,0	50,9	70	78,4	АСК-70	265
7.10	68,5	62,3	70	95,9	АСК-70	265
8.10	62,3	56,6	70	87,2	АСК-70	265

Таким образом, в работе расчётным путём, используя принятую методику выбора и проверки, подтверждены все сечения проводников питающей 110 кВ и распределительных воздушных линий 35 кВ и 10 кВ на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская».

Выбор сборных шин распределительных устройств 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» проводится по максимальному рабочему току по приведённому ранее условию (20).

Применяются следующие виды ошиновки на подстанции ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»:

- в ОРУ-110 кВ – гибкая ошиновка из сталеалюминевых проводов марки АСК-120;
- в ОРУ-35 кВ – гибкая ошиновка из сталеалюминевых проводов марки АСК-120;
- в КРУН-10 кВ – жёсткая ошиновка из сборных алюминиевых шин марки ШАТ.

Условие выбора и проверки ошиновки для установки в ОРУ-110 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» выполняется:

$$390 \text{ A} \geq 220,2 \text{ A}.$$

Аналогично выбрана и проверена жёсткая ошиновка для применения в ОРУ-35 кВ и в КРУН-10 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»:

- в ОРУ-35 кВ – гибкая ошиновка из сталеалюминевых проводов марки АСК-120, допустимый ток проводов данной марки в условиях нормального режима и прокладки $I_{don} = 390 \text{ A}$ [7];
- в КРУН-10 кВ – сборные алюминиевые шины прямоугольного сечения марки ШАТ, размер – 60×6 мм, две полосы (двухполосные шины), допустимый ток $I_{don} = 1355 \text{ A}$ [7].

Все выбранные проводники воздушных линий и шинных конструкций на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» соответствуют требуемым условиям выбора и проверки.

Они показаны в графической части работы.

Выбор и проверка электрических аппаратов на подстанции

Далее в работе, на основании технических данных подстанции и полученных расчётных результатов электрических нагрузок, рабочих и максимальных токов, а также токов трёхфазного КЗ, проводится непосредственный выбор и проверка основного оборудования распределительных устройств с целью проведения модернизации ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская». Перечисленные аппараты предлагается в работе заменить на новые, современные модификации, отличающиеся повышенными критериями надёжности, экономичности, безопасности, а также быстродействием и селективностью. При этом практическая замена оборудования проводится совместно с изменениями в схеме электрических соединений объекта, что значительно упрощает задачу и ускоряет данный технологический процесс. Предварительно выбранные электрические аппараты для их установки в РУ-110 кВ и РУ-10 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» далее в работе необходимо проверить на соответствие параметрам сети, в которую они установлены. Таким образом, обоснование модернизации оборудования в РУ-110 кВ и РУ-10 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» будет проведено в работе расчётным путём (таблица 7) [21].

Таблица 7 – Предварительный выбор новых марок (типономиналов) электрических аппаратов, которые рекомендуется установить в РУ-110 кВ и РУ-10 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»

Место установки	Тип аппарата (оборудования)	Марка аппарата (оборудования)	Завод-изготовитель
РУ-110 кВ	Выключатель высокого напряжения	ВГТ-110П-40/2500 У1	ООО «Эпромстрой»
РУ-110 кВ	Разъединитель	РН-СЭЩ-110-25/1000 УХЛ1	ОАО «Электроцит»
РУ-110 кВ	Ограничитель перенапряжения	ОПН-110/40,5/10/450 УХЛ1	НИИ «Защитных аппаратов и изоляторов»
РУ-10 кВ	Выключатель высокого напряжения	ВБЧЭ-10-31,5/2500 УХЛ2	ЭЗ «КОНСТАЛИН»
РУ-10 кВ	Ограничитель перенапряжения	ОПН-П-10/12/10/2500 УХЛ1	НИИ «Защитных аппаратов и изоляторов»

Известно, что выключатели высокого напряжения – это основные аппараты для защиты и коммутации электрической сети и единственные аппараты на подстанции, которыми можно отключать сеть под нагрузкой, а также они отключают сеть при возникновении ненормальных режимов (в частности, токов КЗ).

Поэтому к выключателям предъявляются повышенные требования по коммутационной способности, а также по стойкости к сквозным токам КЗ и ударным токам.

Известно, что выбор выключателей высокого напряжения производится, исходя из следующих условий, приведённых далее [8].

Выбор выключателей по номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_n. \quad (32)$$

«Выбор выключателей по максимальному рабочему току» [16]:

$$I_{раб.макс} \leq I_n. \quad (33)$$

«Проверка выключателя на симметричный ток отключения» [16]:

$$I_{пт} \leq I_{откн.н}. \quad (34)$$

где « $I_{пт}$ – значение периодической составляющей тока короткого замыкания в момент начала расхождения дугогасительных контактов» [16];

« $I_{откн.н}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА» [16].

«Проверка выключателя на отключение асимметричного тока КЗ» [7]:

$$(\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{откн.н} (1 + \beta_n), \quad (35)$$

где « $i_{ат}$ – значение аperiodической составляющей тока короткого

замыкания в момент расхождения контактов» [16];

« β_n – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе КЗ» [16];

« τ – наименьшее время от начала короткого замыкания до момента расхождения дугогасительных контактов» [16].

«Наименьшее время от начала короткого замыкания до момента расхождения дугогасительных контактов выключателя» [15]:

$$t = t_{з.мин} + t_{с.в}, \quad (36)$$

где « $t_{з.мин} = 0,01$ с – минимальное время действия релейной защиты» [15];

« $t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя» [15].

«На электродинамическую устойчивость выбранный выключатель проверяется по значению предельного сквозного тока КЗ» [18]:

$$i_y \leq i_{нр.с}, \quad (37)$$

где « $i_{нр.с}$ – действующее значение предельного сквозного тока КЗ» [16];

« i_y – ударный ток короткого замыкания в цепи выключателя» [16].

