

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 ПС «Актюбинская» 35/10 кВ посёлок Актюбинский

Светлинский район Оренбургская область

Обучающийся

М. Д. Арутюнов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., И. В. Горохов

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

Тольятти 2022

Аннотация

Работа посвящена разработке проекта по реконструкция электрической части понизительной трансформаторной подстанции «Актюбинская» класса напряжения 35/10 кВ в связи с износом электрооборудования, а также несоответствия схемы электрических соединений установленным документам отрасли.

«Осуществлён анализ характеристик схемы электрических соединений и оборудования распределительных устройств» [7], на основе чего установлены проблемы и предложены пути их решения.

На основе расчётных значений электрических нагрузок потребителей и результатов расчётов токов короткого замыкания, с учётом схемы электрических соединений электрической части подстанции, а также результатов анализа современных разработок и инновационных решений в сфере высоковольтного оборудования, на подстанции проведены «выбор и проверка силовых трансформаторов, проводников, а также новых современных электрических и коммутационных аппаратов напряжением 35 кВ и 10 кВ, обладающих повышенными показателями надёжности» [7], безопасности и экономичности. Расчётным путём установлено, что выбранное современное оборудование распределительных удовлетворяет классов напряжения 35 кВ и 10 кВ условиям всех проверок и может быть установлено на данной понизительной подстанции.

Также внедрены необходимые мероприятия по реконструкции схемы электрических соединений подстанции, заключающиеся во вводе второго силового трансформатора на объекте и, как результат, изменения схемы главных соединений подстанции.

Проведённая модернизация электрооборудования и реконструкция схемы электрических соединений подстанции позволяет значительно повысить показатели надёжности и экономичности объекта исследования.

Содержание

Введение.....	4
1 Анализ исходных данных.....	7
1.1 Техническая характеристика подстанции до проведения реконструкции.....	7
1.2 Основные нормы проектирования трансформаторных подстанций систем электроснабжения	15
1.3 Обоснование необходимости реконструкции подстанции.....	18
2 Реконструкция электрической части подстанции	23
2.1 Расчёт электрических нагрузок	23
2.2 Выбор силовых трансформаторов подстанции.....	27
2.3 Выбор сечения проводников на подстанции	30
2.4 Определение токов короткого замыкания на подстанции.....	35
2.5 Выбор и проверка электрических аппаратов	43
3 Организация монтажных работ в связи с реконструкцией подстанции	54
3.1 Организация монтажных работ	54
3.2 Техника безопасности при выполнении монтажных работ.....	56
Заключение	59
Список используемых источников.....	61

Введение

Одним из основных элементов при передаче электроэнергии к потребителям в системах электроснабжения всех типов, являются понижающие трансформаторные подстанции.

Современные понизительные трансформаторные подстанции переменного тока наиболее широко распространены в системах электроснабжения.

Они являются незаменимыми структурными блоками современных систем электроснабжения, выполняя роль приёмного и передающего звена для питания потребителей электроэнергией установленных нормативных показателей качества.

При передаче электроэнергии в системы электроснабжения возникают потери и перетоки реактивной мощности, которые можно компенсировать в узлах электрических сетей, которыми являются понизительные подстанции.

Нарушение производственного рабочего цикла работы оборудования, равно как и отклонение режимов и параметров от нормируемых значений, создают аварийные состояния на подстанциях и в системе электроснабжения их потребителей.

Поэтому следует избегать ненормальных режимов работы на подстанциях, не пренебрегая требованиями к их проектированию, а также модернизации оборудования и реконструкции схем.

Основной целью работы является реконструкция понизительной подстанции переменного тока «Актюбинская» класса напряжения 35/10 кВ Оренбургской области РФ, осуществляемая, с одной стороны, путём реконструкции «устаревшего и изношенного оборудования распределительных устройств напряжением 35 кВ и 10 кВ данной подстанции на соответствующие современные инновационные разработки, обладающие повышенной надёжностью, экономичностью, удобствами монтажа, обслуживания и ремонта, электробезопасностью, а с другой

стороны – приведением схемы главных электрических соединений» [7] к требуемому нормативному виду согласно положений основных нормативных документов отрасли, путём установки дополнительного (второго) силового трансформатора для питания потребителей I и II категории надёжности и, как следствие, реконструкции схемы электрических соединений распределительных устройств подстанции [7,10].

Объектом исследования в данной работе является «электрическая часть понизительной подстанции «Актюбинская» класса напряжения 35/10 кВ» [7] Оренбургской области РФ.

Предметом исследования в работе выступает электрическая принципиальная схема (схема главных электрических соединений), а также электрические сети и аппараты распределительных устройств напряжением 35 кВ и 10 кВ [7].

Актуальность данной работы обусловлена необходимостью реконструкции понизительных подстанций энергосистемы всех типов, которая обусловлена несоответствием схемы главных электрических соединений подстанций, применяемых для питания потребителей I и II категории надёжности, а также модернизации оборудования подстанций всех типов классов напряжения в связи с износом электрооборудования [1,7,12].

В работе применяются следующие методы исследований: анализ нормативных документов и учебной технической литературы, индуктивный и дедуктивный методы анализа, методы расчёта электрических цепей, методы сравнения, аналитический метод.

