

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 понизительной подстанции 35/10 кВ
«Тугустемирская»

Обучающийся

В. В. Баскаков

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н. доц., Д. А. Кретов

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

Аннотация

«Работа посвящена реконструкции электрической части понизительной подстанции 35/10 кВ» [8] «Тугустемирская», расположенной в Тюльганском районе Оренбургской области.

На основании проведённого анализа исходных данных, предложена рациональная схема главных электрических соединений распределительного устройства 35 кВ (далее – РУ-35 кВ) подстанции, вследствие чего «выбрано и проверено новое оборудование для установки РУ-35 кВ подстанции» [8].

Осуществлена модернизация выключателей и разъединителей.

Проведена реконструкция схемы релейной защиты подстанции с выбором новых современных микропроцессорных блоков, позволяющих значительно повысить параметры надёжности, селективности и безопасности на объекте.

Установлено, что внедрённые мероприятия на подстанции позволяют значительно повысить технические и экономические показатели на объекте.

Работа представлена расчётно-пояснительной запиской объёмом 67 печатных страниц, которая «состоит из введения, трёх основных разделов, заключения, списка использованных источников» [8] из 20 наименований. Расчётно-пояснительная записка выполнена в приложении «Microsoft Word», с использованием одиннадцати таблиц и десяти рисунков.

Графическая часть работы выполнена в САПР «AutoCAD» и содержит шесть основных чертежей.

Источниками для написания работы являются нормативно-правовые документы, учебные пособия, техническая литература, типичные проекты, а также интернет-ресурсы.

Содержание

Введение.....	4
1 Исходная характеристика подстанции.....	7
1.1 Характеристика схемы электрических соединений и оборудования подстанции ПС-35/10 кВ «Тугустемирская»	7
1.2 Обоснование мероприятий по реконструкции подстанции	14
2 Реконструкция электрической силовой части подстанции	23
2.1 Расчёт электрических нагрузок	23
2.2 Выбор и проверка силовых трансформаторов	28
2.3 Выбор и проверка проводников	30
2.4 Расчёт токов короткого замыкания	35
2.5 Выбор и проверка электрических аппаратов	44
3 Реконструкция релейной защиты и автоматики подстанции.....	51
3.1 Выбор основных типов релейной защиты.....	51
3.2 Расчёт уставок релейной защиты силовых трансформаторов подстанции.....	54
3.3 Расчёт уставок релейной защиты линейных присоединений подстанции	58
Заключение	62
Список используемых источников.....	66

Введение

Трансформаторные подстанции (ТП) играют ключевую роль в электроэнергетике, являясь важнейшим звеном в процессе передачи, распределения и преобразования электрической энергии. Они служат важным звеном в электроснабжении, обеспечивая эффективную и надежную трансформацию напряжения и распределение электроэнергии в различных энергетических системах.

Одной из основных функций ТП является преобразование напряжения. Высокое напряжение, полученное на генерирующих станциях, трансформируется на ТП в более низкие уровни напряжения для передачи по распределительным сетям к конечным потребителям. Также трансформаторные подстанции позволяют эффективно передавать электроэнергию на большие расстояния. Высокое напряжение, используемое в высоковольтных линиях передачи, уменьшает потери энергии в виде тепла и обеспечивает более эффективную транспортировку электроэнергии.

На ТП электроэнергия преобразуется в средние и низкие напряжения, пригодные для использования в домах, на предприятиях и в промышленности. Благодаря современным схемным решениям, трансформаторные подстанции обеспечивают качественное, надёжное и равномерное распределение электрической энергии.

ТП также играют важную роль в поддержании стабильности напряжения в электросети. Они компенсируют колебания напряжения, возникающие из-за изменений нагрузки, и обеспечивают постоянную величину напряжения, а также частоты и прочих параметров. Новые потребители всех уровней могут быть легко подключены к существующей электросети с помощью ТП. Таким образом, учитывается связь энергосистемы и потребителей всех уровней, осуществляемая через трансформаторные подстанции.

Также трансформаторные подстанции имеют системы защиты, которые реагируют на короткие замыкания и другие аварийные ситуации,

предотвращая возможные повреждения и обеспечивая безопасность как для персонала, так и для оборудования.

В последние годы в Российской Федерации и в мировой электроэнергетике в целом, активно развивается интеграция возобновляемых источников энергии, таких, как солнечные, ветровые и прочие аналогичные типы. Трансформаторные подстанции энергосистемы играют важную роль в этом процессе, позволяя интегрировать электроэнергию, полученную от различных нетрадиционных источников, в общую электроэнергетическую систему.

Таким образом, трансформаторные подстанции являются неотъемлемой частью инфраструктуры современной электроэнергетики, обеспечивая эффективное и надежное распределение и передачу электроэнергии от источников её производства к конечным потребителям.

«Объектом исследования в данной работе является схема главных электрических соединений нормального режима, а также элементы схемы вторичных цепей (релейной защиты и автоматики) понижающей подстанции ПС-35/10 кВ «Тугустемирская»» [8].

Предметом исследования являются параметры и характеристики надёжности схемы главных электрических соединений нормального режима, а также схемы вторичных цепей (релейной защиты и автоматики) понижающей подстанции ПС-35/10 кВ «Тугустемирская».

Актуальность исследования обусловлена требованиями нормативных документов, регламентирующих и рекомендуемых проведение всех видов реконструкции и модернизации распределительных устройств понизительных трансформаторных подстанций, с целью повышения их параметров надёжности, бесперебойности электроснабжения, безопасности, селективности, а также пропускной способности [3], [4], [18], [20].

Основной целью работы является реконструкция схемы главных электрических соединений, а также элементов схемы вторичных цепей (релейной защиты и автоматики) понижающей подстанции ПС-35/10 кВ

«Тугустемирская».

«Данная реконструкция обусловлена, с одной стороны, необходимостью внесения изменений в схему главных электрических соединений подстанции» [6] согласно нормативным требованиям основных документов, а с другой – несоответствием установленного оборудования требованиям надёжности, селективности, экономичности и безопасности вследствие его износа.

«Также внедрены необходимые мероприятия по реконструкции релейной защиты и автоматики подстанции, заключающейся» [11] в замене устаревших и неэффективных устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) на современные микропроцессорные блоки.

В работе, для достижения поставленной цели, необходимо провести решение основных задач:

- провести исходную характеристику объекта проектирования с выявлением проблем и несоответствий требованиям и рекомендациям нормативных документов;
- осуществить разработку технических решений, способных решить данную проблематику на объекте проектирования;
- проверить принятые технические решения, предложить окончательный вариант для внедрения на объекте исследования.

Таким образом, исходя из основных поставленных в работе задач, установлено, что для разработки качественного проекта реконструкции понизительной подстанции 35/10 кВ «Тугустемирская», необходимо осуществить выбор и проверку новых схемных решений в силовой части и части релейной защиты и автоматики подстанции, с последующим выбором и проверкой оборудования (силовых трансформаторов, электрических проводников и аппаратов, устройств релейной защиты и автоматики).

Решение поставленных задач осуществляется в работе на основании принятых расчётных методик с учётом рациональных методов исследований.

Исходная характеристика подстанции

Характеристика схемы электрических соединений и оборудования подстанции ПС-35/10 кВ «Тугустемирская»

Объектом исследования в данной работе является понизительная подстанция ПС-35/10 кВ «Тугустемирская».

Рассматриваемая в работе ПС-35/10 кВ «Тугустемирская» расположена на территории Тугустемирского сельсовета Тюльганского района Оренбургской области.

Данная понизительная подстанция обслуживается и находится на балансе АО «Россети Тюмень».

Она играет важную роль в распределении электроэнергии в энергосистеме Тюльганского района, обеспечивая питанием потребителей на напряжении 10 кВ.

Территориальное расположение рассматриваемой в работе понизительной подстанции 35/10 кВ «Тугустемирская» на территории Тугустемирского сельсовета Тюльганского района Оренбургской области, показано на рисунке 1.

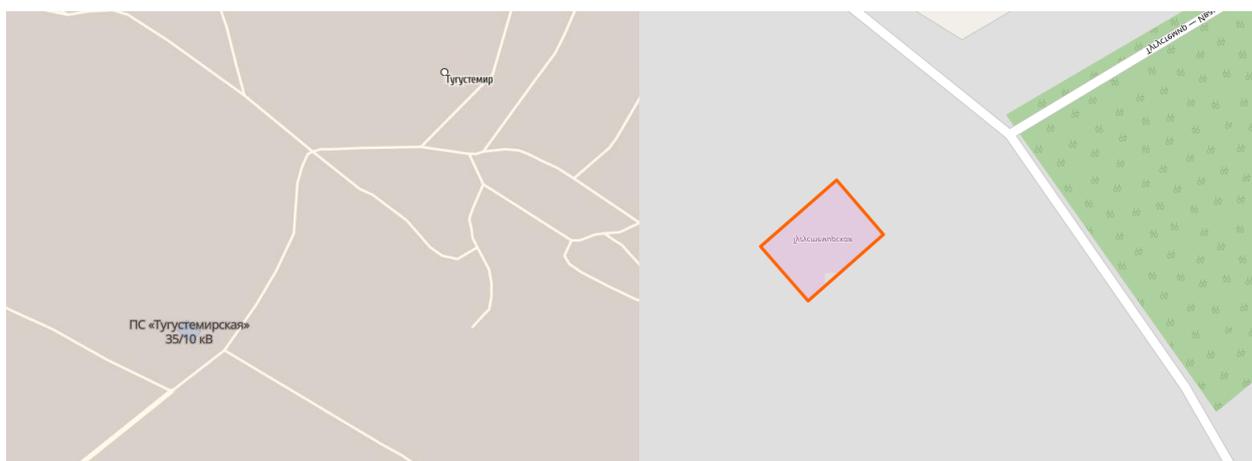


Рисунок 1 – Территориальное расположение рассматриваемой в работе подстанции 35/10 кВ «Тугустемирская» на территории Тугустемирского сельсовета Тюльганского района Оренбургской области

Подстанция 35/10 кВ «Тугустемирская» состоит на балансе Тюльганского РЭС, являющийся одним из структурных подразделений ПАО «Россети-Волга»-«Оренбургэнерго».

Тюльганский РЭС расположен по следующему юридическому адресу: Российская Федерация, Оренбургская область, г. Тюльган, ул. Северная 5.

Он контролирует потребителей электроэнергии на территории Тюльганского района Оренбургской области.

Также Тюльганский РЭС осуществляет подключения потребителей к электрической сети, учёт и контроль потребления электроэнергии, работу с абонентами (физическими и юридическими), а также решает прочие технические, экономические и хозяйственные задачи на своей территории.

Так как Тюльганский РЭС относится к «ПАО «Россети-Волга»-«Оренбургэнерго», необходимо привести характеристику данной управляющей компании.

Данная организация обеспечивает генерацию с последующим распределением мощностей для обеспечения электроэнергией потребителей Оренбургской области и смежных с ней регионов Российской Федерации.

ПАО «Россети-Волга»-«Оренбургэнерго» является крупной и важной компанией на энергетическом рынке Оренбургской области, выполняющей важную социальную миссию по обеспечению населения и предприятий региона надежным и качественным электроэнергетическим сервисом.

Компания активно работает над повышением энергоэффективности и внедрением новых технологий в области энергетики и электротехники, а также обеспечивает безопасность и охрану труда персонала.

«Структура «ПАО «Россети-Волга», в которую также входит «Оренбургэнерго», представлена на рисунке 2» [10].



«Рисунок 2 – Структура «ПАО «Россети-Волга», в которую также входит «Оренбургэнерго»» [10]

«Как можно увидеть из рисунка 1, в структуру «ПАО «Россети-Волга», в которую также входит «Оренбургэнерго», также входят: Чувашэнерго, Мордовэнерго, Пензаэнерго, Саратовские сети, Ульяновские сети, а также Самарские сети» [11].

«Структура корпоративного управления ПАО «Россети-Волга», в которую также входит «Оренбургэнерго» и Тюльганский РЭС, представлена на рисунке 3» [1].