«Проверка выключателя на термическую стойкость по значению теплового импульса» [18]:

$$B_k \leq I_T^2 t_T, \quad (38)$$

где « B_k – тепловой импульс по расчёту, $A^2 \cdot c$ » [18];

« I_T – предельный ток термической устойчивости, $A^2 \cdot c$ » [18];

« t_T – длительность протекания тока термической стойкости, с» [18].

«Расчётное значение теплового импульса» [18]:

$$B_{\kappa} = I_{\kappa}^2 (t_{отк} + T_a). \quad (39)$$

По приведённым выше условиям, с учётом рассчитанных параметров электрической сети 110 кВ и 10 кВ, далее в работе необходимо осуществить выбор выключателей высокого напряжения для их установки в соответствующих распределительных устройствах на модернизируемой ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» РФ.

Предварительно принимается для установки на объекте проектирования выключатель высокого напряжения вакуумный, нового образца и модификации, для установки в РУ-110 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» РФ, марки ВГТ-110П-40/2500 У1 (завод-изготовитель – ООО «Эпромстрой»).

Исходя из расположения в схеме ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» РФ, высоковольтные выключатели напряжением 110 кВ подразделяются на следующие типы:

- высоковольтные выключатели ввода (вводные высоковольтные выключатели) – две единицы, служат для приёма электроэнергии от энергосистемы с последующей её передачей на два силовых трансформатора подстанции;
- высоковольтные выключатели секционного соединения (секционные выключатели) – одна единица, необходим для обеспечения резервирования в схеме РУ 110 кВ на подстанции, автоматически включая питание оборудования от второй системы сборных шин 110 кВ (либо от обходной системы сборных шин 110 кВ на подстанции).

Выбор и проверка высоковольтных выключателей для установки в РУ 110 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» РФ, проводится по приведённым выше условиям.

Результаты выбора выключателей новых высокого напряжения для установки в РУ 110 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» РФ, представлены в работе в форме таблицы 8.

Таблица 8 – Результаты выбора новых выключателей высокого напряжения для установки в РУ 110 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Вводные выключатели: ВГТ-110П-40/2500 У1	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 220,2 \text{ А.}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А.}$
	$I_{п.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{п.т} = 2,29 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 5,51 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 52 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 2,29^2 \cdot 3 =$ $= 15,7 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 =$ $= 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$
Секционные выключатели: ВГТ-110П-40/2500 У1	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 198,3 \text{ А.}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А.}$
	$I_{п.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{п.т} = 2,29 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 5,51 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 52 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 2,29^2 \cdot 3 =$ $= 15,7 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 =$ $= 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$

Аналогично выбраны новые выключатели для РУ 10 кВ (таблица 9).

Таблица 9 – Результаты выбора новых выключателей высокого напряжения для установки в РУ 10 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» РФ

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Вводные и секционные выключатели: ВБЧЭ-10-31,5/2500 УХЛ2	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 2312,1 \text{ А.}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А.}$
	$I_{п.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{п.т} = 8,0 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 14,1 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 8^2 \cdot 3 =$ $= 192 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 =$ $= 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$
Выключатели линейные: ВБЧЭ-10-31,5/1000 УХЛ2	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 74,7 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А.}$
	$I_{п.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{п.т} = 2,46 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 14,1 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 192 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$

Далее проводится выбор новых разъединителей для установки в РУ 110 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» РФ.

Разъединитель – это аппарат для обеспечения видимого разрыва с целью безопасного проведения работ в электроустановках. Таким образом, разъединитель – это очень важный аппарат по условиям электробезопасности.

В работе для установки в РУ 110 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» РФ выбираются новые разъединители марки РН-СЭЩ-110-25/1000 УХЛ1 (завод-изготовитель – ОАО «Электрощит»).

Так как разъединители не отключают цепь под нагрузкой, они, в отличие от выключателей высокого напряжения, не проверяются на коммутационную способность при отключении токов КЗ согласно [12].

Результаты выбора и проверки новых разъединителей для установки в РУ 110 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» РФ, представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты выбора новых разъединителей для установки в РУ 110 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» РФ

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Вводные разъединители: РН-СЭЩ-110-25/1000 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 220,2 \text{ А.}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 5,51 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 52 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 2,29^2 \cdot 3 =$ $= 15,7 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 =$ $= 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$
Секционные разъединители: РН-СЭЩ-110-25/1000 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 198,3 \text{ А.}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 5,51 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 52 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 2,29^2 \cdot 3 =$ $= 15,7 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 =$ $= 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$

Окончательно для установки в РУ 110 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» РФ выбираются новые разъединители марки РН-СЭЩ-110-25/1000 УХЛ1, удовлетворяющие всем требованиям выбора и проверок.

Для установки в ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» РФ выбираются ограничители перенапряжения следующих типов и марок [5]:

- для установки в РУ 110 кВ – ОПН типа ОПН-110/40,5/10/450 УХЛ1 (завод-изготовитель – НИИ «Защитных аппаратов и изоляторов»);
- для установки в РУ 10 кВ – ОПН типа ОПН-П-10/12/10/2500 УХЛ1 (завод-изготовитель – НИИ «Защитных аппаратов и изоляторов»).

Результаты выбора ОПН для установки в РУ 110 кВ и РУ 10 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» РФ представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты выбора ОПН для установки в РУ 110 кВ и РУ 10 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» РФ

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Сеть 110 кВ: ОПН-110/40,5/10/450 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 220,2 \text{ А.}$	$I_{ном} = 450 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 5,51 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 80 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 2,29^2 \cdot 3 =$ $= 15,7 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 80^2 \cdot 3 =$ $= 4800 \text{ кА}^2\text{с.}$
Сеть 10 кВ: ОПН-П-10/12/10/2500 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 2312,1 \text{ А.}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 14,1 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 80 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 8^2 \cdot 3 =$ $= 192 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 80^2 \cdot 3 =$ $= 4800 \text{ кА}^2\text{с.}$

Всё выбранное оборудование проверено на термическую и электродинамическую стойкость к токам короткого замыкания, а также на условие соответствия максимальным рабочим токам сети, рассчитанным в работе. Установлено, что в результате проведения проверочных расчётов по выбору электрических аппаратов для установки в РУ-110 кВ и РУ-10 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» с целью её модернизации, все выбранные аппараты отвечают условиям всех требуемых проверок.