На основе проведённого анализа схемы электрических соединений и характеристик потребителей электрической части подстанции ТП-«Актюбинская» класса напряжения 35/10 кВ Оренбургской области РФ, осуществлён выбор и проверка нового оборудования, нуждающегося в замене, а также аргументированное расчётное обоснование оборудования, которое не требует замены.

В работе аргументированный выбор нового оборудования основан на анализе современных разработок и моделей электрических аппаратов ведущих мировых и отечественных производителей.

Проверка всего оборудования основывается на результатах расчёта электрических нагрузок и токах короткого замыкания в максимальном режиме работы.

Также внедрены необходимые мероприятия по реконструкции схемы электрических соединений подстанции, заключающиеся во вводе второго силового трансформатора на объекте и, как результат, изменения (реконструкции) схемы главных соединений подстанции.

Проведённая модернизация электрооборудования и реконструкция схемы электрических соединений подстанции позволяет значительно повысить показатели надёжности и экономичности объекта исследования.

Работа состоит из трёх разделов и выполняется согласно требованиям методических указаний с использованием принятых расчётных методик и нормативных положений основных документов.

Основные результаты работы также проиллюстрированы на чертежах графической части.

1 Анализ исходных данных

1.1 Техническая характеристика подстанции до проведения реконструкции

Далее в работе, согласно заданию, необходимо привести исходную характеристику распределительных устройств и входящих в них коммутационных и защитных электрических аппаратов рассматриваемой в работе понизительной подстанции «Актюбинская» класса напряжения 35/10 кВ до проведения реконструкции.

Проводится анализ исходных данных электрической части понизительной подстанции переменного напряжения ТП-35/10 кВ Оренбургской области РФ.

Рассматриваемая в работе понизительная подстанция переменного напряжения ТП-35/10 кВ «Актюбинская» расположена в поселке Актюбинский, Светлинского района, Оренбургской области.

«Она является одной из потребительских подстанций Оренбургской области РФ, обеспечивая качественной электроэнергией своих потребителей на номинальном напряжении 10 кВ» [7].

«Рассматриваемая в работе понизительная подстанция 35/10 кВ «Актюбинская» расположена в Светлинском округе в поселке Актюбинский. Поселок Актюбинский, в котором расположена подстанция, был образован в 1952 году для снабжения сельскохозяйственной продукцией страны» [7].

«По географическому расположению, поселок Актюбинский – самый восточный населённый пункт области и Приволжского федерального округа. Он территориально находится в 445 км к востоку от Оренбурга, в 200 км к востоку от Орска, в 60 км к северо-востоку от посёлка Светлый» [7].

«Подстанция «Актюбинская» 35/10 кВ является однострансформаторной подстанцией тупикового типа» [7].

«Питание подстанции 35/10 кВ «Актюбинская» осуществляется по двум воздушным линиям электропередачи 35 кВ от подстанции» [7] «Восточная» и от подстанции «Спутник».

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

Нормальная диспетчерская схема электрических соединений подстанции 35/10 кВ «Актюбинская» представлена на рисунке 1.