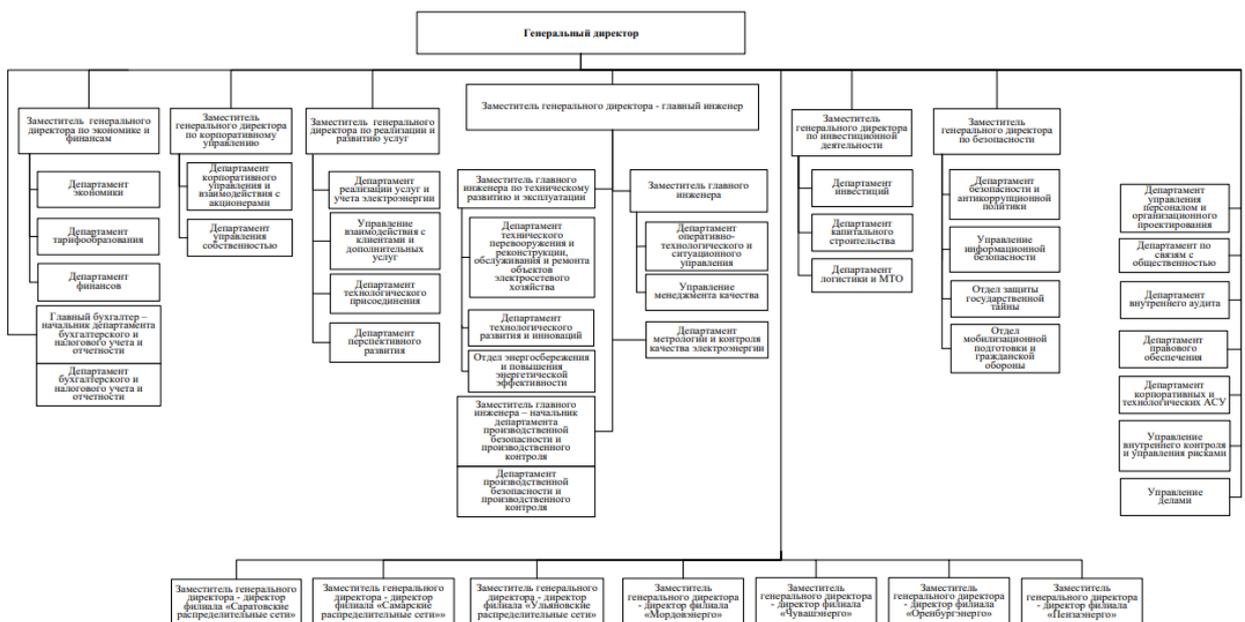


Рисунок 3 – Структура корпоративного управления и исполнительного аппарата ПАО «Россети-Волга»

Как было установлено ранее, данная подстанция является одной из потребительских подстанций Оренбургских региональных электрических сетей.

Рассматриваемая в работе понизительная подстанция 35/10 кВ «Тугустемирская» снабжает электроэнергией население ближайших населенных пунктов (посёлков, сёл, деревень), а также промышленные и коммунальные потребители.

«Согласно исходной схеме электрических соединений, с учётом расположения в энергосистеме, ТП-35/10 кВ «Тугустемирская» является двухтрансформаторной подстанцией тупикового типа.

Питание подстанции ТП-35/10 кВ «Тугустемирская» осуществляется одной воздушной линией электропередачи 35 кВ (ВЛ 35 кВ) с диспетчерским наименованием «Тюльганская – Тугустемирская» [4].

«Таким образом, установлено, что исходная схема питания подстанции ТП-35/10 кВ «Тугустемирская» выполнена по типу «одна питающая линия на два силовых трансформатора» [11].

«Такая схема экономичная, однако пригодна только для обеспечения электроснабжения потребителей III категории надёжности исходя из нормативных требований» [10].

Однако, согласно паспорту подстанции 35/10 кВ «Тугустемирская», от данной подстанции также получают питание потребители I и II категории надёжности, для которых данная схема не допустима вследствие того, что в случае аварии на единственной питающей линии 35 кВ прекращается питание всех подстанции [11].

При этом в исходной схеме главных электрических соединений подстанции 35/10 кВ «Тугустемирская» второй источник питания отсутствует, что является недопустимым условием для электроснабжения потребителей надёжности.

Следовательно, данная проблема требует немедленного решения в работе.

Нормальная схема главных электрических соединений подстанции 35/10 кВ «Тугустемирская» до проведения реконструкции представлена на графическом листе 1.

«Рассматриваемая в работе понизительная подстанция переменного напряжения 35/10 кВ «Тугустемирская» до внедрения мероприятий и рекомендаций по реконструкции, состояла из следующих элементов» [9], описание которых приводится в работе далее по структурной схеме (рисунок 4).

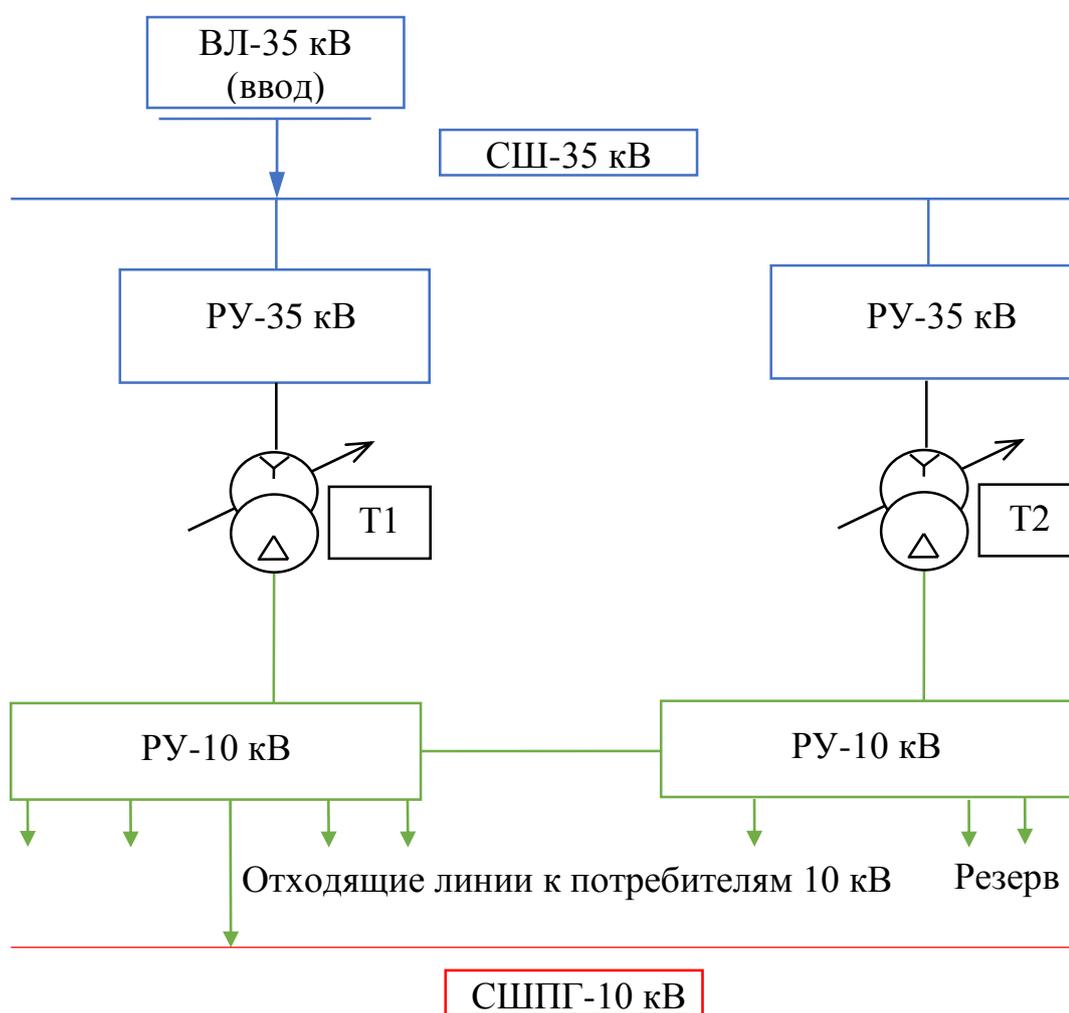


Рисунок 4 – Исходная структурная схема электрических соединений ПС-35/10 кВ «Тугустемирская»

Далее, исходя из рисунка 4, проводится детальное описание элементов и составляющих исходной структурной схемы ПС-35/10 кВ «Тугустемирская».

Исходная схема питания подстанции ТП-35/10 кВ «Тугустемирская» выполнена по типу «одна питающая линия на два силовых трансформатора» [11]. От одной питающей ВЛ 35 кВ «Тюльганская – Тугустемирская», напряжение подаётся на общую секцию сборных шин 35 кВ (СШ-35 кВ на рисунке 4), от которой получают питание две линии ОРУ-35 кВ, которые служат для отдельного питания двух силовых трансформаторов подстанции.

«В исходной схеме электрических соединений ОРУ-35 кВ понизительной подстанции переменного напряжения 35/10 кВ, установлены следующие основные защитные и коммутационные аппараты (графический лист 1):

- масляные баковые выключатели марки ВТ-35/630 ПП-67 – 2 единицы (год изготовления – 1975, введены в эксплуатацию на подстанции в 1977 году)» [18];
- встроенные в высоковольтные выключатели трансформаторы тока ТВ-35 150/5 – 12 единиц (изготовлены и введены в эксплуатацию на подстанции вместе с выключателями, в которые они встроены);
- разъединители марки РНДЗ-2-35/630– 4 «единицы (год изготовления – 1976, введены в эксплуатацию на подстанции в 1977 году);
- ограничители перенапряжения ОПН-П-35/40,5/10/680-II УХЛ1 (год изготовления – 2007, год ввода в эксплуатацию на подстанции в 2012 году)» [15].

«Далее рассматривается распределительное устройство номинальным напряжением 10 кВ (далее – РУ-10 кВ) ТП-35/10 кВ» [8] «Тугустемирская». В структурной схеме на рисунке 4, РУ-10 кВ обозначено зелёным цветом.

«На отходящих линиях в РУ-10 кВ понизительной подстанции переменного напряжения 35/10 кВ установлены следующие защитные и коммутационные аппараты (основное оборудование):

- горшковые масляные выключатели марки ВМГ-10/630 ПП-67 – 11 единиц (год изготовления – 1976, год ввода в эксплуатацию на подстанции – 1977);

- разъединители марки РВ-10/400– 24 единицы (год изготовления – 1977, год ввода в эксплуатацию на подстанции – 1977);
- измерительные трансформаторы тока: марки ТОЛ-10 – по 2 единицы во всех присоединениях (вводных, секционном и линейных), применена схема неполной звезды (год изготовления – 1999, введены в эксплуатацию на подстанции в 2002 году);
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) марки НТМИ-10У2 – 2 единицы (год изготовления – 1998, год ввода в эксплуатацию на подстанции – 2002);
- ограничители перенапряжения марки ОПН-П1-10/12/102УХЛ1 (год изготовления – 2009, год ввода в эксплуатацию на подстанции – 2012), установлены на вводах (2 присоединения), а также в ячейках ТН (2 присоединения), по 3 единицы на каждое присоединение (блок)» [8].

«Кроме того, для обеспечения собственных нужд на понизительной подстанции переменного напряжения 35/10 кВ есть также два трансформатора собственных нужд (ТСН) марки ТМ-25/10 (произведены в 1978 году, введены в эксплуатацию на подстанции в этом же году).

К основным потребителям собственных нужд подстанции относится внешнее (наружное) и внутреннее освещение, обогрев оборудования» [12] и помещений диспетчерской в осенне-зимний сезон, система мониторинга и контроля потребления электроэнергии, сигнализация, а также цепи измерения и видеосвязи [12].

Кроме того, из технологического оборудования, на подстанции 35/10 кВ есть секция сборных шин для плавки гололёда (СШПГ 10 кВ), получающая питание от РУ-10 кВ. На рисунке 4 она выделена красным цветом.

«Также приводится краткая техническая характеристика секций сборных шин подстанции» [8]:

- секция сборных шин ОРУ-35 кВ: гибкая ошиновка проводом АС-95;
- секция сборных шин КРУ-10 кВ: жёсткая ошиновка (шины алюминиевые АТ-60×5 КРН-III-10);

– секция сборных шин для плавки гололёда СШПГ-10 кВ: гибкая ошиновка проводом АС-95.

«Технические данные нагрузки существующих и вновь подключаемых потребителей подстанции ТП-35/10 кВ Оренбургской области, представлены в данной работе в форме таблицы 1» [8].

«Таблица 1 – Технические данные нагрузки ТП-35/10 кВ» [8] подстанции

Номер ячейки потребителя	Наименование присоединения	Максимальная активная нагрузка присоединения, Р _м , кВт
Подключённые потребители (действующая нагрузка)		
1 секция СШ 10 кВ		
1	Тугустемир	350
2	Разномойка	420
3	Турай	380
6	Городки	420
7	ВПП	200
Всего по 1 секции СШ 10 кВ (действующая нагрузка)		1770
2 секция СШ 10 кВ		
10	Резерв	-
11	Тугустемир	350
13	Резерв	-
Всего по 2 секции СШ 10 кВ (действующая нагрузка)		350
Всего по ТП-35/10 кВ «Тугустемирская» (действующая нагрузка)		2120
Новые потребители (перспективная нагрузка)		
-	Перспективная-1	300
-	Перспективная-2	300
Всего по ТП-35/10 кВ «Тугустемирская» (перспективная нагрузка)		600
Всего по ТП-35/10 кВ «Тугустемирская» (действующая и перспективная нагрузка)		2720

Исходя из данных таблицы 1, установлено, что к ТП-35/10 кВ планируется подключить перспективную нагрузку 10 кВ. Она должна быть учтена в работе при планировании и обосновании мероприятий по реконструкции схемы главных электрических соединений подстанции.