Таким образом, в работе приняты современные технические решения по выбору и проверке электрооборудования ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» РФ, включающие применение нового современного оборудования, которое характеризуется высокими техническими и экономическими характеристиками.

Выбор новой схемы ОРУ-110 кВ подстанции

Ранее в работе была обоснована необходимая реконструкция схемы главных электрических соединений нормального режима ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», путём внесения изменений в схему электрических соединений ОРУ-110 кВ подстанций.

Данный аспект связан с несоответствием схемы ОРУ-110 кВ условиям бесперебойности электроснабжения и надёжности для питания потребителей 1 и 2 категории, а также проблемами технического характера при выводе оборудования в ремонт и при возникновении аварийного режима.

Поэтому необходимо выбрать новую схему ОРУ-110 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», которая будет соответствовать указанным критериям.

В работе в ОРУ-110 кВ на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», рекомендуется внедрить схему «Два блока с выключателями и автоматической перемычкой» [7] с установленными двумя разъединителями и выключателем высокого напряжения в ремонтной перемычке (в нормальном режиме работы все они отключены), а также с применением двух блоков «выключатель – разъединитель» на линиях. Так как перемычка – автоматическая, на секционном выключателе должен быть установлен блок автоматического включения резерва (далее – АВР). Секционный выключатель схемы ОРУ-110 кВ в нормальном режиме работы отключён, обеспечивая отдельный режим работы всей системы РУ-110 кВ. При этом, с целью создания требуемого резерва в системе, применяется раздельная работа двух рабочих секций сборных шин: часть потребителей подключена и питается от одной секции

сборных шин (блок «линия – трансформатор Т1»), часть – от второй (блок «линия – трансформатор Т2»).

Такая схема очень надёжная, обеспечивая все необходимые условия и требования нормативных документов, следовательно, она может быть использована на подстанции для питания потребителей 1 и 2 категорий надёжности.

Выводы по разделу 4.

В работе, для подтверждения работоспособности схемы электрических соединений ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», обусловленная реконструкцией схемы ОРУ-110 кВ, проведено техническое обоснование принятых решений.

В результате проведения реконструкции ОРУ-110 кВ на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», рекомендуется внедрить схему ОРУ-110 кВ «Два блока с выключателями и автоматической перемычкой» с установленными двумя разъединителями и выключателем высокого напряжения в ремонтной перемычке (в нормальном режиме работы все они отключены), а также с применением двух блоков «выключатель – разъединитель» на линиях.

В результате проведения модернизации устаревшего оборудования распределительных устройств напряжением 110 кВ и 10 кВ, на трансформаторной подстанции ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» внедрены следующие практические мероприятия по модернизации оборудования РУ подстанции:

- выбрано и проверено новое оборудование для установки в РУ-110 кВ подстанции, а именно: выключатель высокого напряжения марки ВГТ-110П-40/2500 У1 (завод-изготовитель – ООО «Эпромстрой»); разъединитель РН-СЭЩ-110-25/1000 УХЛ1 (завод-изготовитель – ОАО «Электроцит»); ограничитель перенапряжения марки ОПН-110/40,5/10/450 УХЛ1 (завод-изготовитель – НИИ «Защитных аппаратов и изоляторов»);
- выбрано и проверено новое оборудование для установки в РУ-10 кВ подстанции: выключатель высокого напряжения марки ВБЧЭ-10-

31,5/2500 УХЛ2 (завод-изготовитель –ЭЗ «КОНСТАЛИН»);
ограничитель перенапряжения марки ОПН-П-10/12/10/2500 УХЛ1
(завод-изготовитель – НИИ «Защитных аппаратов и изоляторов»).

Проверочным путём обоснованы и подтверждены все сечения проводников воздушных линий напряжением 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ для их применения на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»:

- на питающей ВЛ-110 кВ-Т1 – провод марки АСК-120, допустимый ток $I_{дон} = 390$ А;
- на питающей ВЛ-110 кВ-Т2 – провод марки АЕРО-Z-261, допустимый ток $I_{дон} = 540$ А;
- на всех распределительных ВЛ-35 кВ – провод марки АСК-120, допустимый ток $I_{дон} = 390$ А;
- на всех распределительных ВЛ-10 кВ – провод марки АСК-70, допустимый ток $I_{дон} = 265$ А.

Выбрана и проверена ошиновка для применения в ОРУ-110 кВ, ОРУ-35 кВ и в КРУН-10 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»:

- в ОРУ-110 кВ – гибкая ошиновка из проводов марки АСК-120, допустимый ток $I_{дон} = 390$ А [7];
- в ОРУ-35 кВ – гибкая ошиновка из проводов марки АСК-120, допустимый ток $I_{дон} = 390$ А [7];
- в КРУН-10 кВ – сборные алюминиевые шины прямоугольного сечения марки ШАТ, размер – 60×6 мм, две полосы (двухполосные шины), допустимый ток $I_{дон} = 1355$ А [7].

Таким образом, расчётно-аналитическим путём решена комплексная задача по внедрению предложенных мероприятий по реконструкции схемы электрических соединений нормального режима ОРУ-110 кВ на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» и модернизации оборудования ОРУ-110 кВ и КРУН-10 кВ подстанции.

Собственные нужды подстанции и выбор оперативного тока

Далее в работе проводится выбор схемы и трансформаторов собственных нужд ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», а также оперативного тока.

Оперативный ток на подстанции ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» – переменный, напряжением 220 В.

К основным потребителям собственных нужд подстанции относится освещение территории ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», обогрев оборудования в зимнее время, а также устройства телемеханики, связи и управления [22].