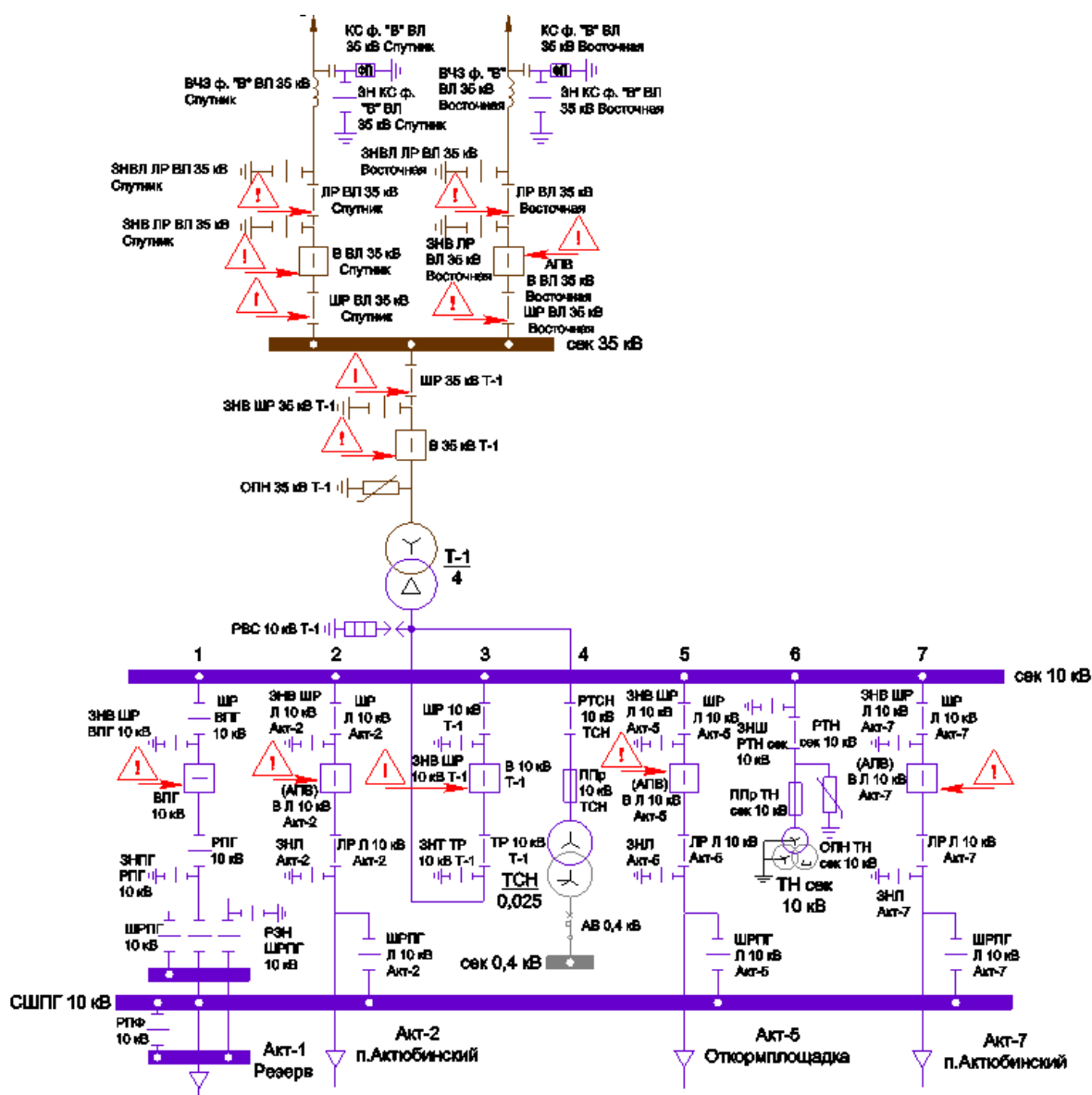


Рисунок 1 – Нормальная диспетчерская схема электрических соединений подстанции 35/10 кВ «Актюбинская»

Рассматриваемая в работе понизительная подстанция переменного напряжения 35/10 кВ «Актюбинская» до внедрения мероприятий и рекомендаций по реконструкции, состояла из следующих элементов (графический лист 1).

«Первым элементом является распределительное устройство высшего напряжения 35 кВ (далее – ОРУ 35 кВ) – конструктивно выполнено открытым по радиальной схеме электроснабжения без» [10] применения ремонтной перемычки [11].

От сборных шин 35 кВ, которые получают питание от питающей подстанции энергосистемы двумя воздушными линиями электропередачи от ПС «Спутник» (ввод-1) и ПС «Восточная» (ввод-2), для питания трансформатора применяется одна линия (фидер) 35 кВ.

Таким образом, от сборных шин 35 кВ ПС-35/10 кВ «Актюбинская», получает питание одна отходящие линии 35 кВ (по числу силовых трансформаторов в схеме).

В схеме ОРУ-35 кВ понизительной подстанции переменного напряжения 35/10 кВ «Актюбинская» для питания сборных шин 35 кВ, применяется параллельный режим работы двух фидеров питающих линий 35 кВ, без наличия резервирования на стороне 35 кВ подстанции, что также соответствует схеме для питания III категории потребителей согласно нормам и требованиям [10].

На отходящих линиях в ОРУ-35 кВ понизительной подстанции переменного напряжения 35/10 кВ «Актюбинская» установлены следующие основные защитные и коммутационные аппараты (графический лист 1):

- масляные баковые выключатели марки С-35М-630-10 БУ1 – 1 единица (год изготовления – 1975, введён в эксплуатацию на подстанции в 1977 году);
- разъединители марки РЛНДЗ-35/630 (с одним заземляющим ножом на полюс) – 5 единиц (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 введены в эксплуатацию на подстанции в 2012 году).

Следующим элементом в рассматриваемой в работе понизительной подстанции переменного напряжения 35/10 кВ «Актюбинская» является один силовой трансформатор 35/10 кВ, обеспечивающий понижение напряжения с 35 кВ до 10 кВ с последующим его распределением в РУ-10 кВ.

На подстанции переменного напряжения 35/10 кВ «Актюбинская» установлен один силовой трансформатор марки ТМН-4000/35 (год изготовления – 1976, год ввода введён в эксплуатацию на подстанции – 1977).

Данный трансформатор на ТП-35/10 кВ «Актюбинская» неоднократно и своевременно проходил капитальные ремонты и подвергался модернизации обмоток 35 кВ и 10 кВ. Состояние его на 2022 год – удовлетворительное.

Далее рассматривается «распределительное устройство номинальным напряжением 10 кВ (далее – РУ-10 кВ) – конструктивно выполнено комплектным наружной установки (далее – КРУН)» [10] с применением ячеек стационарного типа КСО-366 (год производства – 1976, введены в эксплуатацию на подстанции в 1977 году).

РУ-10 кВ является распределительным устройством низшего напряжения подстанции [7].

В схеме РУ-10 кВ ТП-35/10 кВ «Актюбинская» предусмотрена одна рабочая несекционированная система сборных шин без резервирования (однолучевая несекционированная схема без резервирования).