На графическом листе 1 представлена описанная в работе исходная схема главных электрических соединений ПС-35/10 кВ «Тугустемирская» до внедрения мероприятий по её реконструкции.

Обоснование мероприятий по реконструкции подстанции

На первом этапе разработки и обоснований мероприятий по реконструкции подстанции ПС-35/10 кВ «Тугустемирская», необходимо провести анализ требований, которые предъявляются к реконструкции понизительных трансформаторных подстанций энергосистемы нормативными документами.

Известно, что основной целью реконструкции трансформаторных подстанций энергосистемы является повышение технических параметров и показателей, таких, как надёжность, экономичность, бесперебойность, а также безопасность.

Реконструкция понижающей подстанции может включать в себя совокупность следующих основных целей:

- улучшение надёжности и безопасности: реконструкция может включать замену устаревшего оборудования, улучшение систем, а также внедрение современных инновационных технологий, чтобы увеличить надёжность работы подстанции и обеспечить безопасность персонала;
- повышение эффективности и энергоэффективности: реконструкция подстанции может быть направлена на снижение потерь энергии в процессе передачи и распределения электроэнергии. Этот вариант может включать замену устаревших трансформаторов более эффективными марками и моделями с улучшенными параметрами, а также усовершенствованными системами охлаждения;
- увеличение нагрузочной способности: в случае, если существующая подстанция не способна обеспечить требуемую мощность для растущей нагрузки, реконструкция может включать в себя установку дополнительных трансформаторов, коммутационного и защитного оборудования, дополнительных ячеек распределительных устройств, а также других компонентов и составляющих;

- интеграция возобновляемых источников энергии: реконструкция может быть направлена на адаптацию подстанции для интеграции солнечных, ветровых или других возобновляемых источников электроэнергии в энергосистему;
- улучшение автоматизации и управления: на современных трансформаторных подстанциях рекомендуется внедрение современных систем автоматизации различного типа на базе современных технологий, а также автоматизированного удаленного мониторинга и управления для более эффективного контроля и оперативного вмешательства при возникновении аварийных ситуаций и нештатных режимов;
- соблюдение нормативных требований: реконструкция может быть необходима для соответствия новым нормативам, стандартам безопасности, экологическим нормам и другим правилам, которые могли появиться с течением времени;
- поддержание технической актуальности: реконструкция подстанции может быть проведена с целью обновления технологической базы, чтобы соответствовать требованиям современных электроэнергетических систем. В данном случае, такая реконструкция сходна с модернизацией.

Таким образом, конечная цель реконструкции подстанций энергосистемы будет зависеть от потребностей региональной энергетической системы, бизнес-целей компании и требований к эффективности и надежности.

Известно, что реконструкция трансформаторных подстанций может быть полной или частичной.

В первом варианте замене подлежит вся схема (узел оборудования).

Второй случай предусматривает частичную замену схемы либо узла (как правило, части его оборудования).

Оба данных варианта рассматриваются при проведении реконструкции подстанций.

Основные нормы и требования, предъявляемые к реконструкции понизительных подстанций энергосистем Российской Федерации, включают следующие основные аспекты:

- безопасность: работы по реконструкции подстанций должны соответствовать нормам и требованиям по безопасности электротехнических установок [12,13]. Данный аспект включает в себя обеспечение защиты персонала при выполнении работ на всех уровнях, предотвращение аварий и соблюдение правил по электробезопасности с целью недопущения несчастных случаев;
- соблюдение технических нормативов и стандартов: реконструкция понизительных подстанций должна соответствовать национальным и международным стандартам и нормам для электроэнергетических установок, таким, как стандарты Международной электротехнической комиссии (далее – МЭК), а также национальным нормативам [14];
- требования к оборудованию: при реконструкции трансформаторной подстанции необходимо учесть требования к выбору, установке и испытаниям оборудования, включая трансформаторы, выключатели, предохранители, релейную защиту и другие составляющие [10];
- энергоэффективность: при реконструкции следует уделять пристальное внимание внедрению более эффективных и энергосберегающих технологий и решений, так как это может улучшить общую эффективность работы подстанции и участка энергосистемы в целом [5];
- автоматизация и управление: современная реконструкция подстанции должна включать в себя внедрение современных систем автоматизации, удаленного мониторинга и управления, что поможет

- повысить контроль над процессами и оперативно реагировать на текущие изменения [20];
- соблюдение экологических норм: мероприятия по реконструкции должны соответствовать нормам и требованиям по охране окружающей среды, включая утилизацию старого оборудования и минимизацию воздействия на природу [12];
 - учет специфических условий: в проект реконструкции подстанций должны учитываться климатические, географические и другие специфические условия местоположения подстанции [16];
 - проектирование и документация: известно, что реконструкция объектов электроэнергетики требует разработки подробного проекта, включая детальные расчёты и проверки, технические чертежи, схемы, спецификации оборудования и другую необходимую документацию [9];
 - соблюдение сроков и бюджета: реконструкция должна выполняться в рамках установленных сроков и бюджета, чтобы минимизировать простои и издержки. Данные аспекты по срокам выполнения работ должны быть чётко прописаны в договоре с учётом сметы и капитальных вложений [1].

Кроме того, при проведении реконструкции понижающих подстанций важно сотрудничать с квалифицированными инженерами и специалистами, которые имеют опыт работы с электроэнергетическими системами и имеют высокую квалификацию.

Таким образом, в результате проведённого анализа литературы по вопросу норм и требований, которые предъявляются к реконструкции понизительных подстанций энергосистем Российской Федерации, установлено, что реконструкция трансформаторных подстанций энергосистемы является чрезвычайно важной, ответственной и необходимой задачей, сопряжённой со значительными техническими и финансовыми издержками.

Далее в работе, основываясь на приведённой технической информации, с учётом проведённого анализа литературы по вопросу норм и требований, которые предъявляются к реконструкции понизительных подстанций энергосистем Российской Федерации, в работе проводится аргументированное обоснование целесообразности применения основных мероприятий по реконструкции ПС-35/10 кВ «Тугустемирская».

«В данной работе, после проведения анализа, предложены рекомендации по реконструкция электрической части понизительной подстанции класса напряжения 35/10 кВ, включающие в себя следующие основные этапы, а именно:

- реконструкцию схемы электрических соединений подстанции на стороне 35 кВ, предусматривающей ввод второй питающей линии 35 кВ, так как в связи с изменением категоричности новых потребителей подстанции, большинство из которых относятся к I и II категории надёжности, необходим второй независимый источник питания в виде ВЛ-35 кВ, а также реконструкция схемы электрических соединений ОРУ-35 кВ, обусловленных данным фактом. Данные аспекты соответствуют требованиям, которые предъявляются к электрическим схемам для питания объектов I и II категорий надёжности» [8];
- реконструкцию схемы электрических соединений РУ-10 кВ в виду того, что планируется подключить и ввести в эксплуатацию две отходящие линии (перспективная нагрузка), которую планируется подключить на незанятые ячейки «Резерв» второй секции сборных шин 10 кВ (учитывая исходную схему электрических соединений подстанции). Таким образом, вся дополнительная (перспективная) нагрузка будет учтена в проекте с внедрением условий резервирования и надёжности в схеме РУ-10 кВ;
- модернизацию устаревших электрических аппаратов в РУ-35 кВ и РУ-10 кВ (устаревших масляных выключателей и разъединителей, которые выработали свой коммутационный ресурс). Таким образом

будет повышена надёжность и бесперебойность в системе силового оборудования подстанции;

- реконструкцию и модернизацию системы релейной защиты и автоматики (РЗА), обусловленную значительным числом аварийных отключений и ложных срабатываний последней, а также несоответствия устаревшего оборудования системы РЗА современным требованиям по обеспечению надёжности, селективности, быстродействия, бесперебойности и экономичности. Предложено провести замену их устаревших и некачественных устройств РЗА на новые и современные типы, обладающие всеми перечисленными характеристиками. Таким образом, будет повышена надёжность и бесперебойность работы системы аварийной защиты оборудования и всей релейной защиты подстанции в целом.

Предложенные мероприятия детально рассматриваются и обосновываются расчётным путём на основании принятых методик в работе далее.

На основании предложенных основных мероприятий по реконструкции ПС-35/10 кВ «Тугустемирская», далее в работе проводится аргументированное решение поставленных задач.

Выводы по разделу.

В работе приведены основные технические сведения по исходной схеме главных электрических соединений и основному оборудованию, установленному на ПС-35/10 кВ «Тугустемирская».

Составлена и описана структурная схема объекта проектирования, описаны её основные составляющие. Приведены значения максимальных нагрузок потребителей подстанции 35/10 кВ.

В результате проведённого анализа литературы по вопросу норм и требований, которые предъявляются к реконструкции понизительных подстанций энергосистем Российской Федерации, установлено, что реконструкция трансформаторных подстанций энергосистемы является

чрезвычайно важной, ответственной и необходимой задачей, сопряжённой со значительными техническими и финансовыми издержками.

Основываясь на приведённой технической информации, с учётом проведённого анализа литературы по вопросу норм и требований, которые предъявляются к реконструкции понизительных подстанций энергосистем Российской Федерации, «предложены рекомендации по реконструкция электрической части понизительной подстанции класса напряжения 35/10 кВ, которые включают в себя следующие основные этапы:

- реконструкцию схемы электрических соединений подстанции на стороне 35 кВ, предусматривающей ввод второй питающей линии 35 кВ, так как в связи с изменением категоричности новых потребителей подстанции, большинство из которых относятся к I и II категории надёжности, необходим второй независимый источник питания в виде ВЛ-35 кВ, а также реконструкция схемы электрических соединений ОРУ-35 кВ, обусловленных данным фактом. Данные аспекты соответствуют требованиям, которые предъявляются к электрическим схемам для питания объектов I и II категорий надёжности;
- реконструкцию схемы электрических соединений РУ-10 кВ» [8] в виду того, что планируется подключить и ввести в эксплуатацию две отходящие линии (перспективная нагрузка), которую планируется подключить на незанятые ячейки «Резерв» второй секции сборных шин 10 кВ (учитывая исходную схему электрических соединений подстанции). Таким образом, вся дополнительная (перспективная) нагрузка будет учтена в проекте с внедрением условий резервирования и надёжности в схеме РУ-10 кВ;
- модернизацию устаревших электрических аппаратов в РУ-35 кВ и РУ-10 кВ (устаревших масляных выключателей и разъединителей, которые выработали свой коммутационный ресурс). Таким образом будет повышена надёжность и бесперебойность в системе силового оборудования подстанции;

– реконструкцию и модернизацию системы релейной защиты и автоматики (РЗА), обусловленную значительным числом аварийных отключений и ложных срабатываний последней, а также несоответствия устаревшего оборудования системы РЗА современным требованиям по обеспечению надёжности, селективности, быстродействия, бесперебойности и экономичности. Предложено провести замену их устаревших и некачественных устройств РЗА на новые и современные типы, обладающие всеми перечисленными характеристиками. Таким образом, будет повышена надёжность и бесперебойность работы системы аварийной защиты оборудования и всей релейной защиты подстанции в целом.

В работе расчётным путём, с использованием принятых методик и каталогов заводов-изготовителей, необходимо подтвердить предложенные в разделе технические решения по реконструкции объекта исследования.

Реконструкция электрической силовой части подстанции

Расчёт электрических нагрузок

Далее в работе необходимо провести расчёт электрических нагрузок электрической части понизительной подстанции «Тугустемирская» класса напряжения 35/10 кВ.

Очевидно, что расчёт электрических нагрузок подстанций является важной задачей в электроэнергетике. Этот расчёт позволяет определить, какое количество электроэнергии может быть передано через подстанцию без нарушения стабильности работы системы электроснабжения. Основной целью такого расчёта является обеспечение надёжной и безопасной работы не только подстанции, но и всей электроэнергетической инфраструктуры в целом [2].