Для выбора мощности трансформаторов собственных нужд ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», необходимо рассчитать нагрузку собственных нужд подстанции. Расчёт нагрузки системы собственных нужд ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Расчёт нагрузки системы собственных нужд ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»

Наименование потребителя	cos φ	Потребляемая нагрузка		
		P _{макс} , кВт	Q _{макс} , квар	S _{макс} , кВА
Отопление КРУН-10 кВ	1,00	10,00	-	10,00
Подогрев шкафов СН	1,00	5,00	-	5,00
Рабочее освещение открытой части ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»	1,00	2,00	-	2,00
Аварийное освещение открытой части ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»	1,00	1,00	-	1,00
Отопление технических помещений и помещения дежурного персонала ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»	1,00	10,00	-	10,00
Рабочее освещение технических помещений и помещения дежурного персонала ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»	1,00	2,00	-	2,00
Аварийное освещение технических помещений и помещения дежурного персонала ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»	1,00	0,50	-	0,50
Стойки телемеханики, связи и управления	-	3,50	-	3,50
Итого		34,00	-	34,00

Далее в работе проводится выбор трансформаторов собственных нужд на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская».

Нагрузка собственных нужд ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» определяется [24]:

$$S_{\text{макс.сн}} = k_{p.m} \sqrt{\sum_1^n P_{\text{макс}}^2 + \sum_1^n Q_{\text{макс}}^2}, \quad (40)$$

где $P_{\text{макс}}$ – суммарная активная потребляемая нагрузка собственных нужд, кВт;

$Q_{\text{макс}}$ – суммарная реактивная потребляемая нагрузка собственных нужд, кВт.

При $k_{p.m} = 0,85$, расчётная полная нагрузка СН по условию (40):

$$S_{\text{макс.сн}} = 0,85 \sqrt{34^2 + 0^2} = 28,9 \text{ кВА.}$$

Расчетная мощность трансформатора собственных нужд (ТСН) выбирается с учётом суммарной расчётной полной мощности собственных нужд, с учётом коэффициента загрузки ТСН и числа ТСН на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»:

$$S_{\text{ТСН}} = \frac{S_{\text{макс.сн}}}{k_3 \cdot n}, \text{ кВА.} \quad (41)$$

Расчетная мощность ТСН по (41):

$$S_{\text{ТСН}} = \frac{28,9}{0,7 \cdot 2} = 20,64 \text{ кВА.}$$

К установке на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» системы внешнего электроснабжения объекта, принимаются два двухобмоточных трехфазных трансформатора внутренней установки типа ТМ-25/10 У1, работающих раздельно, каждый на свою секцию шин, подключенных к вводным выключателям в РУ-10 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская». На стороне НН предусматривается раздельная работа ТСН, каждого на свою секцию, с АВР на секционной связи [23].

Схема подключения ТСН ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» представлена на рисунке 9.

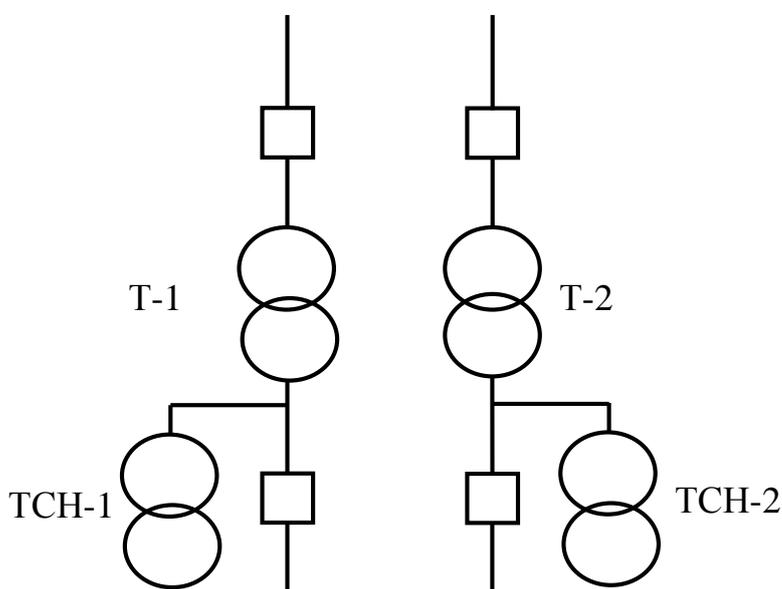


Рисунок 9 – Схема подключения ТСН ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»

Однолинейная принципиальная схема собственных нужд ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» представлена в графической части работы.

Выводы по разделу 5.

В работе проведён расчёт системы собственных нужд ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» с последующим выбором схемы подключения ТСН к схеме подстанции. Выбраны и проверены ТСН марки ТМ-25/10 У1. Выбран переменный оперативный ток для системы СН. Схема собственных нужд соответствует требованиям основных документов.

Релейная защита и автоматика реконструируемой подстанции

Выбор исходных данных

Далее в работе выбираются уставки релейной защиты и автоматики для защиты основного оборудования подстанции – силовых трансформаторов и линий на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» [25].

На понижающем трансформаторе предусмотрены следующие защиты:

- дифференциальная токовая защита от внутренних повреждений трансформатора (далее – ДЗТ);
- газовая защита трансформатора, выполненная с возможностью действия на отключение и на сигнал (далее – ГЗ);
- максимальные токовые с выдержкой времени на каждой обмотке трансформатора с комбинированным пуском по напряжению от многофазных коротких замыканий (далее – МТЗ);
- токовая защита от перегрузки, установленная в одной фазе с выдержкой времени с действием на сигнал (далее – ЗП).

На линиях предусмотрены следующие защиты:

- дифференциальная токовая защита линий (далее – ДЗЛ);
- максимальные токовые защита линий (далее – МТЗЛ), совмещённая с защитой от перегрузки линий.