Кроме того, в схеме РУ-10 кВ дополнительно также предусмотрена одна рабочая система шин для плавки гололеда (далее – СПГ), которая применяется исключительно для плавки гололёда в зимнее время на проводах воздушных линий электропередачи подстанции [9].

Для питания потребителей система шин для плавки гололеда не применяется, являясь технологическим узлом собственных нужд подстанции, поэтому в данной работе она детально не рассматривается.

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

- горшковые масляные выключатели марки ВМГ-10/630 – 5 единиц (год изготовления – 1966, год ввода в эксплуатацию на подстанции – 1967), установлены на вводе (1 единица), на отходящих линиях (4 единицы: 3 единицы – к потребителям, 1 единица – к СПГ, фидер «Акт-1»);
- разъединители марки РВЗ-1-10/400 – 12 единиц (год изготовления – 1967, год ввода в эксплуатацию на подстанции – 1967);
- измерительные трансформаторы тока: марки ТПЛ-10 – по 2 единицы в 3 присоединениях по схеме неполной звезды (год изготовления – 1992, введены в эксплуатацию на подстанции в 2001 году); марки ТОЛ-СЭЩ 10-23 – по 2 единицы в 2 присоединениях по схеме неполной звезды (год изготовления – 2002, введены в эксплуатацию на подстанции в 2005 году);
- измерительные трансформаторы напряжения марки НАМИ-10У2 – 1 единица (год изготовления – 1978, год ввода в эксплуатацию на подстанции – 1978);
- ограничители перенапряжения марки ОПН-П1-10/12/102УХЛ (год изготовления – 2009, год ввода в эксплуатацию на подстанции – 2012), включают 2 присоединения (ввод 10 кВ и ТН), по 3 единицы на каждое присоединение.

Кроме того, для обеспечения собственных нужд на понизительной подстанции переменного напряжения 35/10 кВ «Актюбинская» есть также трансформатор собственных нужд (далее – ТСН) марки ТМ-25/10

(произведён в 1978 году, введён в эксплуатацию на подстанции в этом же году).

К основным потребителям собственных нужд подстанции относятся освещение, обогрев оборудования в зимнее время, релейная защита, автоматика и сигнализация, а также цепи измерения и видеосвязи [12]. Все они планомерно и постепенно были введены в работу и эксплуатацию на подстанции в 1976-2002 гг.

Оперативный ток на подстанции – переменный, напряжением 220 В. Защита силового «трансформатора Т1 расположена на ОРУ-35 кВ в шкафу защиты трансформатора ШЗТ-Т1 расположенного рядом с Т1, защита ввода 10 кВ расположена в релейном отсеке ввода 10 кВ Т1» [10].

Также приводится краткая техническая характеристика секций сборных шин подстанции:

- «присоединение секция шин 35 кВ, тип оборудования – АС-185/24, год выпуска 1976 г., год ввода в эксплуатацию – 1977 г.» [10];
- «присоединение секция шин 10 кВ, тип оборудования – шины алюминиевые 100x8; год выпуска – 1977 г., год ввода в эксплуатацию – 1978 г.» [10].

Далее приводится детальная характеристика потребителей подстанции ТП-35/10 кВ «Актюбинская».

Подстанция 35/10 кВ «Актюбинская» предназначена для электроснабжения коммунально-бытовых и промышленных потребителей, территориально находящихся в посёлке Актюбинский.

«Основными потребителями подстанции являются» [10]:

- «трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ от присоединения Акт-2 (рисунок 2)» [10];
- «трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ от присоединения Акт-5 (рисунок 3)» [10];
- «трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ от присоединения Акт-7 (рисунок 4)» [10].

Основные потребители подстанции «Актюбинская» 35/10 кВ относятся к III категории надёжности, однако на всех присоединениях есть также потребители I и II категорий надёжности, которые были подключены к подстанции в 2010-2021 гг. Совокупная доля потребителей I и II категорий надёжности на подстанции по состоянию на 2022 г. составляет около 40%.