Задачи расчёта максимальных электрических нагрузок подстанций включают следующие аспекты [8]:

- сбор исходных данных. На первом этапе необходимо собрать информацию о всех потребителях, получающих питание от данной подстанции, и определить их энергопотребление, включая как текущее потребление, так и прогнозируемый рост нагрузок;
- определение характера нагрузок: на данном этапе проводится систематизация собранного материала. Известно, что электрические нагрузки могут быть различными по характеру: активными (потребление активной мощности), «реактивными» (потребление реактивной мощности) и комбинированными (смешанными). Известно, что определение характера нагрузок важно для правильного расчёта;
- непосредственное определение максимальной мощности нагрузки: с учётом текущих и будущих нагрузок» [12], а также с учётом моментов пикового спроса, необходимо расчётным путём определить

максимальную активную и реактивную мощность, которая может быть передана через подстанцию;

- проверочный расчёт допустимых перегрузок: известно, что подстанции могут работать в режиме перегрузки на определённое время, но это должно быть ограничено и контролируемо. Проверочный расчёт должен определить, насколько допустимы перегрузки и как долго они могут продолжаться.

В некоторых случаях дополнительно проводится проверочный расчёт стабильности сети (как правило, в узлах разветвлённой энергосистемы высоких классов напряжения).

Известно, что передача слишком больших нагрузок через подстанцию может привести к нестабильности работы всей электрической сети.

В таком случае, расчёт нагрузок на подстанции должен учитывать этот аспект и гарантировать стабильную работу системы путём учёта баланса мощностей в энергосистеме, в которую входит подстанция.

Таким образом, основными задачами расчёта максимальных электрических нагрузок подстанций является обеспечение стабильной и надёжной работы электроэнергетической системы, минимизация рисков перегрузок и аварий, а также оптимизация использования энергоресурсов.

Проводится непосредственный расчёт максимальных электрических нагрузок подстанции 35/10 кВ «Тугустемирская» с учётом двух новых линий перспективной нагрузки, подключаемых ко второй секции сборных шин 10 кВ на незанятые ячейки «Резерв» (таблица 1).

«Активная расчётная нагрузка одиночных присоединений потребителей электрической части подстанции 35/10 кВ» [11]:

$$P_{np} = K_z \cdot P_m, \text{ кВт}, \quad (1)$$

где « P_m – максимальная активная нагрузка присоединений потребителей подстанции 35/10 кВ, кВт» [11];

K_3 – «коэффициент загрузки потребителей подстанции 35/10 кВ, о.е.» [6].

«Реактивная расчётная нагрузка потребителей электрической части подстанции 35/10 кВ» [11]:

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

где « $\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности» [8].

«Реактивная полная нагрузка одиночных присоединений потребителей электрической части подстанции 35/10 кВ» [11]:

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

Расчёт проводится на примере присоединения потребителя 10 кВ «Тугустемир» (первая ячейка первой секции СШ РУ-10 кВ):

$$P_{np} = 350 \cdot 1 = 350 \text{ кВт.}$$

$$Q_{np} = 350 \cdot 0,4 = 140 \text{ квар.}$$

$$S_{np} = \sqrt{350^2 + 140^2} \approx 377 \text{ кВА.}$$

«Аналогично проведён расчёт электрических нагрузок остальных присоединений потребителей 10 кВ понизительной подстанции 35/10 кВ «Тугустемирская» с приведением результатов расчёта в форме результирующей таблицы 2. При расчёте нагрузок в таблице 2 учитывается схема электрических соединений подстанции, полученная после внедрения мероприятий по реконструкции» [16] (ввод 2). При этом новая (перспективная) нагрузка подключается на вторую секцию сборных шин 10 кВ подстанции.

Таблица 2 – Результаты расчёта электрических нагрузок ТП-35/10 кВ «Тугустемирская» с учётом значений действующей фактической и перспективной нагрузки потребителей подстанции

Номер ячейки потребителя	Наименование присоединения	$P_{пр.}$, кВт	$Q_{пр.}$, квар	$S_{пр.}$, кВА
1 секция СШ 10 кВ				
1	Тугустемир	350,0	140,0	377,0
2	Разномойка	420,0	168,0	452,4
3	Турай	380,0	152,0	409,3
6	Городки	420,0	168,0	452,4
7	ВПГ	200,0	80,0	215,4
Всего по 1 секции СШ 10 кВ		1770,0	708,0	1906,3
2 секция СШ 10 кВ				
10	Перспективная-1	300,0	120,0	323,1
11	Тугустемир	350,0	140,0	377,0
13	Перспективная-2	300,0	120,0	323,1
Всего по 2 секции СШ 10 кВ		950,0	380,0	1023,2
Всего по ТП-35/10 кВ Тугустемирская»		2120,0	1088,0	2382,9

«Однако, расчёт нагрузок секций сборных шин 10 кВ и всей подстанции в целом, рекомендуется проводить с учётом коэффициента одновременности максимума нагрузки. Таким образом, повышается точность расчётов» [5].

«Значение расчётной активной нагрузки секций сборных шин РУ-10 кВ и всей подстанции 35/10 кВ» [11]:

$$P_{\Sigma} = K_0 \sum_{i=1}^n P_{np}, \quad (4)$$

где K_0 – вероятный коэффициент максимума нагрузок, о.е. [18];

$$\sum_{i=1}^n P_{np} - \text{«суммарная активная нагрузка» [6].}$$

«Значение расчётной реактивной нагрузки секций сборных шин РУ-10 кВ и всей электрической части подстанции 35/10 кВ» [11]:

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

где $\sum_{i=1}^n Q_{np}$ – «суммарная реактивная нагрузка» [11].

«Значение расчётной полной нагрузки секций сборных шин 10 кВ подстанции 35/10 кВ» [11]:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}. \quad (6)$$

«Расчёт проводится на примере 1 секции шин РУ-10 кВ ТП-35/10 кВ «Тугустемирская»» [11]:

$$P_{\Sigma} = 0,9 \cdot 1770 = 1593 \text{ кВт},$$

$$Q_{\Sigma} = 0,9 \cdot 708 = 637,2 \text{ квар},$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{1593^2 + 637,2^2} \approx 1715,7 \text{ кВА}.$$

«Аналогично в работе проведены расчёты активных, реактивных и полных нагрузок второй секций сборных шин РУ-10 кВ и всей подстанции, выполненные с учётом значения коэффициента одновременности максимума нагрузки, с приведением полученных результатов в форме таблицы 3» [11].

«Таблица 3 – Результаты расчёта нагрузок секций сборных шин РУ-10 кВ и всей подстанции ТП-35/10 кВ «Тугустемирская» с учётом значения коэффициента одновременности максимума нагрузки» [11]

Наименование секции (ТП)	P_{Σ} , кВт	Q_{Σ} , квар	S_{Σ} , кВА
Всего по I секции шин РУ-10 кВ (с учётом значения K_0)	1593,0	637,2	1715,7
Всего по II секции шин РУ-10 кВ (с учётом значения K_0)	855,0	342,0	920,9
Всего по ТП-35/10 кВ «Тугустемирская» (с учётом значения K_0)	2448,0	979,2	2636,5

Полученные результаты используются в работе далее для выбора и проверки основного оборудования и сетей подстанции.

Выбор и проверка силовых трансформаторов

Далее в работе необходимо проверить силовые трансформаторы подстанции 35/10 кВ «Тугустемирская» на «допустимую нагрузку в нормальном режиме, с учётом допустимой перегрузки в послеаварийном режиме работы, когда на подстанции остаётся один силовой трансформатор, обеспечивающий питание потребителей 1 и 2 категорий надёжности.

Данная проверка обусловлена внедрением в исходную схему главных электрических соединений двух питающих линий 35 кВ для обеспечения электроснабжения силовых трансформаторов» [6], а также новой перспективной нагрузки в виде двух отходящих линий к потребителям 10 кВ (таблицы 2,3).

Данный факт обуславливает изменение расчётной нагрузки всей подстанции 35/10 кВ «Тугустемирская».

Как было указано ранее, на подстанции 35/10 кВ «Тугустемирская» в исходной «схеме электрических соединений установлены два силовых трансформатора номинальной мощности 4 МВА (марки ТМН-4000/35)» [17].

Проводится выбор и проверка силовых трансформаторов подстанции 35/10 кВ «Тугустемирская» в нормальном и послеаварийном режимах работы по методике [9].

«Расчётная мощность силового трансформатора для установки на подстанции» [9]:

$$S_{\text{ном.т.р.}} = 0,7 \cdot S_{\text{max.ПС}}, \text{ МВА}, \quad (7)$$

где « $S_{\text{max.ПС}}$ – максимальное значение полной расчетной нагрузки трансформаторной подстанции» [12].

«Для расчёта выбирается нагрузка подстанции 35/10 кВ «Тугустемирская» с учётом коэффициента одновременности (таблица 3)» [5].

«По условию (7) для силовых трансформаторов, установленных на понижающей подстанции 35/10 кВ» [12]:

$$S_{ном.т.р} = 0,7 \cdot 2636,5 \approx 1845,6 \text{ кВА.}$$

«При проверке проводится сравнение номинальной мощности силового трансформатора и полученного значения расчётной мощности трансформатора ПС-35/10 кВ» [4]:

$$S_{ном.т.} \geq S_{ном.т.р}, \text{ МВА,} \quad (8)$$

«Предварительные условия проверки силовых трансформаторов, выбранных для установки на ПС-35/10 кВ в результате реконструкции, выполняются» [4]:

$$S_{ном.т.} = 4000 \text{ кВА} \geq S_{ном.т.р} = 1845,6 \text{ кВА.}$$

«Далее проводится проверочный расчёт силовых трансформаторов подстанции 35/10 кВ на» [13] допустимую перегрузку (аварийную перегрузку) в послеаварийном режиме работы.

«При этом коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме на подстанции переменного напряжения 35/10 кВ «Тугустемирская» не должен превышать значения 0,7» [15]:

$$K_{з.н} = \frac{0,5 \cdot S_{ПС}}{S_{ном.т.}} \leq 0,7. \quad (9)$$

«Коэффициент загрузки трансформатора подстанции 35/10 кВ в послеаварийном режиме не должен превышать значения 1,4» [15]:

$$K_{з.н} = \frac{S_{ПС}}{S_{ном.т}} \leq 1,4. \quad (10)$$

Значит, нормативная загрузка:

$$K_{з.н} = \frac{0,5 \cdot 2635,6}{4000} = 0,33 \leq 0,7.$$

«Таким образом, перегрузка силовых трансформаторов, установленных на ПС-35/10 кВ» [8] «Тугустемирская», в послеаварийном режиме работы, не превышает предельно допустимых нормативных данных, следовательно, марка и тип трансформаторов выбраны правильно:

$$K_{з.н} = \frac{2635,6}{4000} = 0,66 \leq 1,4.$$

«Таким образом, силовые трансформаторы марки ТМН-4000/35, которые установлены в исходной схеме подстанции 35/10 кВ «Тугустемирская», после проведения реконструкции подходят для установки на данном объекте» [8].

Выбор и проверка проводников

Известно, что выбор и проверка проводников на подстанции являются важным шагом для обеспечения безопасной и эффективной работы как самой подстанции, так и электроэнергетической системы в целом. Основной задачей выбора и проверки проводников на подстанции является эффективная передача электроэнергии с минимальными значениями потерь.

При выборе и проверке проводников на подстанции необходимо провести выбор и обоснование следующих технических решений:

- выбор типа проводников в зависимости от схемы подстанции, величины максимальной нагрузки, условий монтажа и эксплуатации и других факторов. Варианты выбора могут включать алюминиевые или медные проводники, а также различные типы проводников (воздушные, кабельные линии, шинные конструкции);
- выбор сечения проводников, которое рассчитывается и проверяется по условиям максимальной нагрузки с учётом резервирования питания (для потребителей 1 и 2 категорий надёжности);
- проверочный тепловой расчет проводников для подтверждения их работоспособности во всех режимах без перегрева. Это также особенно важно для предотвращения возможных пожаров;
- проверка по механической прочности: особенно важна для проводов воздушных линий электропередачи, так как они подвергаются воздействию ветра, снега и других климатических факторов.
- прочие специфические проверки (проверка на динамическую устойчивость шин к токам короткого замыкания, проверка минимального сечения кабельных линий и другие аналогичные проверки).

Таким образом, выбор и проверка проводников на подстанции 35/10 кВ «Тугустемирская» является важным заданием, которое требует комплексного подхода.

В работе для установки на подстанции 35/10 кВ «Тугустемирская» после внедрения мероприятий по реконструкции, проводится непосредственный выбор и проверка следующих проводников:

- питающей сети 35 кВ – для питания двух силовых трансформаторов подстанции от энергосистемы;
- распределительной сети 10 кВ – для обеспечения питания потребителей подстанции, включая две новые линии перспективной нагрузки.