Для корректного расчёта уставок РЗиА силового трансформатора ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», на первом этапе необходимо определить:

- первичный ток измерительных трансформаторов тока (далее – ТТ).
При этом вторичный ток ТТ принимается равным 5 А на всех присоединениях схемы;
- коэффициент трансформации ТТ, определяемый отношением первичного и вторичного номинальных токов ТТ.

Данные параметры определяются, исходя из значения максимальных рабочих токов, рассчитанных в работе ранее.

На сторонах ВН (110 кВ) и СН (35 кВ) трансформаторов ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» принимается соединение ТТ и реле в схему «неполная звезда», на стороне НН (10 кВ) применяется схема «неполной звезды».

Исходя из этого, полученные результаты первичных токов и коэффициентов трансформации ТТ, используемых для дальнейшего выбора уставок РЗиА силовых трансформаторов ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», приводятся в форме таблице 13.

Таблица 13 – Результаты выбора первичных токов и коэффициентов трансформации ТТ на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»

Номинальное напряжение	Элемент (присоединение)	$I_{\text{раб.макс}}, \text{ А}$	$I_{\text{ТТ1}}, \text{ А}$	$K_{\text{Т}}$
Силовые трансформаторы 110/35/10 кВ				
110 кВ	Сторона ВН	293,0	300	60,0
35 кВ	Сторона СН	646,0	700	140,0
10 кВ	Сторона НН	1346,0	1500	300,0
Линии 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ				
110 кВ	ВЛ-110 кВ-Т1	220,2	300	60,0
110 кВ	ВЛ-110 кВ-Т2	220,2	300	60,0
35 кВ	ВЛ-35 кВ-1.35	286,0	300	60,0
35 кВ	ВЛ-35 кВ-2.35	161,7	200	40,0
35 кВ	ВЛ-35 кВ-3.35	296,1	300	60,0
10 кВ	ВЛ-10 кВ-1.10	104,6	150	30,0
10 кВ	ВЛ-10 кВ-2.10	78,4	80	16,0
10 кВ	ВЛ-10 кВ-3.10	95,9	100	20,0
10 кВ	ВЛ-10 кВ-4.10	87,2	100	20,0
10 кВ	ВЛ-10 кВ-5.10	104,6	150	30,0
10 кВ	ВЛ-10 кВ-6.10	78,4	100	20,0
10 кВ	ВЛ-10 кВ-7.10	95,9	100	20,0
10 кВ	ВЛ-10 кВ-8.10	87,2	100	20,0

Полученные данные используются в работе далее при расчёте уставок РЗиА силовых трансформаторов и линий.

.2 Расчёт уставок релейной защиты силовых трансформаторов подстанции

Далее в работе, на основании полученные результаты выбора первичных токов и коэффициентов трансформации ТТ, используемых для

дальнейшего выбора уставок РЗА силовых трансформаторов ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», проводится выбор уставок РЗА трансформаторов подстанции.

В качестве защиты трансформаторов ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» от межфазных КЗ, используется продольная дифференциальная токовая защита с абсолютной селективностью [13,14].

Ток срабатывания этой защиты определяется путём отстройки от тока небаланса:

$$I_{с.з} \geq K_n \cdot (I_{раб.макс.НН} - I_{раб.макс.СН} - I_{раб.макс.ВН}), \quad (42)$$

где $I_{раб.макс.НН}$, $I_{раб.макс.СН}$, $I_{раб.макс.ВН}$ – соответственно максимальный рабочий ток на сторонах ВН (110 кВ), СН (35 кВ) и НН (10 кВ) силового трансформатора ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», А;
 K_n – коэффициент надёжности для ДЗ трёхобмоточного трансформатора [1,4].

Коэффициент чувствительности дифференциальной токовой защиты должен удовлетворять условию:

$$K_q = \frac{K_{сх}^{(к)}}{K_{сх}^{(3)}} \cdot \frac{I_{к.нач.мин}}{I_{с.з}} \geq 1,5. \quad (43)$$

Ток срабатывания продольной дифференциальной токовой защиты трансформаторов ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»:

$$I_{с.з} \geq 3,5 \cdot (1346 - 646 - 293) = 1424,5 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности продольной дифференциальной токовой защиты трансформаторов ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» удовлетворяет требованиям [13,14]:

$$K_{\text{ч}} = \frac{1}{1} \cdot \frac{3786}{1424,5} = 2,65 > 1,5.$$

Окончательно принимается для продольной ДЗТ трансформаторов ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», $I_{\text{с.з}} = 1424,5$ А.

Проводится выбор уставки защиты от перегрузки трансформаторов ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская».

Известно, что в двухобмоточных силовых трансформаторах защита от перегрузки устанавливается со стороны питания [13,14], значит, в работе данная защита устанавливается на стороне 110 кВ.

Для микропроцессорных блоков защит, защита от перегрузки отстраивается от максимального рабочего тока на стороне ВН силового трансформатора:

$$I_{\text{с.з}} \geq K_n \cdot I_{\text{раб. макс. ВН}}, \quad (44)$$

где K_n – коэффициент надёжности [13,14].

Ток срабатывания защиты от перегрузки трансформаторов ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»:

$$I_{\text{с.з}} \geq 1,05 \cdot 293 \approx 307,7 \text{ А.}$$

Защита от перегрузки трансформаторов ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» выполняется с действием на сигнал, так как даже при значительных перегрузках не требуется быстрого отключения трансформатора.

Проводится выбор уставки максимальной токовой защиты (МТЗ) трансформаторов ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская».

В работе МТЗ устанавливается как на стороне ВН (110 кВ), так и на стороне СН (35 кВ), и на стороне НН (10 кВ) силового трансформатора, обеспечивая, таким образом, резервирование и селективность.

Следовательно, в работе на силовом трансформаторе принимается три комплекта МТЗ. Ток срабатывания МТЗ силового трансформатора должен удовлетворять условиям [13,14], приведённым ниже.