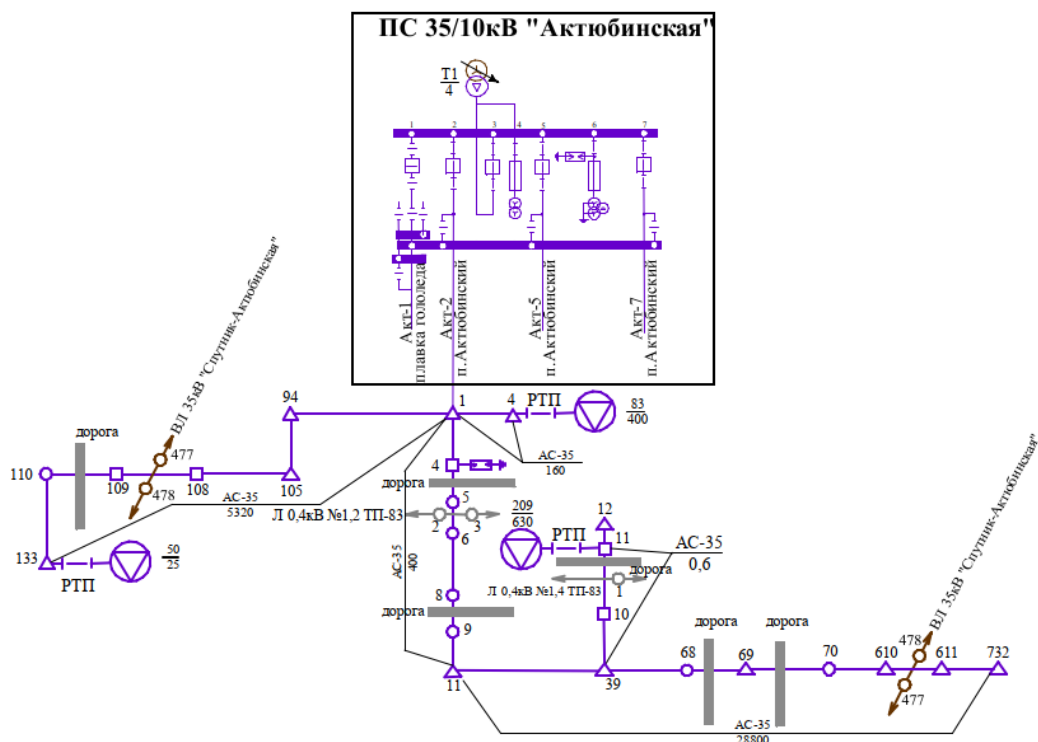


Рисунок 2 – Трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ от присоединения «Акт-2» ТП-35/10 кВ «Актюбинская»

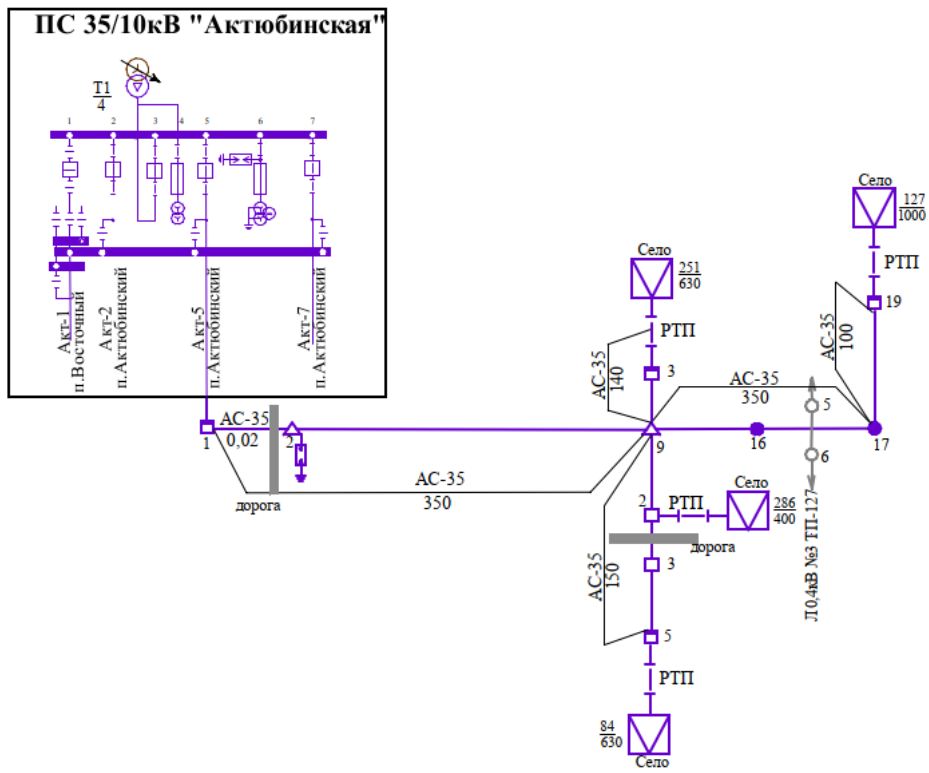


Рисунок 3 - Трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ от присоединения «Акт-5» ТП-35/10 кВ «Актюбинская»