Во всех перечисленных случаях принимаются к установке на подстанции 35/10 кВ «Тугустемирская» проводники воздушных линий электропередачи марки АС (неизолированный алюминиевый провод со стальной жилой). Данный тип проводников является классическим вариантом проводов, применяемых на воздушных линиях электропередачи.

«Выбор сечения проводников напряжением выше 1 кВ по экономической плотности тока» [11]:

$$F_э = \frac{I_p}{j_э}, \quad (11)$$

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

«Значение максимального тока ПАВ режима» [11]:

$$I_{p.\max} = 1,4 \cdot \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}} = 1,4 \cdot I_p. \quad (12)$$

где « S_p – расчётная полная нагрузка воздушной линии, кВА;

I_p – расчётный ток нормального режима;

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

«Проверка выбранного сечения» [11]:

$$I_{дон} \geq I_p, \quad (13)$$

где « $I_{дон}$ – предельно – допустимое справочное значение тока выбранного проводника линии, А» [10].

«Проверка в послеаварийном режиме работы» [11]:

$$I_{дон} \geq I_{p.\max}, \quad (14)$$

«где $I_{p.\max}$ – максимальный ток послеаварийного режима, А» [6].

«Проверка сечения по механической прочности» [8]:

$$F_{ст} \geq F_{мин}, мм^2. \quad (15)$$

«Ток нормального режима питающей ВЛ-35 кВ для питания каждого трансформатора ПС-35/10 кВ» [6]:

$$I_p = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 35} \approx 66 А.$$

«Расчётное сечение питающей ВЛ-35 кВ по условию экономической плотности тока» [4]:

$$F_э = \frac{66}{1,1} = 60 мм^2.$$

«Исходя из полученных результатов расчёта, для питания силового трансформатора подстанции на стороне 35 кВ с учётом его максимальной нагрузки, принимается минимально допустимое сечение по климатическим условиям для питающей линии напряжением 35 кВ с выполнением проводом марки АС-50/8. Допустимый ток длительного режима для данного сечения провода вне помещений равен 210 А» [4].

«Максимальный расчётный ток ПАВ режима питающей ВЛ-35 кВ для питания каждого трансформатора подстанции 35/10 кВ с учётом резервирования в схеме» [4]:

$$I_p = 1,4 \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 35} \approx 92,4 А.$$

«Проверка провода по току нормального режима выполняется» [4]:

$$210 \text{ A} \geq 66 \text{ A}.$$

«Проверка провода по максимальному току ПАВ режима также выполняется» [4]:

$$210 \text{ A} \geq 92,4 \text{ A}.$$

«Проверка провода питающей ВЛ-35 кВ понизительной подстанции 35/10 кВ по механической прочности также выполняется» [4]:

$$50 \text{ мм}^2 = 50 \text{ мм}^2.$$

«Условия проверок выполняются, следовательно, данный провод марки АС-50/8 полностью удовлетворяет всем условиям выбора и проверки и подходит в качестве провода для питающей линии 35 кВ к трансформаторам подстанции 35/10 кВ после её реконструкции» [4].

«Аналогично выбраны остальные проводники распределительной сети напряжением 10 кВ подстанции (таблица 4)» [4].

Таблица 4 – Результирующая таблица выбора сечения проводников подстанции 35/10 кВ «Тугустемирская»

Наименование линии электрической сети подстанции	I_p , А	$I_{p.\max}$, А	$F_{ст}$, мм ²	Марка провода	$I_{доп}$, А
Питающая сеть подстанции 35 кВ					
ВЛ-35 кВ-1Т	66,0	92,4	50	АС-50/8	210
ВЛ-35 кВ-2Т	66,0	92,4	50	АС-50/8	210
Распределительная сеть подстанции 10 кВ					
1 секция СШ 10 кВ					
Тугустемир	21,7	30,5	35	АС-35/6,2	175
Разномойка	26,1	36,6	35	АС-35/6,2	175
Турай	23,6	33,1	35	АС-35/6,2	175
Городки	26,1	36,6	35	АС-35/6,2	175
2 секция СШ 10 кВ					
Перспективная-1	18,7	26,1	35	АС-35/6,2	175
Тугустемир	21,7	30,5	35	АС-35/6,2	175
Перспективная-2	18,7	26,1	35	АС-35/6,2	175

На присоединении ВПП воздушная линия не используется, так как присоединение к системе сборных шин для плавки гололёда осуществляется непосредственно в РУ-10 кВ подстанции.

«Все выбранные проводники на ПС-35/10 кВ соответствуют требуемым условиям выбора и проверок как в нормальном, так и в послеаварийном режиме работы» [4].

Таким образом, все выбранные проводники подстанции 35/10 кВ «Тугустемирская» могут быть рекомендованы для непосредственной установки на объекте проектирования (для питания РУ-35 кВ и отходящих линий РУ-10 кВ подстанции). Они показаны в графической части работы.

Расчёт токов короткого замыкания

Главной целью расчёта токов короткого замыкания является обеспечение безопасной и надёжной работы электрооборудования и электрических сетей, минимизация повреждений в случае короткого замыкания, а также определение параметров релейной защиты и автоматики срабатывания защитных устройств.

Основные задачи расчёта токов короткого замыкания включают:

- определение максимальных токов короткого замыкания (далее – КЗ): известно, что расчёт токов короткого замыкания позволяет определить максимальные значения токов, которые могут протекать в системе в случае короткого замыкания (как правило, в максимальном режиме работы системы). Это помогает выбрать и проверить соответствующее электрооборудование, а также электрические сети и уставки максимальной защиты;
- выбор и настройка устройств защиты: расчёт токов КЗ помогает определить параметры и настройки защитных реле, которые воздействуют на привод выключателей, отключающие, в свою очередь, повреждённый участок сети при коротком замыкании и

предотвратить, таким образом, распространение и развитие повреждений;

- согласование защиты: результаты расчёта токов короткого замыкания также позволяет произвести координацию (согласование) между различными уровнями защиты в электроэнергетической системе. Это означает, что защитные устройства должны срабатывать в определенной последовательности, чтобы быстро изолировать только тот участок системы, где произошло короткое замыкание, минимизируя негативное влияние на другие участки (селективность релейной защиты);
- оценка механической устойчивости: величина тока короткого замыкания влияет на механическую устойчивость оборудования подстанции и энергосистемы в целом. Расчёт механической устойчивости к токам КЗ позволяет гарантировать безопасность, надёжность и долговечность оборудования;
- оценка термической устойчивости: токи КЗ оказывают существенное влияние на температурные характеристики оборудования и сетей подстанции, приводя к выходу из строя изоляции и токоведущих частей вследствие резкого увеличения температуры в системе.
- определение влияния на соседние элементы энергосистемы: токи короткого замыкания на подстанции могут влиять на соседние элементы энергосистемы, вызывая падение напряжения, увеличение токов и появление высших гармоник. Расчёт данного влияния позволяет оценить, какие дополнительные меры могут потребоваться для обеспечения нормальной работы энергосистемы.

Расчёт токов короткого замыкания включает в себя анализ электрических параметров системы (напряжение, сопротивления, мощности, а в энергосистеме, состоящих из разветвлённых линий высокого напряжения – индуктивности и емкости), выбор типа КЗ (асимметричные или симметричные виды КЗ), выбор методов расчёта (расчётный аналитический, графический,

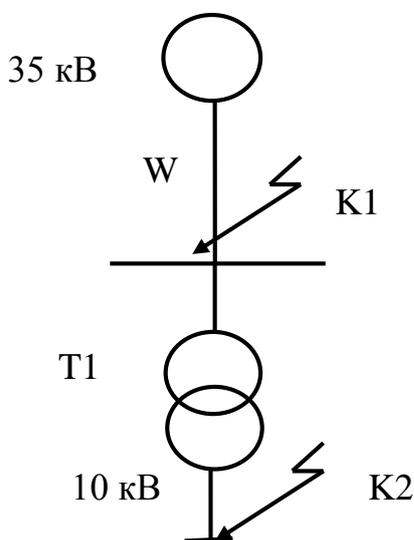
метод упорядоченных диаграмм и другие), а также использование математических моделей для описания поведения подстанции и энергосистемы в случае короткого замыкания и определение результатов, которые затем используются при выборе и проверке основного оборудования и настройке параметров релейной защиты и автоматики.

Расчёт токов КЗ на ПС-35/10 кВ «Тугустемирская» в работе проводится при использовании расчётного метода, в относительных единицах при приведении к базисным условиям.

При этом в энергосистеме предполагается наличие максимального режима работы при возникновении трёхфазного тока КЗ (симметричный вариант). В таком режиме токи КЗ максимальны.

На первом этапе необходимо составить расчётную схему и схему замещения электрической сети подстанции [20].

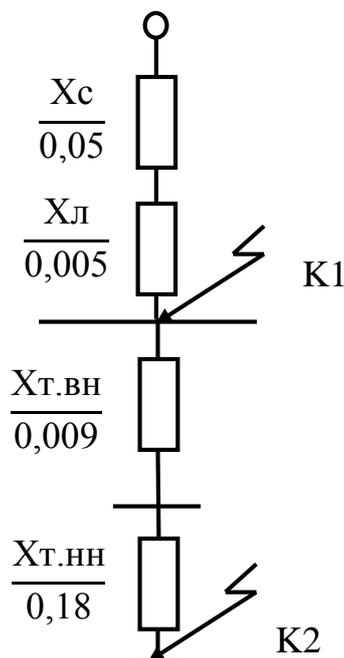
«Исходная расчётная схема для расчёта токов КЗ на ПС-35/10 кВ представлена на рисунке 5» [20].



«Рисунок 5 – Исходная схема для расчёта токов КЗ на ПС-35/10 кВ» [12]

Схема замещения представляет собой разновидность принципиальной схемы, в которой все основные элементы замещаются сопротивлениями, индуктивностями и ёмкостями. Влияние последних двух на параметры схемы минимальны, поэтому их значениями можно пренебречь» [10].

«Исходная схема замещения для расчёта токов короткого замыкания на подстанции 35/10 кВ в максимальном режиме представлена на рисунке 6» [17].



«Рисунок 6 – Исходная схема замещения для расчёта токов КЗ» [12]

«В исходной схеме 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» [12].

«В качестве основной базисной ступени для расчёта в работе выбирается ступень высшего напряжения – 35 кВ» [12].

Вторая ступень трансформации (10 кВ) – не основная, при расчёте токов КЗ полученный результат на ней необходимо умножить на коэффициент трансформации трансформатора подстанции.

«Базисная мощность принимается равной номинальной мощности силового трансформатора ТП-35/10 кВ, 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]:

$$S_{\sigma} = 4000 \text{ кВА} = 4 \text{ МВА.}$$

«Базисное напряжение схемы определяется с учётом номинального напряжения» [16]:

$$U_{\sigma.} = 1,05 \cdot U_{ном}, \text{кВ.} \quad (16)$$

«Таким образом, базисные напряжения для двух ступеней трансформации схемы (35 кВ и 10 кВ)» [8]:

$$U_{\sigma.1} = 37 \text{ кВ.}$$

$$U_{\sigma.2} = 10,5 \text{ кВ.}$$

«Базисный ток» [8]:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3}U_{\sigma}}. \quad (17)$$

«Базисный ток для двух ступеней трансформации схемы (35 кВ и 10 кВ)» [8]:

$$I_{\sigma 1} = \frac{4}{\sqrt{3} \cdot 37} \approx 0,06 \text{ кА.}$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{4}{\sqrt{3} \cdot 10,5} \approx 0,2 \text{ кА.}$$

«Далее проводится расчёт параметров схемы замещения ТП-35/10 кВ «Тугустемирская» в именованных единицах.

Определяются сопротивления питающей линии, трансформаторов подстанции со стороны 35 кВ и 10 кВ, с учётом обобщённого сопротивления энергосистемы.

Сопротивление энергосистемы в схеме замещения определяется по известной формуле» [8]:

$$X_c = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{кз}}, \quad (18)$$

«где $S_{кз}$ - «мощность трёхфазного КЗ на шинах энергосистемы» [12].

«Численное значение обобщённого индуктивного сопротивления системы с учётом мощности КЗ на шинах энергосистемы при приведении к базисным условиям» [8]:

$$X_c = \frac{4}{80} = 0,05 \text{ Ом.}$$

«Сопротивление питающей ВЛ-35 кВ ТП-35/10 кВ «Тугустемирская» с учётом её длины» [8]:

$$X_l = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{cp.cm}^2}, \quad (19)$$

«где x_0 - удельное сопротивление ВЛ, Ом/км [8];

L - суммарная длина ВЛ, км» [8].

$$X_l = 0,4 \cdot 4,5 \cdot \frac{4}{36,75^2} \approx 0,005 \text{ Ом.}$$

«Далее проводится расчёт индуктивных сопротивлений силового трансформатора ТП-35/10 кВ с учётом паспортных данных, в относительных единицах, при приведении к базисным условиям» [8].