Условие выбора уставки МТЗ заключается в отстройке от максимального рабочего тока трансформатора:

$$I_{с.з} \geq K_{отс} \cdot K_{сзн} \cdot I_{раб.макс}, \quad (45)$$

где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки;

$K_{сзн}$ - коэффициент самозапуска.

Коэффициент чувствительности МТЗ определяется по формуле [13,14]:

$$K_{ч} = \frac{K_{сх}^{(к)}}{K_{сх}^{(3)}} \cdot \frac{I_{к.мин}^{(к)}}{I_{с.з}} \geq 1,2, \quad (46)$$

где $I_{к.мин}^{(к)}$ – минимальный ток при КЗ в конце защищенной линии;

$K_{сх}^{(3)}$ – коэффициент схемы соединения ТТ и реле;

$K_{сх}^{(к)}$ – коэффициент схемы соединения ТТ и реле при КЗ;

$I_{с.з}$ – ток срабатывания защиты.

Согласно [1], коэффициент чувствительности для рассчитываемой МТЗ силового трансформатора должен быть не менее 1,2 [13,14]. По приведённым выше условиям, далее в работе проводится расчёт МТЗ на сторонах 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ силового трансформатора ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская».

Для комплекта МТЗ силового трансформатора ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» на стороне ВН (110 кВ):

$$I_{c.з} \geq 1,1 \cdot 1,6 \cdot 105,8 = 186,2 \text{ A},$$

Коэффициент чувствительности МТЗ трансформатора на стороне ВН удовлетворяет требованиям [13]:

$$K_{\eta} = \frac{1}{1} \cdot \frac{3786}{186,2} = 20,3 > 1,2.$$

Окончательно принимается для МТЗ силового трансформатора на стороне ВН $I_{c.з} = 186,2 \text{ A}$. Так как селективность МТЗ обеспечивается подбором времени срабатывания (со стороны источника питания оно будет минимальное), принимается время срабатывания МТЗ силового трансформатора на стороне ВН, равное $t_{c.з} = 0,5 \text{ с}$.

Аналогично рассчитаны уставки МТЗ на сторонах СН и НН трансформатора (таблица 14).

Таблица 14 – Результаты расчёта уставок МТЗ силового трансформатора

Сторона трансформатора	$I_{\text{раб.макс}}, \text{ A}$	$I_{c.з}, \text{ A}$	$t_{c.з}, \text{ с}$
ВН (110 кВ)	293,0	186,2	0,5
СН (35 кВ)	646,0	1137,0	1,0
НН (10 кВ)	1346,0	2369,0	1,5

.2 Расчёт уставок релейной защиты линий подстанции

В работе на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» для защит питающих линий напряжений 110 кВ, а также линий и присоединений напряжением 35 кВ и 10 кВ (вводных, секционной и линейных), выбираются следующие защиты [24]:

- дифференциальная защиты линий (ДЗЛ);
- максимальная токовая защита линий, совмещённая с защитой от перегрузки (МТЗЛ).

Выбор уставок ДЗЛ и МТЗЛ для защиты линий проводится аналогично выбору уставок данных защит для силовых трансформаторов, выполненных в работе ранее.

Ток срабатывания ДЗЛ определяется путём отстройки от максимального тока КЗ и значения максимального рабочего тока линии, с учётом коэффициента отстройки:

$$I_{c.з} \geq K_o \cdot (I_{к.макс} + I_{раб.макс.}), \quad (47)$$

где K_n – коэффициент надёжности ДЗЛ [13,14].

Коэффициент чувствительности ДЗЛ должен удовлетворять условию:

$$K_q = \frac{K_{cx}^{(к)}}{K_{cx}^{(3)}} \cdot \frac{I_{к.нач.мин}}{I_{c.з}} \geq 1,5. \quad (48)$$

Для питающей линии 110 кВ к трансформатору 1Т, токовая уставка и коэффициент чувствительности ДЗЛ:

$$I_{c.з} \geq 0,45 \cdot (2290 + 220,2) = 1130 \text{ A.}$$

$$K_q = \frac{1}{1} \cdot \frac{1980}{1130} = 1,75 \geq 1,5.$$

Аналогично проведён расчёт остальных уставок ДЗЛ.

Результаты выбора уставок ДЗЛ распределительных линий 35 кВ и линий 10 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Результаты выбора уставок ДЗЛ питающих линий 110 кВ и распределительных линий 35 кВ и 10 кВ кВ подстанции

Номинальное напряжение	Элемент (присоединение)	$I_{\text{раб.макс}}, \text{ А}$	$I_{\text{к.макс}}, \text{ А}$	$I_{\text{к.мин}}, \text{ А}$	$I_{\text{с.з}}, \text{ А}$
110 кВ	ВЛ-110 кВ-Т1	220,2	2290	1980	1130,0
110 кВ	ВЛ-110 кВ-Т2	220,2	2290	1980	1130,0
35 кВ	ВЛ-35 кВ-1.35	286,0	3080	2670	1514,7
35 кВ	ВЛ-35 кВ-2.35	161,7	3080	2670	1458,8
35 кВ	ВЛ-35 кВ-3.35	296,1	3080	2670	1519,3
10 кВ	ВЛ-10 кВ-1.10	104,6	8000	6930	3647,1
10 кВ	ВЛ-10 кВ-2.10	78,4	8000	6930	3635,3
10 кВ	ВЛ-10 кВ-3.10	95,9	8000	6930	3643,2
10 кВ	ВЛ-10 кВ-4.10	87,2	8000	6930	3639,2
10 кВ	ВЛ-10 кВ-5.10	104,6	8000	6930	3647,1
10 кВ	ВЛ-10 кВ-6.10	78,4	8000	6930	3635,3
10 кВ	ВЛ-10 кВ-7.10	95,9	8000	6930	3643,2
10 кВ	ВЛ-10 кВ-8.10	87,2	8000	6930	3639,2