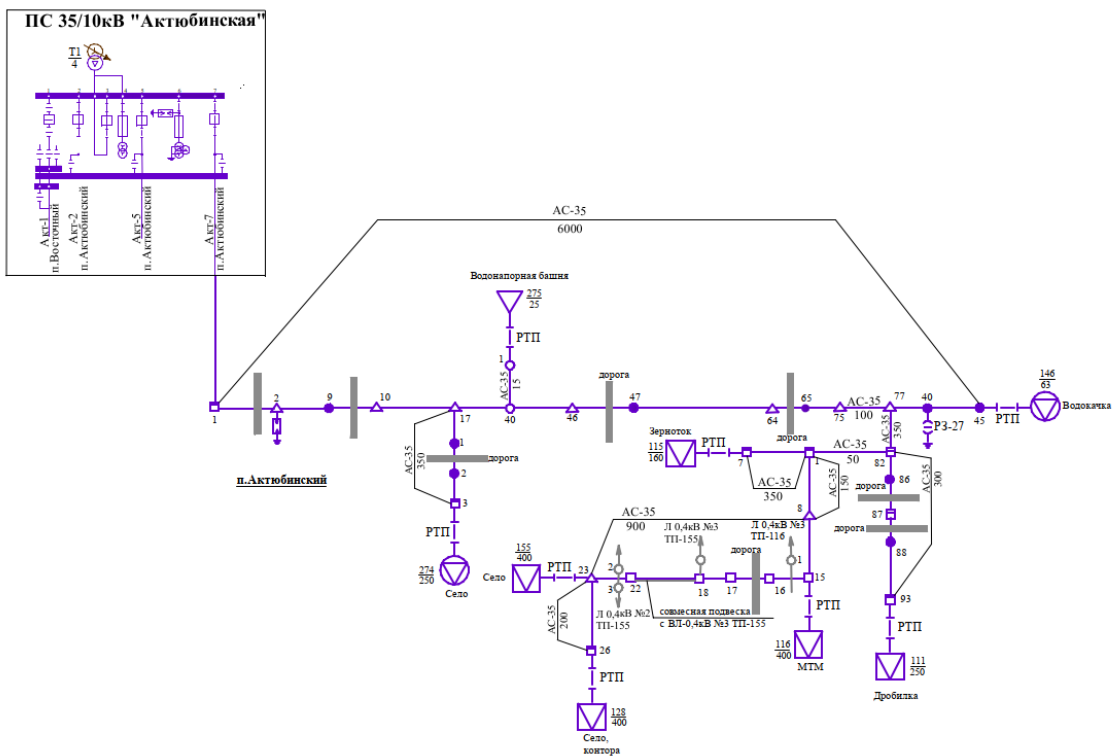


Рисунок 4 – Трансформаторная подстанция 10/0,4кВ от присоединения «Акт-7» ТП-35/10 кВ «Актюбинская»

Технические данные нагрузки потребителей подстанции (включая нагрузку собственных нужд и СПГ) ТП-35/10 кВ «Актюбинская» представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические данные нагрузки потребителей и собственных нужд и СПГ на ТП-35/10 кВ «Актюбинская»

Номер ячейки потребителя	Наименование присоединения	Максимальная активная нагрузка, Рм, кВт
1	Акт-1	550
2	Акт-2	620
4	ТСН	25
5	Акт-5	580
7	Акт-7	600
Всего по ТП-35/10 кВ		2375

Основываясь на приведённой исходной технической характеристике ТП-35/10 кВ Оренбургской области РФ, «далее в работе проводится анализ, систематизация и последующее решение поставленных основных задач» [10].

1.2 Основные нормы проектирования трансформаторных подстанций систем электроснабжения

Основные нормы проектирования трансформаторных подстанций систем электроснабжения заключаются в неукоснительном соблюдении следующих требований [1,10,11]:

- надёжности отдельных элементов, узлов и всей системы электроснабжения в целом;
- экономичности передаче электроэнергии на всех звеньях цепи;
- безопасности обслуживающего персонала при выполнении работ на подстанции;
- возможность модернизации и расширения распределительных устройств подстанции;
- удобство монтажа, ремонта и эксплуатации оборудования

подстанции;

- применение передовых технологий в сфере разработки оборудования подстанций, а также схемных решений;
- применение негабаритных конструкций;
- обеспечение постоянного и качественного оперативного контроля параметров и характеристик оборудования подстанции;
- применение качественного и достаточного аппарата автоматизации всех процессов на подстанции;
- соблюдение и контроль параметров электроэнергии, передаваемой потребителям подстанции на всех уровнях;
- возможность локализации узлов с лимитами энергопотребления и/или значительными потерями электроэнергии;
- контроль перетоков мощности на всех уровнях в узлах и ветвях схемы подстанции;
- обеспечение ограничения ненормальных режимов на подстанции.

Далее кратко приводится основная характеристика наиболее важных требований, перечисленных выше.

Более двух трансформаторов встречаются на понизительных подстанциях крайне редко [15].

В этом случае они должны быть обоснованы технико-экономическим расчётом [12].

Известно, что в системах электроснабжения трансформаторных подстанций должна быть обеспечена надёжные условия для коммутации и защиты как отдельных звеньев цепи, так и всей подстанции в целом.

«Для этой цели используют как отключающую коммутационную аппаратуру, так и отдельные устройства релейной защиты и автоматики, выполняющие роль сигнализатора повреждений» [10].

Все электрические аппараты должны быть выбраны по расчётной нагрузке с учётом резервирования и проверены по максимальным токам

короткого замыкания на предмет электромеханической совместимости и прочности в аварийных режимах [15].

«Связь между элементами на понижающих подстанциях осуществляется с помощью сетей разного назначения и устройства» [2,3].

«К сетям относятся воздушные, кабельные линии различных классов напряжения, а также шинопроводы» [10].

«Каждый тип электрических сетей имеет свои преимущества и недостатки, поэтому применяется в каждой конкретной ситуации на основании, как правило, технических и экономических критериев выбора, а также условий электробезопасности» [17].

Например, по критериям электробезопасности прокладка воздушных линий электропередачи с использованием неизолированных проводов в настоящее время запрещена [5].

«Известно, что системам электроснабжения понижающих трансформаторных подстанций всех типов и классов напряжения предъявляются требования по надёжности, качеству и экономичности электроснабжения» [10,11].