«Для обмотки ВН (35 кВ) трансформатора, оставшегося в работе на ТП-35/10 кВ» [8]:

$$X_{т.вн} = \frac{0,125 \cdot U_{квн\%} \cdot S_{\bar{o}}}{100 \cdot S_{н.т.}} \quad (20)$$

«Для трансформатора подстанции (1800 кВА) с учётом приведения к базисным условиям схемы» [8]:

$$X_{т.вн} = \frac{0,125 \cdot 7,5 \cdot 4}{100 \cdot 4} = 0,009 \text{ Ом.}$$

«Для обмотки НН (10 кВ) трансформатора, оставшегося в работе на ТП-35/10 кВ» [8]:

$$X_{т.нн} = \frac{1,75 \cdot U_{квн\%} \cdot S_{\bar{o}}}{100 \cdot S_{н.т.}} \quad (21)$$

«Для трансформатора подстанции (1800 кВА) с учётом приведения к базисным условиям схемы» [8]:

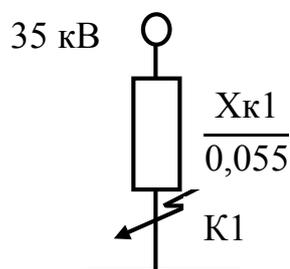
$$X_{т.нн} = \frac{1,75 \cdot 10,5 \cdot 4}{100 \cdot 4} = 0,18 \text{ Ом.}$$

«Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания, при приведении к базисным условиям, в именованных единицах, определяется так» [8]:

$$I'' = \frac{E''}{x_{рез}^*} \cdot I_{б.} \quad (22)$$

«Далее, исходя из определённых ранее индуктивных сопротивлений всех основных элементов схемы замещения, определяются результирующие (эквивалентные) сопротивления к каждой точке КЗ» [8].

«Проводится преобразование исходной схемы замещения с целью расчёта токов КЗ в точке К1 (рисунок 7)» [8].



«Рисунок 7 – Схема замещения, преобразованная для расчёта токов КЗ в расчётной точке К1» [8]

«Результирующее сопротивление к точке К1 в именованных расчётных единицах» [8]:

$$X_{к1} = X_c + X_l. \quad (23)$$

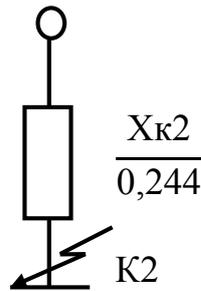
«В числовых именованных значениях» [8]:

$$X_{к1} = 0,05 + 0,005 = 0,055 \text{ Ом.}$$

«Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в расчётной точке К1, при приведении к базисным условиям, в именованных единицах» [12]:

$$I''_{к1} = \frac{1}{0,055} \cdot 0,06 \approx 1,1 \text{ кА.}$$

«Схема замещения для расчета тока трёхфазного короткого замыкания в расчётной точке К2 представлена на рисунке 8» [17].



«Рисунок 8 – Схема замещения, преобразованная для расчёта токов КЗ в расчётной точке К2» [12]

«Проводится расчёт результирующих сопротивлений и токов КЗ в расчётной точке К2.

Результирующее сопротивление к точке К2 в именованных расчётных единицах» [12]:

$$X_{к2} = X_c + X_l + X_{т.вн} + X_{т.нн}. \quad (24)$$

$$X_{к2} = 0,05 + 0,005 + 0,009 + 0,18 = 0,244 \text{ Ом.}$$

«Начальное значение периодической составляющей ТКЗ точке К2» [9]:

$$I''_{к2} = \frac{E}{X_{к2}} \cdot I_{б2} \cdot K_m. \quad (25)$$

$$I''_{к2} = \frac{1}{0,244} \cdot 0,2 \cdot \frac{37}{10,5} \approx 2,86 \text{ кА.}$$

«Ударный ток является аperiodической составляющей тока короткого замыкания» [19].

Он определяет мгновенное её значение, по которому проверяется оборудование подстанции [12]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I''_K, \text{ кА}, \quad (26)$$

где $k_{уд}$ – «ударный коэффициент» [12].

«Для расчётных точек схемы К1 и К2» [12]:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 1,1 = 2,8 \text{ кА}.$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 2,86 = 5,66 \text{ кА}.$$

Результаты расчёта токов КЗ представлены в таблице 5» [12].

«Таблица 5 – Результаты расчёта токов КЗ на ТП-35/10 кВ» [12]

Параметр	Единица измерения	Ток КЗ в точке К1	Ток КЗ в точке К2
I_K	кА	1,10	2,86
$i_{уд}$	кА	2,80	5,66

Полученные результаты расчета токов КЗ используются в работе далее.

Выбор и проверка электрических аппаратов

«Выбор и проверка электрических аппаратов на трансформаторной подстанции – это важнейший этап проектирования, который» [8] направлен на обеспечение надежной и безопасной работы не только самой подстанции, но и всей энергосистемы в целом.

«Ранее в работе предложены следующие основные мероприятия по реконструкции схемы главных электрических соединений и модернизацию основного силового оборудования ПС-35/10 кВ» [8] «Тугустемирская», которые обуславливают выбор и проверку новых электрических аппаратов схемы главных электрических соединений объекта проектирования:

- с целью улучшения параметров надёжности схемы энергетического узла Тюльганского района Оренбургской области, предлагается провести «модернизацию устаревших электрических аппаратов в РУ-35 кВ и РУ-10 кВ» [8], таким образом будет повышена надёжность и бесперебойность в системе силового оборудования подстанции, а также долговечность оборудования;
- необходимо ввести в эксплуатацию новые электрические аппараты в схеме главных соединений объекта проектирования.

Известно, что наиболее важным высоковольтным электрическим аппаратом на подстанциях переменного напряжения энергосистем является высоковольтный выключатель.

Поэтому в первую очередь проводится их выбор и проверки.

«Выбор выключателей высокого напряжения производится, исходя из следующих условий:

- по номинальному напряжению» [18]:

$$U_{уст} \leq U_n. \quad (27)$$

где « $U_{уст}$, $U_{ном}$ – соответственно напряжения установки и номинальное напряжение выключателя (параметр завода-изготовителя)» [18];

- «по максимальному рабочему току» [16]:

$$I_{раб.макс} \leq I_n. \quad (28)$$

где « $I_{раб.макс}$, I_n – соответственно, максимальный рабочий ток ПАВ режима электроустановки и номинальное значение тока выключателя (параметр завода-изготовителя)» [16];

- «проверка выключателя на симметричный ток отключения» [18]:

$$I_{пт} \leq I_{откн}. \quad (29)$$

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

$I_{откн.н}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА» [18];

– «проверка выключателя на отключение асимметричного тока» [7]:

$$(\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{откн.н} (1 + \beta_n), \quad (30)$$

где « $i_{ат}$ – значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов;

β_n – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе КЗ;

τ – наименьшее время от начала короткого замыкания до момента расхождения дугогасительных контактов, определяется так» [7]:

$$t = t_{з.мин} + t_{с.в}, \quad (31)$$

где « $t_{з.мин}$ – минимальное время действия релейной защиты, с;

$t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя, с» [7];

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

$$i_y \leq i_{пр.с}, \quad (32)$$

где « $i_{пр.с}$ – действующее значение предельного сквозного тока КЗ;

i_y – ударный ток короткого замыкания в цепи выключателя» [18];

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

$$B_k \leq I_T^2 t_T, \quad (33)$$

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

I_T – предельный ток термической устойчивости, $A^2 \cdot c$;

t_T – длительность протекания тока устойчивости, с» [18].

«При этом тепловой импульс с учётом токов короткого замыкания» [18]:

$$B_k = I_k^2 (t_{отк} + T_a). \quad (34)$$

Выбору подлежат выключатели и разъединители основной силовой цепи схемы главных электрических соединений подстанции.

«Результаты выбора и проверки выключателей высокого напряжения для установки в РУ-35 кВ ПС-35/10 кВ «Тугустемирская», представлены в работе в форме таблицы 6» [18].

«Таблица 6 – Результаты выбора выключателей 35 кВ» [8]

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Выключатели ВР35НСМ-20/1600 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 92,4 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А.}$
	$I_{п.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{п.т} = 1,1 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 2,8 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 52 \text{ кА.}$
	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,1^2 \cdot 3 =$ $= 3,63 \text{ кА}^2 \text{ с.}$	$B_k = 20^2 \cdot 3 =$ $= 1200 \text{ кА}^2 \text{ с.}$

«Для всех присоединений выбраны выключатели ВР35НСМ-20/1600 УХЛ1. Все выбранные выключатели для установки на вводных, секционном и транзитных соединениях в РУ 35 кВ ПС-35/10 кВ, удовлетворяют всем требуемым условиям выбора и проверки» [3]. Таким образом, они могут быть рекомендованы к установке и дальнейшей эксплуатации на объекте исследования. «Аналогично выбраны новые выключатели для установки в РУ 10 кВ ПС-35/10 кВ (таблица 7)» [18].

«Таблица 7 – Результаты выбора выключателей 10 кВ» [8]

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Выключатели вакуумные ВРС-10-20/1000 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 323,3 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А.}$
	$I_{п.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{п.т} = 2,86 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 5,66 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 2,86^2 \cdot 3 =$ $= 24,5 \text{ кА}^2 \text{ с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 =$ $= 1200 \text{ кА}^2 \text{ с.}$

«Все выбранные выключатели РУ-10 кВ подстанции удовлетворяют требуемым условиям» [5].

Следовательно, они могут быть рекомендованы к установке в результате реконструкции подстанции и модернизации её оборудования.

Далее проводится выбор и проверка разъединителей 35 кВ.

«Результаты выбора и проверки новых разъединителей для установки в РУ-35 кВ ПС-35/10 кВ, представлены в таблице 8» [18].

«Таблица 8 – Результаты выбора разъединителей 35 кВ» [8]

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Разъединители РГП.1А-III-35/1000 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 92,4 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 2,8 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,1^2 \cdot 3 =$ $= 3,63 \text{ кА}^2 \text{ с.}$	$B_K = 31,5^2 \cdot 3 =$ $= 2977 \text{ кА}^2 \text{ с.}$

«Аналогично выбраны разъединители для установки в РУ-10 кВ подстанции.

Результаты выбора разъединителей для установки в РУ 10 кВ ТП-35/10 кВ «Тугустемирская» в результате внедрения мероприятий по модернизации оборудования подстанции, представлены в таблице 9» [8].

«Таблица 9 – Результаты выбора разъединителей 10 кВ» [8]

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Разъединители РВ-10/630УХЛ2	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 323,3 \text{ А.}$	$I_{ном} = 630 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 5,66 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 2,86^2 \cdot 3 = 24,5 \text{ кА}^2 \text{ с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \text{ с.}$

«Также выбраны ограничители перенапряжения ОПН-П-35/40,5/10/680-П УХЛ1 и ОПН типа ОПН-П1-10/12/102 УХЛ» [19]. Ограничители перенапряжения устанавливаются в комплекте с вакуумными выключателями высокого напряжения, выбранными в работе ранее, с целью защиты от внутренних перенапряжений, возникающих при их коммутации. Также ОПН комплектуются трансформаторы напряжения 10 кВ и вводы воздушных линий электропередачи в схеме подстанции (35 кВ и 10 кВ). Исходя из полученных результатов, можно утверждать, что все новые электрические аппараты являются надёжными и могут быть применены на подстанции.

Выводы по разделу.

В результате выполнения работы, в связи с «мероприятиями по реконструкции схемы электрических соединений подстанции 35/10 кВ «Тугустемирская», обусловленными вводом в эксплуатацию новой питающей ВЛ-35 кВ для» [3] обеспечения электроснабжения второго силового трансформатора, вводом в эксплуатацию двух линий перспективной нагрузки в РУ-10 кВ, а также необходимости частичной модернизации оборудования РУ-35 кВ и РУ-10 кВ в связи с его износом, проведены соответствующие расчёты и приняты технические решения:

- рассчитаны максимальные электрические нагрузки подстанции с учётом нового распределения электроэнергии внутри РУ-10 кВ, а также РУ-35 кВ;

- с учётом необходимости реконструкции схемы электрических соединений на объекте проектирования, проверены силовые трансформаторы. Установлено, что два силовых трансформатора марки ТМН-4000/35, установленные на подстанции в исходной схеме электрических соединений, удовлетворяют требованиям нормативных документов по всем критериям в связи с мероприятиями по реконструкции подстанции на стороне 35 кВ и ввода дополнительной нагрузки 10 кВ;
- выбраны и проверены проводники питающих линий 35 кВ, а также на отходящих линиях к потребителям 10 кВ. Для двух питающих линий 35 кВ приняты провода марки АС-50/8, для всех отходящих линий – провода марки АС-35/6,2;
- с целью проверки оборудования РУ-35 кВ и РУ-10 кВ на термическую и динамическую стойкость, рассчитаны токи КЗ [8];
- с учётом необходимости модернизации силового оборудования, в РУ-35 кВ на вводных присоединениях выбрано и проверено следующее новое современное основное оборудование: выключатели высокого напряжения вакуумного типа марки «ВР35НСМ-20/1600 УХЛ1, разъединители РГП.1А-III-35/1000 УХЛ1, ОПН-П-35/40,5/10/680-II;
- в РУ-10 кВ подстанции выбраны: выключатели ВРС-10-20/1000 УХЛ1» [9], разъединители РВ-10/630УХЛ2, ограничители перенапряжения ОПН-П1-10/12/102 УХЛ.