МТЗЛ линий выбирается из условия несрабатывания защиты в момент подключения дополнительной нагрузки. С учётом равенства основной и дополнительной нагрузки, а также с учётом их равномерности, упрощённо выражение для выбора уставок МТЗЛ линий можно записать так:

$$I_{\text{с.з}} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{сзн}} \cdot I_{\text{раб.макс}} \quad (49)$$

Коэффициент чувствительности МТЗЛ определяется по известной формуле [13,14]:

$$K_{\text{ч}} = \frac{K_{\text{сх}}^{(\kappa)}}{K_{\text{сх}}^{(3)}} \cdot \frac{I_{\text{к.мин}}^{(\kappa)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,2, \quad (50)$$

Для питающей линии 110 кВ к 1Т, токовая уставка МТЗЛ:

$$I_{\text{с.з}} \geq 1,3 \cdot 1,5 \cdot 220,2 = 429,4 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности МТЗЛ питающей линии 110 кВ к 1Т:

$$K_q = \frac{1}{1} \cdot \frac{2290}{429,4} = 5,3 \geq 1,2. \quad (51)$$

Результаты выбора уставок МТЗЛ питающих линий 110 кВ и распределительных линий 35 кВ и 10 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» представлены в таблице 16. Также выбрано время срабатывания МТЗЛ линий, что обеспечивает селективность данной защиты (принята степень селективности $\Delta t=0,5$ с).

Таблица 16 – Результаты выбора уставок МТЗЛ питающих линий 110 кВ и распределительных линий 35 кВ и 10 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»

Номинальное напряжение	Элемент (присоединение)	$I_{\text{раб.макс}}, \text{ A}$	$I_{\text{с.з}}, \text{ A}$	$t_{\text{с.з}}, \text{ с}$
110 кВ	ВЛ-110 кВ-Т1	220,2	429,4	0,5
110 кВ	ВЛ-110 кВ-Т2	220,2	429,4	0,5
35 кВ	ВЛ-35 кВ-1.35	286,0	557,7	1,0
35 кВ	ВЛ-35 кВ-2.35	161,7	315,3	1,0
35 кВ	ВЛ-35 кВ-3.35	296,1	577,4	1,0
10 кВ	ВЛ-10 кВ-1.10	104,6	204,0	1,5
10 кВ	ВЛ-10 кВ-2.10	78,4	152,9	1,5
10 кВ	ВЛ-10 кВ-3.10	95,9	186,6	1,5
10 кВ	ВЛ-10 кВ-4.10	87,2	170,1	1,5
10 кВ	ВЛ-10 кВ-5.10	104,6	204,0	1,5
10 кВ	ВЛ-10 кВ-6.10	78,4	152,9	1,5
10 кВ	ВЛ-10 кВ-7.10	95,9	186,6	1,5
10 кВ	ВЛ-10 кВ-8.10	87,2	170,1	1,5

Выбранные уставки РЗиА силовых трансформаторов и линий подстанции показаны в работе на графическом листе 4.

Выводы по разделу 6.

В работе, на основе расчётных данных, проведён расчёт уставок основных защит силовых трансформаторов и линий ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» (дифференциальной защиты, защиты от перегрузки, максимальной токовой защиты).

Все выбранные уставки РЗиА соответствуют требованиям нормативных документов и методик расчёта.

Заключение

В работе разработаны реконструкция по реконструкции схемы электрических соединений нормального режима ОРУ-110 кВ трансформаторной подстанции ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» Ростовских региональных электрических сетей с модернизацией оборудования данной подстанции.

На основании полученных аналитических данных проведённого анализа, установлено, что в работе рекомендуется внедрить предложенные мероприятия по реконструкции объекта исследования, которые носят комплексный характер и заключаются в практической реализации следующих рекомендаций:

- реконструкция схемы главных электрических соединений нормального режима ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», путём внесения изменений в схему электрических соединений ОРУ-110 кВ подстанций. Данный аспект связан с несоответствием схемы ОРУ-110 кВ условиям бесперебойности электроснабжения и надёжности для питания потребителей 1 и 2 категории, а также проблемами технического характера при выводе оборудования в ремонт и при возникновении аварийного режима;
- модернизация оборудования ОРУ-110 кВ (выключатели, разъединители, разрядники) и ячеек РУ-10 кВ (выключатели, а также дополнительная установка ОПН в ячейки выключателей). Данный аспект связан с тем, что указанное оборудование значительно устарело, вследствие чего утратило свой технический коммутационный и защитный ресурс, что сказывается на работоспособности всей системы электроснабжения ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская».

Проведён расчёт нагрузок одиночных присоединений, а также секций сборных шин РУ-35 кВ и РУ-10 кВ, а также всей ПС-110/35/10 кВ

«Дубенцовская». Установлено, что оба силовых трансформатора марки ТДТН-40000/110, установленные на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», удовлетворяют условиям всех требуемых проверок, согласно данным суточного графика нагрузки подстанции. По этой причине они не нуждаются в замене в связи с планируемыми мероприятиями по реконструкции схемы ОРУ-110 кВ подстанции и модернизации оборудования распределительных устройств на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская».

Проведён расчёт токов КЗ (двухфазного и трёхфазного) и ударных токов на выводах силового трансформатора подстанции 110/35/10 кВ в максимальном режиме работы системы.

В результате проведения реконструкции ОРУ-110 кВ на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская», рекомендуется внедрить схему ОРУ-110 кВ «Два блока с выключателями и автоматической перемычкой» с установленными двумя разъединителями и выключателем высокого напряжения в ремонтной перемычке (в нормальном режиме работы все они отключены), а также с применением двух блоков «выключатель – разъединитель» на линиях.