«Качество поставляемой электроэнергии имеет одно из основных значений на подстанциях» [4].

«Нормы и критерии электроэнергии находятся в довольно жёстких числовых рамках, что позволяет эффективно контролировать данный цикл в целом» [10].

«Кроме того, одним из основных аспектов при разработке схем электрических сетей современных трансформаторных подстанций является непосредственная экономичность системы электроснабжения» [8].

Экономичность заключается в уменьшении расходов путём внедрения перспективных схемных решений, долгосрочной модернизации, уменьшения затрат на монтаж, эксплуатацию и ремонт оборудования, минимизация амортизационных отчислений, а также снижение капитальных

вложений в проект за счёт применения современных перспективных решений.

Подводя итог, можно сказать, что «приведённые выше требования нормативных документов, которые предъявляются к схемам и системам электроснабжения понижающих трансформаторных подстанций в целом, обязательные к применению в энергосистемах современного типа» [10].

«В частности, эти требования также необходимо использовать в данной работе» [10].

«Неукоснительное выполнение основных требований и аспектов к схемам и оборудованию трансформаторных подстанций «приводит к реализации технически грамотного проекта, обеспечивающего высокую эффективность внедрения принятых решений и экономическую целесообразность внедрения основных мероприятий требуемой модернизации оборудования электрической части понизительной подстанции «Актюбинская» класса напряжения 35/10 кВ» [10].

Все требования нормативных документов должны быть учтены в работе при подготовке проекта реконструкции подстанции.

1.3 Обоснование необходимости реконструкции подстанции

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

- модернизацию устаревших электрических аппаратов в РУ-35 кВ и РУ-10 кВ, которая реализуется путём замены их на современные модели и марки, отличающиеся улучшенными техническими и экономическими характеристиками;
- реконструкцию схемы электрических соединений подстанции на стороне 35 кВ, предусматривающей установку второго трансформатора

на подстанции, так как в связи с изменением категоричности новых потребителей подстанции, примерно 40% которых относится к I и II категории надёжности, необходим второй источник питания в виде силового трансформатора, а также реконструкция схемы электрических соединений ОРУ-35 кВ и РУ-10 кВ, обусловленных данным фактом. Данные аспекты соответствуют требованиям [1,10], которые предъявляются к электрическим схемам для питания объектов I и II категорий надёжности.

Далее проводится краткое описание каждого из перечисленных этапов реконструкции электрической части понизительной подстанции «Актюбинская» класса напряжения 35/10 кВ.

«В результате проведения анализа было установлено, что в силовой части РУ-35 кВ и РУ-10 кВ, рассматриваемой в работе понизительной подстанции переменного напряжения, находятся некоторые морально и технически устаревшие и выработавшие свой ресурс электрические аппараты, которые необходимо заменить на новые современные аппараты соответствующих марок и модификаций» [10].

Установлено, что к таким аппаратам в РУ-35 кВ и РУ-10 кВ на рассматриваемой подстанции «Актюбинская» относятся:

- устаревшие масляные баковые и горшковые выключатели высокого напряжения, которые являются морально и физически устаревшими марками оборудования;
- устаревшие разъединители, выработавшие свой коммутационный ресурс и, поэтому, крайне ненадёжные.

Остальные аппараты, установленные на ТП-35/10 кВ «Актюбинская» класса напряжения 35/10 кВ Оренбургской области РФ, «техническое состояние которых нормальное, в работе необходимо проверить на работоспособность в нормальном и послеаварийном режимах согласно требованию нормативных документов» [1,4,6,10].

«Внедрение принятых рекомендаций по модернизации оборудования силовой части ТП-35/10 кВ «Актюбинская» позволит значительно повысить надёжность» [10], экономичность, электробезопасность и экологичность на объекте исследования, при этом значительно снизив затраты времени и финансовой составляющей на монтаж, обслуживание и ремонт данного оборудования.

Кроме того, в схеме электрических соединений подстанции ТП-35/10 кВ «Актюбинская» класса напряжения 35/10 кВ Оренбургской области РФ необходимо провести реконструкцию схемы электрических соединений подстанции на стороне 35 кВ, предусматривающей установку второго трансформатора на подстанции, так как в связи с изменением категоричности новых потребителей подстанции, примерно 40% которых относится к I и II категории надёжности, необходим второй источник питания в виде силового трансформатора, а также реконструкция схемы электрических соединений ОРУ-35 кВ и РУ-10 кВ, обусловленных данным фактом.

Данные аспекты соответствуют требованиям [10], которые предъявляются к электрическим схемам подстанций энергосистемы для питания объектов I и II категорий надёжности.

Такая реконструкция обеспечит значительно более высокий уровень надёжности с применением условий резервирования и секционирования, что положительно скажется на бесперебойном электроснабжении потребителей объекта исследования.