Таким образом, по результатам расчётов «можно сделать вывод, что предложенные мероприятия по реконструкции схемы электрических соединений подстанции 35/10 кВ, обусловленными вводом ВЛ-35 кВ для» [8] обеспечения электроснабжения второго силового трансформатора, вводом в эксплуатацию двух линий перспективной нагрузки в РУ-10 кВ, а также необходимости частичной модернизации оборудования РУ-35 кВ и РУ-10 кВ в связи с его износом, являются технически обоснованными и могут быть рекомендованы на объекте исследования.

Реконструкция релейной защиты и автоматики подстанции

Выбор основных типов релейной защиты

Как было указано в работе ранее, с учётом участвовавших аварийных отключений и ложных срабатываний релейной защиты (далее – РЗА) в оборудовании и силовых трансформаторах подстанции 35/10 кВ «Тугустемирская», предложено провести замену их устаревших и некачественных устройств РЗА на новые и современные типы, обладающие более высокой надёжностью, безотказностью и селективностью.

Предлагается применить новые типы защит трансформаторов, а также вводных, линейных и секционных присоединений, и выбрать современные микропроцессорные блоки РЗА для выполнения данной функции.

Согласно [1], на районных силовых трансформаторах систем электроснабжения, должны быть предусмотрены следующие виды защит:

- дифференциальная защита (ДЗ) – является высокочувствительной РЗА трансформатора от всех видов короткого замыкания и прочих повреждений, рекомендуется применение продольной ДЗ на микропроцессорной основе;
- максимальная токовая защита (МТЗ) – является основной защитой силового трансформатора от внутренних и внешних коротких замыканий, рекомендуется установка двух комплектов МТЗ (на стороне ВН и на стороне НН трансформатора);
- защита от перегрузки (ЗП) – защищает силовой трансформатор от токов перегрузки, работает на сигнал;
- газовая защита – единственный вид РЗА, реагирующий на внутренние короткие замыкания и явление «пожара стали» в трансформаторе;
- защита от однофазных КЗ на землю (ЗОЗ) – защищает силовой трансформатор от коротких замыканий на землю.

Согласно [1], на районных подстанциях во вводных, линейных и секционных присоединениях систем электроснабжения, должны быть предусмотрены следующие виды защит:

- дифференциальная защита линий (ДЗЛ) – является основной РЗиА линий и присоединений от внешних токов короткого замыкания, образует двухступенчатую защиту (вместе с МТЗ), устанавливается на всех присоединениях (вводных, линейных и секционных);
- максимальная токовая защита (МТЗ) – является основной защитой линий и присоединений от внутренних и внешних коротких замыканий, является вместе с ДЗЛ основной двухступенчатой защитой, перекрывая «мёртвую зону» ДЗЛ;
- защита от однофазных КЗ на землю (ЗОЗ) – защищает линии и присоединения от коротких замыканий на землю.

Помимо релейной защиты, в схеме подстанции 35/10 кВ «Тугустемирская» необходимо предусмотреть также устройства автоматики и сигнализацию.

Из устройств автоматики для отходящих и питающих воздушных линий предусматривается автоматическое повторное включение (далее – АПВ), а для секционных присоединений – устройство автоматического включения резерва (далее – АВР).

Все принятые в работе дополнительные виды РЗиА при их внедрении способны значительно повысить надёжность релейной защиты, её быстродействие, селективность (избирательность), что в конечном итоге позволит значительно снизить риск аварий в схеме главных электрических соединений всей подстанции.

Для реализации всех перечисленных функций, с целью качественной защиты силовых трансформаторов подстанции, предлагается принять микропроцессорный блок релейной защиты марки MICOM P-632 [1].

Для защиты линий применяется микропроцессорный блок дифференциально-фазной защиты линии марки MiCOM P-547 [1].

Такие блоки РЗиА марки имеют ряд существенных преимуществ:

- высокая надежность: блоки релейной защиты марки МІСОМ разрабатываются с учетом высокой степени надежности для обеспечения защиты силовых трансформаторов и линий от коротких замыканий, перегрузок и других аварийных режимов;
- быстродействие: блоки РЗиА марки МІСОМ способны быстро обнаруживать и реагировать на повреждения в электрических цепях силовых трансформаторов и линий, что позволяет предотвратить их повреждения оборудования и обеспечить безопасность работы всей энергосистемы;
- простота и удобство монтажа, ремонта и эксплуатации, доступный интерфейс, что упрощает их установку и обслуживание.

«Внешний вид, функционал и конструктивное выполнение микропроцессорных блоков РЗиА марки МІСОМ Р-632 представлены на рисунке 9» [2].



«Рисунок 9 – Внешний вид, функционал и конструктивное выполнение микропроцессорных блоков РЗиА для защиты силовых трансформаторов подстанции марки МІСОМ Р-632» [2]

«Внешний вид, функционал и конструктивное выполнение микропроцессорных блоков РЗиА марки МІСОМ Р-547 представлены на рисунке 10» [2].



«Рисунок 10 – Внешний вид, функционал и конструктивное выполнение микропроцессорных блоков РЗиА для защиты линий подстанции марки MICOM P-547» [2]

Таким образом, выбор микропроцессорных блоков РЗиА марки MICOM, для непосредственного применения на подстанции 35/10 кВ «Тугустемирская» в результате проведения реконструкции её релейной защиты и автоматики, обоснован.

Расчёт уставок релейной защиты силовых трансформаторов подстанции

«Далее в работе необходимо провести непосредственный расчёт уставок релейной защиты силовых трансформаторов» [2], установленных на ПС-35/10 кВ «Тугустемирская».

Рабочие токи и токи максимального режима силовых трансформаторов ПС-35/10 кВ «Тугустемирская» рассчитаны в работе ранее.

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

«Ток срабатывания этой защиты определяется путём отстройки от тока небаланса» [13]:

$$I_{c.з} \geq K_n \cdot (I_{\text{раб.макс.НН}} - I_{\text{раб.макс.ВН}}), \quad (35)$$

где $I_{\text{раб.макс.НН}}, I_{\text{раб.макс.ВН}}$ – «соответственно максимальный рабочий ток на сторонах НН и ВН силового трансформатора с учётом коэффициента запаса» [13];
 K_n – коэффициент надёжности» [13].

«Коэффициент чувствительности дифференциальной токовой защиты должен удовлетворять условию» [13]:

$$K_u = \frac{K_{cx}^{(к)}}{K_{cx}^{(3)}} \cdot \frac{I_{\text{к.нач.мин}}}{I_{c.з}} \geq 1,5. \quad (36)$$

«Ток срабатывания продольной дифференциальной токовой защиты трансформатора подстанции 35/10 кВ» [13]:

$$I_{c.з} \geq 1,5 \cdot (326,7 - 92,4) = 351,5 \text{ A.}$$

«Коэффициент чувствительности продольной дифференциальной токовой защиты трансформаторов подстанции 35/10 кВ удовлетворяет требованиям» [13]:

$$K_u = \frac{1}{1} \cdot \frac{1100}{351,5} = 3,1 > 1,5.$$

«Для микропроцессорных блоков защит, защита от перегрузки отстраивается от максимального рабочего тока на стороне ВН силового трансформатора» [13]:

$$I_{c.з} \geq K_n \cdot I_{\text{раб.макс.ВН}}, \quad (37)$$

где K_n – «коэффициент надёжности» [13].

«Ток срабатывания защиты от перегрузки трансформатора подстанции 35/10 кВ» [13]:

$$I_{c.3} \geq 1,05 \cdot 92,4 \approx 97 \text{ A.}$$

«Ток срабатывания МТЗ силового трансформатора должен удовлетворять условию» [13]:

$$I_{c.3} \geq K_{отс} \cdot K_{сзн} \cdot I_{раб.макс}, \quad (38)$$

где $K_{отс}$ - «коэффициент отстройки» [13];

$K_{сзн}$ - «коэффициент самозапуска» [13].

«Коэффициент чувствительности МТЗ определяется по формуле» [14]:

$$K_{\psi} = \frac{K_{сх}^{(к)}}{K_{сх}^{(3)}} \cdot \frac{I_{к.мин}^{(к)}}{I_{c.3}} \geq 1,2, \quad (39)$$

«где $I_{к.мин}^{(к)}$ - минимальный ток при КЗ в конце защищенной линии» [14];

« $K_{сх}^{(3)}$ - коэффициент схемы соединения ТТ и реле» [14];

« $K_{сх}^{(к)}$ - коэффициент схемы соединения ТТ и реле при КЗ» [14];

« $I_{c.3}$ - ток срабатывания защиты» [14].

«Для комплекта МТЗ силового трансформатора на стороне ВН (35 кВ) значение тока срабатывания защиты» [13]:

$$I_{c.3} \geq 1,1 \cdot 1,6 \cdot 92,4 \approx 162,6 \text{ A.}$$

«Коэффициент чувствительности МТЗ трансформаторов подстанции на стороне ВН удовлетворяет требованиям» [13]:

$$K_q = \frac{1}{1} \cdot \frac{1100}{162,6} \approx 6,8 > 1,2.$$

«Аналогично проводится расчёт уставки тока срабатывания комплекта МТЗ силового трансформатора на стороне НН (10 кВ)» [13]:

$$I_{c.з} \geq 1,1 \cdot 1,6 \cdot 326,7 \approx 575 \text{ A}.$$

«Коэффициент чувствительности МТЗ трансформатора на стороне НН удовлетворяет требованиям» [13]:

$$K_q = \frac{1}{1} \cdot \frac{2860}{575} = 4,97 > 1,2.$$

«В качестве газовой защиты силовых трансформаторов, установленных на подстанции 35/10 кВ, в работе используются усовершенствованные газовые реле типа РГТ-80 (производитель – ООО «ЕССО-Технолоджи», г. Чебоксары), которые зарекомендовали себя с положительной стороны и характеризуются высокой надёжностью и быстродействием» [14].

Такие газовые реле имеют современный функционал с несколькими поплавками, которые резервируют друг друга и повышают надёжность защиты. Чувствительная мембрана обеспечивает практически безотказную работу газового реле.

«Принимается в работе для ЗОЗ трансформаторов подстанции $I_{c.з} = 5 \text{ A}$, $t_{c.з} = 0 \text{ с}$ (без выдержки времени)» [13].

В работе для защиты силовых трансформаторов принимаются все защиты мгновенного действия (ДЗ, МТЗ, ЗОЗ), работающие на «отключение».

Защита от перегрузки выполняется с действием на сигнал, информируя оператора (диспетчера) о явлении перегрузки в цепи трансформатора и необходимости разгрузки системы.

Результаты выбора уставок РЗА силовых трансформаторов ПС-35/10 кВ «Тугустемирская» представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты выбора типа защит и уставок РЗА силовых трансформаторов ПС-35/10 кВ «Тугустемирская»

Тип РЗА	$I_{с.з.}, A$	$t_{с.з.}, c$	Работа защиты
ДЗ	351,5	-	отключение
ЗП	97,0	5,0	сигнал
МТЗ (ВН)	162,6	1,0	отключение
МТЗ (НН)	575,0	1,5	отключение
ЗОЗ	5,0	-	отключение
ГЗ	-	-	отключение

«Уставки РЗА силовых трансформаторов подстанции 35/10 кВ показаны на графическом листе 6» [13].

Расчёт уставок релейной защиты линейных присоединений подстанции

Далее в работе необходимо провести непосредственный расчёт уставок релейной защиты линейных присоединений (вводных, секционных и линейных), установленных на ПС-35/10 кВ «Тугустемирская».

Рабочие токи и токи максимального режима присоединений ПС-35/10 кВ «Тугустемирская» рассчитаны в работе ранее.