В результате проведения модернизации устаревшего оборудования распределительных устройств напряжением 110 кВ и 10 кВ, на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» внедрены следующие практические мероприятия по модернизации оборудования РУ подстанции:

- выбрано и проверено новое оборудование для установки в РУ-110 кВ подстанции, а именно: выключатель высокого напряжения марки ВГТ-110П-40/2500 У1 (завод-изготовитель – ООО «Эпромстрой»); разъединитель РН-СЭЩ-110-25/1000 УХЛ1 (завод-изготовитель – ОАО «Электроцит»); ограничитель перенапряжения марки ОПН-110/40,5/10/450 УХЛ1 (завод-изготовитель – НИИ «Защитных аппаратов и изоляторов»);
- выбрано и проверено новое оборудование для установки в РУ-10 кВ подстанции: выключатель высокого напряжения марки ВБЧЭ-10-31,5/2500 УХЛ2 (завод-изготовитель – ЭЗ «КОНСТАЛИН»);

ограничитель перенапряжения марки ОПН-П-10/12/10/2500 УХЛ1 (завод-изготовитель – НИИ «Защитных аппаратов и изоляторов»).

Проверочным путём обоснованы и подтверждены все сечения проводников воздушных линий напряжением 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ для их применения на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»:

- на питающей ВЛ-110 кВ-Т1 – провод марки АСК-120, допустимый ток $I_{доп} = 390$ А, на питающей ВЛ-110 кВ-Т2 – провод марки АЕРО-Z-261, допустимый ток $I_{доп} = 540$ А;
- на всех распределительных ВЛ-35 кВ – провод марки АСК-120, допустимый ток $I_{доп} = 390$ А;
- на всех распределительных ВЛ-10 кВ – провод марки АСК-70, допустимый ток $I_{доп} = 265$ А.

Выбрана и проверена ошиновка для применения в ОРУ-110 кВ, ОРУ-35 кВ и в КРУН-10 кВ ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская»:

- в ОРУ-110 кВ и ОРУ-35 кВ – гибкая ошиновка из проводов марки АСК-120, допустимый ток $I_{доп} = 390$ А [7];
- в КРУН-10 кВ – сборные алюминиевые шины прямоугольного сечения марки ШАТ, размер – 60×6 мм, две полосы (двухполосные шины), допустимый ток $I_{доп} = 1355$ А [7].

Проведён расчёт системы собственных нужд ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» с последующим выбором схемы подключения ТСН к схеме подстанции. Выбраны и проверены ТСН марки ТМ-25/10 У1. Выбран переменный оперативный ток для системы СН. Осуществлён расчёт уставок основных защит силовых трансформаторов и линий ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» (дифференциальной защиты, защиты от перегрузки, максимальной токовой защиты). Таким образом, расчётно-аналитическим путём решена комплексная задача по внедрению предложенных мероприятий по реконструкции схемы электрических соединений нормального режима ОРУ-110 кВ на ПС-110/35/10 кВ «Дубенцовская» и модернизации оборудования ОРУ-110 кВ и КРУН-10 кВ подстанции.

Список используемых источников

1. Андреев В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах. М.: Высшая школа, 2018. 256 с.
2. ГОСТ 29322-2014. «Напряжения стандартные» [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200115397> (дата обращения: 16.01.2023).
3. ГОСТ 32144-2013. «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200104301> (дата обращения: 16.01.2023).
4. ГОСТ Р 59279-2020 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций». [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200177281> (дата обращения: 16.01.2023).
5. Захаров О.Г. Цифровые устройства релейной защиты. Алгоритмы и уставки. М.: Энергоиздат, 2019. 640 с., ил.
6. Кадомская К.П., Лавров Ю.А. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Вологда: Инфра-Инженерия, 2018. 343 с.
7. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для ВУЗов. 5-е издание, перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 2018. 608 с.
8. Никитенко Г.В. Электрооборудование, электротехнологии и электроснабжение. Дипломное проектирование: Учебное пособие. СПб.: Лань, 2018. 316 с.
9. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 N 87 (ред. от 01.12.2021) «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» [Электронный ресурс]: URL:

<https://docs.cntd.ru/document/902087949> (дата обращения: 17.01.2023).

10. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. 4-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 2019. 174 с.

11. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Госэнергонадзор Минэнерго России. М.: ЗАО «Энергосервис», 2019. 324 с.

12. Правила устройства электроустановок. М.: Альвис, 2018. 632 с.

13. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для студентов учреждений среднего профессионального образования. М.: ИЦ Академия, 2018. 448 с.

14. Сибикин Ю.Д. Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования промышленных предприятий и установок. – Вологда: Инфра-Инженерия, 2019. 464 с.

15. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. 4-е изд., перераб. и доп. М.: ЭНАС, 2018. 312 с.

16. СТО 56947007- 29.240.30.047-2010. «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ». [Электронный ресурс]: URL: <https://www.twirpx.com/file/2616342/> (дата обращения: 18.01.2023).

17. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения». [Электронный ресурс]: URL: <https://www.twirpx.com/file/24666/> (дата обращения: 16.10.2022).

18. Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 № 35-ФЗ об энергосбережении [Электронный ресурс]: URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_41502/ (дата обращения: 17.01.2023).

19. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. М.: Форум, Инфра. 2019. 136 с.

20. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года. Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р. М.: МЭ РФ, 2020. 142 с.

21. Copley P. Marketing Communications Management: Concepts and Theories, Cases and Practices. Oxford: Butterworth-Heinemann, 2019. 441 p.
22. Gupta P. Adaptive short-term forecasting of hourly loads using weather information – IEEE Trans. Power Appar. And Syst. 2018. №5.
23. Hirsch J.E. An Index to Quantify an Individual's Scientific Research Output that Takes into Account the Effect of Multiple Co-authorship. Scientometrics, 2020, vol. 85, no. 3, pp. 741–754. doi: 10.1007/s11192-010-0193-9
24. Panuska V. Short-term forecasting of electric power system load from a weather dependent model. IFAC Symp.2017. Autom. Contr. and Prot. Electr. Power Syst., Melbourne, 2019. Sydney.
25. Potter E.H. Branding Canada. Projecting Canada's Soft Power through Public Diplomacy. Montreal: McGill-Queen's University Press, 2019. 464 p.