«Ток срабатывания ДЗЛ» [13]:

$$I_{с.з.} \geq K_o \cdot I_{раб.макс.} \quad (40)$$

где K_o – «коэффициент отстройки ДЗЛ» [13].

«Коэффициент чувствительности ДЗЛ» [13]:

$$K_{\text{ч}} = \frac{K_{\text{сх}}^{(\kappa)}}{K_{\text{сх}}^{(3)}} \cdot \frac{I_{\text{к.нач.мин}}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5. \quad (41)$$

«Для питающей воздушной линии 35 кВ к трансформатору, токовая уставка ДЗЛ» [13]:

$$I_{\text{с.з}} \geq 1,3 \cdot 92,4 = 120,1 \text{ A.}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{1}{1} \cdot \frac{1100}{120,1} = 9,1 \geq 1,5.$$

«Выражение для выбора уставок МТЗ линий можно записать так» [13]:

$$I_{\text{с.з}} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{сзн}} \cdot I_{\text{раб.макс}}. \quad (42)$$

«Коэффициент чувствительности МТЗ» [13]:

$$K_{\text{ч}} = \frac{K_{\text{сх}}^{(\kappa)}}{K_{\text{сх}}^{(3)}} \cdot \frac{I_{\text{к.мин}}^{(\kappa)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,2, \quad (43)$$

«Для питающей линии 35 кВ к трансформатору, уставка МТЗ» [13]:

$$I_{\text{с.з}} \geq 1,05 \cdot 1,1 \cdot 92,4 = 106,7 \text{ A.}$$

«Коэффициент чувствительности МТЗ питающей линии 35 кВ» [13]:

$$K_{\text{ч}} = \frac{1}{1} \cdot \frac{1100}{106,7} = 10,3 \geq 1,2.$$

«Принимается в работе для ЗОЗ всех линий подстанции $I_{\text{с.з}} = 5 \text{ A}$, $t_{\text{с.з}} = 0$ с (без выдержки времени)» [10].

«Для устройств автоматики принимаются следующие уставки времени срабатывания согласно рекомендациям: для АПВ на линиях – $t_{c.з} = 1$ с, для АВР на секционном соединении – $t_{c.з} = 2$ с» [10].

Результаты выбора уставок РЗиА линейных присоединений ПС-35/10 кВ «Тугустемирская» представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты выбора типа и уставок РЗиА линейных присоединений ПС-35/10 кВ «Тугустемирская»

Наименование линии	Тип РЗиА	$I_{c.з.}, A$	$t_{c.з.}, c$	Работа РЗиА
Питающая ВЛ-35 кВ	ДЗ	120,1	-	отключение
	МТЗ	106,7	0,5	отключение
	ЗОЗ	5,0	-	отключение
	АПВ	-	1,0	включение
Ввод 10 кВ	ДЗ	424,7	-	отключение
	МТЗ	377,3	2,0	отключение
	ЗОЗ	5,0	-	отключение
Секционное присоединение 10 кВ	ДЗ	594,6	-	отключение
	МТЗ	528,2	2,0	отключение
	ЗОЗ	5,0	-	отключение
	АВР	-	2,0	включение
Отходящие линии 10 кВ				
Тугустемир	ДЗ	39,7	-	отключение
	МТЗ	35,2	2,5	отключение
	ЗОЗ	5,0	-	отключение
	АПВ	-	1,0	включение
Разномойка	ДЗ	47,6	-	отключение
	МТЗ	43,9	2,5	отключение
	ЗОЗ	5,0	-	отключение
	АПВ	-	1,0	включение
Турай	ДЗ	43,0	-	отключение
	МТЗ	39,7	2,5	отключение
	ЗОЗ	5,0	-	отключение
	АПВ	-	1,0	включение
Городки	ДЗ	47,6	-	отключение
	МТЗ	43,9	2,5	отключение
	ЗОЗ	5,0	-	отключение
	АПВ	-	1,0	включение
Перспективная-1, Перспективная-2	ДЗ	33,9	-	отключение
	МТЗ	31,3	2,5	отключение
	ЗОЗ	5,0	-	отключение
	АПВ	-	1,0	включение
Тугустемир	ДЗ	39,7	-	отключение
	МТЗ	35,2	2,5	отключение
	ЗОЗ	5,0	-	отключение
	АПВ	-	1,0	включение

«Результаты выбора уставок питающих, секционных и отходящих линий 35 кВ, а также и питающих линий 10 кВ подстанции 35/10 кВ представлены на графическом листе 6» [13].

Выводы по разделу.

В работе проведена реконструкция релейной защиты силовых трансформаторов и линий (вводных, секционных и отходящих) подстанции 35/10 кВ «Тугустемирская».

Для реализации всех перечисленных функций, с целью качественной защиты силовых трансформаторов подстанции, предложено применить микропроцессорный блок релейной защиты марки MiCOM P-632 [1].

Для защиты линий применяется микропроцессорный блок дифференциально-фазной защиты линии марки MiCOM P-547 [1].

Осуществлён расчёт уставок релейной защиты силовых трансформаторов и линейных присоединений подстанции 35/10 кВ «Тугустемирская».

Заключение

В работе проведена реконструкция схемы главных электрических соединений, а также элементов схемы вторичных цепей (релейной защиты и автоматики) понижающей подстанции ПС-35/10 кВ «Тугустемирская». Данная реконструкция обусловлена, с одной стороны, необходимостью внесения изменений в схему главных электрических соединений подстанции согласно нормативным требованиям основных документов, а с другой – несоответствием установленного оборудования требованиям надёжности, селективности, экономичности и безопасности вследствие его износа. Также внедрены необходимые мероприятия по реконструкции релейной защиты и автоматики подстанции, заключающейся в замене устаревших и неэффективных устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) на современные микропроцессорные блоки.

Приведены основные технические сведения по исходной схеме главных электрических соединений и основному оборудованию, установленному на ПС-35/10 кВ «Тугустемирская». Составлена и описана структурная схема объекта проектирования, описаны её основные составляющие. Приведены значения максимальных нагрузок потребителей подстанции 35/10 кВ. В результате проведённого анализа литературы по вопросу норм и требований, которые предъявляются к реконструкции понизительных подстанций энергосистем Российской Федерации, установлено, что реконструкция трансформаторных подстанций энергосистемы является чрезвычайно важной, ответственной и необходимой задачей, сопряжённой со значительными техническими и финансовыми издержками.

Основываясь на приведённой технической информации, с учётом проведённого анализа литературы по вопросу норм и требований, которые предъявляются к реконструкции понизительных подстанций энергосистем Российской Федерации, «предложены рекомендации по реконструкция

электрической части понизительной подстанции «Тугустемирская» класса напряжения 35/10 кВ, которые включают в себя следующие основные этапы:

- реконструкцию схемы электрических соединений подстанции на стороне 35 кВ, предусматривающей ввод второй питающей линии 35 кВ, так как в связи с изменением категорийности новых потребителей подстанции, большинство из которых относятся к I и II категории надёжности, необходим второй независимый источник питания в виде ВЛ-35 кВ, а также реконструкция схемы электрических соединений ОРУ-35 кВ, обусловленных данным фактом;
- реконструкцию схемы электрических соединений РУ-10 кВ» [2] в виду того, что планируется подключить и ввести в эксплуатацию две отходящие линии (перспективная нагрузка), которую планируется подключить на незанятые ячейки «Резерв» второй секции сборных шин 10 кВ (учитывая исходную схему электрических соединений подстанции). Таким образом, вся дополнительная (перспективная) нагрузка будет учтена в проекте с внедрением условий резервирования и надёжности в схеме РУ-10 кВ;
- модернизацию устаревших электрических аппаратов в РУ-35 кВ и РУ-10 кВ (устаревших масляных выключателей и разъединителей, которые выработали свой коммутационный ресурс). Таким образом будет повышена надёжность и бесперебойность в системе силового оборудования подстанции;
- реконструкцию и модернизацию системы релейной защиты и автоматики (РЗА), обусловленную значительным числом аварийных отключений и ложных срабатываний последней, а также несоответствия устаревшего оборудования системы РЗА современным требованиям по обеспечению надёжности, селективности, быстродействия, бесперебойности и экономичности. Предложено провести замену их устаревших и некачественных

устройств РЗиА на новые и современные типы, обладающие всеми перечисленными характеристиками.

В результате выполнения работы, в связи с «мероприятиями по реконструкции схемы электрических соединений подстанции 35/10 кВ «Тугустемирская», обусловленными вводом в эксплуатацию новой питающей ВЛ-35 кВ для» [2] обеспечения электроснабжения второго силового трансформатора, вводом в эксплуатацию двух линий перспективной нагрузки в РУ-10 кВ, а также необходимости частичной модернизации оборудования РУ-35 кВ и РУ-10 кВ в связи с его износом, проведены соответствующие расчёты и приняты технические решения:

- рассчитаны максимальные электрические нагрузки подстанции с учётом нового распределения электроэнергии внутри РУ-10 кВ, а также РУ-35 кВ;
- с учётом необходимости реконструкции схемы электрических соединений на объекте проектирования, проверены силовые «трансформаторы подстанции по условиям допустимой нагрузки нормального режима, а также максимальной допустимой перегрузки послеаварийного режима. Установлено, что два силовых трансформатора марки» [8] ТМН-4000/35, установленные на подстанции в исходной схеме электрических соединений, удовлетворяют требованиям нормативных документов по всем критериям в связи с мероприятиями по реконструкции подстанции на стороне 35 кВ и ввода дополнительной нагрузки 10 кВ;
- выбраны и проверены проводники питающих линий 35 кВ, а также на отходящих линиях к потребителям 10 кВ. Для двух питающих линий 35 кВ приняты провода марки АС-50/8, для всех отходящих линий – провода марки АС-35/6,2;
- с целью проверки оборудования РУ-35 кВ и РУ-10 кВ на термическую и динамическую стойкость, рассчитаны токи КЗ;

- в связи с реконструкцией схемы электрических соединений подстанции, с учётом необходимости модернизации силового оборудования, в РУ-35 кВ на вводных присоединениях выбрано и проверено следующее новое современное основное оборудование: выключатели высокого напряжения вакуумного типа марки ВР35НСМ-20/1600 УХЛ1, разъединители РГП.1А-III-35/1000 УХЛ1, ограничители перенапряжения ОПН-П-35/40,5/10/680-II УХЛ1;
- в РУ-10 кВ подстанции выбраны и проверены следующие современные аппараты: выключатели высокого напряжения вакуумного типа марки ВРС-10-20/1000 УХЛ1, разъединители РВ-10/630УХЛ2, ограничители перенапряжения ОПН-П1-10/12/102 УХЛ.

С целью качественной защиты силовых трансформаторов подстанции, предложено применить микропроцессорный блок релейной защиты марки МІСОМ Р-632.

Для защиты линий применяется микропроцессорный блок дифференциально-фазной защиты линии марки МіСОМ Р-547.

Осуществлён расчёт уставок релейной защиты силовых трансформаторов и линейных присоединений подстанции 35/10 кВ «Тугустемирская».

Таким образом, по результатам расчётов «можно сделать вывод, что предложенные мероприятия по реконструкции схемы электрических соединений подстанции 35/10 кВ «Тугустемирская», обусловленными вводом в эксплуатацию новой питающей ВЛ-35 кВ для» [12] обеспечения электроснабжения второго силового трансформатора, вводом в эксплуатацию двух линий перспективной нагрузки в РУ-10 кВ, а также частичной модернизации оборудования РУ-35 кВ и РУ-10 кВ, являются технически обоснованными и могут быть рекомендованы на объекте исследования.

Список используемых источников

1. Андреев В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах. М.: Высшая школа, 2018. 256 с.
2. Блок защиты трансформаторов MICOM P-632 [Электронный ресурс]: URL: <https://www.cheaz.ru/products/rps/panels-protection/complete-sets/bk-uzg/be-2104.html> (дата обращения: 16.08.2023).
3. ГОСТ 29322-2014. «Напряжения стандартные» [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200115397> (дата обращения: 16.08.2023).
4. 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: 16.08.2023).
5. 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: 16.08.2023).
6. Захаров О.Г. Цифровые устройства релейной защиты. Алгоритмы и уставки. М.: Энергоиздат, 2019. 640 с., ил.
7. Кадомская К.П., Лавров Ю.А. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Вологда: Инфра-Инженерия, 2018. 343 с.
8. 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.
9. Никитенко Г.В. Электрооборудование, электротехнологии и электроснабжение. Дипломное проектирование: Учебное пособие. СПб.: Лань, 2018. 316 с.

10. 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: 16.08.2023).

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

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

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

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

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

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

17. 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: 16.08.2023).

18. 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: 16.08.2022).

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.: Министерство энергетики, 2020. 142 с.