Помимо основного мероприятия по реконструкции – установки и ввода силового трансформатора на подстанции, как следствие этого, также параллельно внедряются следующие мероприятия по реконструкции схемы электрических соединений подстанции, а именно:

– реконструкция схемы электрических соединений ОРУ-35 кВ, заключающаяся в установке ремонтной перемычки с двумя разъединителями для обеспечения резервирования, а также для регулирования процессов перетоков мощности в схеме ОРУ-35 кВ (при

необходимости). При этом в схеме ОРУ-35 кВ после установки второго трансформатора необходимо обеспечить отдельный режим работы каждого фидера (блока «линия – трансформатор»), что отвечает нормам и требованиям [10];

– реконструкция схемы электрических соединений РУ-10 кВ с применением отдельного питания и двух секций сборных шин (каждая секция будет питаться от своего трансформатора без связи с соседней секцией). При этом резервирование в схеме РУ-10 кВ, согласно требованиям [10], будет осуществлено с помощью секционного выключателя, который должен обеспечивать питание секции сборных шин, оставшейся без напряжения, от второй секции.

«Основываясь на краткой исходной характеристике потребителей подстанции переменного тока ТП-35/10 кВ «Актюбинская» класса напряжения 35/10 кВ Оренбургской области РФ, приведённой в таблице 1, а также на исходной схеме главных электрических соединений подстанции, далее в работе проводится решение поставленных основных задач» [10].

Предложенные «мероприятия по приведённым этапам реконструкции подстанции детально рассматриваются в работе далее» [10].

Выводы по разделу 1.

В результате выполнения раздела, осуществлён анализ исходных данных с приведением основных технических характеристик понизительной подстанции «Актюбинская» класса напряжения 35/10 кВ Оренбургской области РФ.

«На основании приведённых исходных данных, а также нормативных сведений и источников, обоснована необходимость и целесообразность мероприятий по проведению реконструкции понизительной подстанции» [10] «Актюбинская» класса напряжения 35/10 кВ Оренбургской области РФ.

На основе детального анализа в работе установлено, что данная реконструкция электрической части понизительной подстанции

«Актюбинская» класса напряжения 35/10 кВ в работе включает в себя два основных этапа.

На первом этапе проводится модернизация устаревших «электрических аппаратов в РУ-35 кВ и РУ-10 кВ, осуществляемая путём их замены на современные модели и марки, отличающиеся улучшенными техническими» [10] и экономическими характеристиками.

Второй этап включает непосредственную реконструкцию схемы электрических соединений подстанции на стороне 35 кВ, предусматривающей ввод второго силового трансформатора, и, как следствие, реконструкцию ОРУ-35 кВ и РУ-10 кВ подстанции, что соответствует требованиям [10], предъявляемым к электрическим схемам подстанций для питания объектов I и II категорий надёжности.

Предложенные мероприятия по реконструкции понизительной подстанции «Актюбинская» класса напряжения 35/10 кВ Оренбургской области РФ в работе осуществляется применением перспективных технических решений и современных расчётных методик.

2 Реконструкция электрической части подстанции

2.1 Расчёт электрических нагрузок

Далее в работе проводится расчёт электрических нагрузок подстанции, целью которого является определение расчётных электрических нагрузок всех потребителей, а также суммарной расчётной нагрузки подстанции.

Основой для расчёта являются технических данных потребителей понизительной подстанции «Актюбинская» класса напряжения 35/10 кВ Оренбургской области РФ, приведённых в работе ранее в таблице 1.

При этом расчётная активная нагрузка присоединений принимается равной максимальной фактической активной нагрузке (с нормативным коэффициентом загрузки, равного единице).

Расчётная реактивная и полная нагрузка присоединений потребителей понизительной подстанции «Актюбинская» класса напряжения 35/10 кВ Оренбургской области РФ, определяется так [12]:

$$Q_{np} = P_{np} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{номр}, \quad (1)$$

где P_{np} , Q_{np} , – соответственно значения расчётных активной и реактивной нагрузок понизительной подстанции «Актюбинская» класса напряжения 35/10 кВ Оренбургской области РФ.

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

где S_{np} – значения полной расчётной нагрузки понизительной подстанции «Актюбинская» класса напряжения 35/10 кВ Оренбургской области РФ.

Расчёт электрических нагрузок присоединений потребителей на реконструируемой понизительной подстанции «Актюбинская» класса

напряжения 35/10 кВ Оренбургской области РФ проводится «на примере присоединения «Акт-1» (ячейка №1 РУ-10 кВ) по условиям (1) и (2)» [10]

$$Q_{пр.} = 550 \cdot 0,54 = 297 \text{ квар.}$$

$$S_{пр.} = \sqrt{550^2 + 297^2} = 625,1 \text{ кВА.}$$

Аналогично проведён расчёт электрических нагрузок остальных присоединений потребителей 10 кВ понизительной подстанции ТП-35/10 кВ «Актюбинская» с приведением результатов расчёта в форме результирующей таблицы 2. При расчёте нагрузок учитывается схема электрических соединений подстанции, полученная после внедрения мероприятий по реконструкции: разделения нагрузок на две секции сборных шин 10 кВ и установка второго ТСН для нового трансформатора (ввод 2).

В таблице 2 результаты расчёта нагрузок для наглядности разделены на секции сборных шин 10 кВ.

Результаты расчёта нагрузок, полученные в результирующей таблице 2, округляются до десятых после запятой (без учёта значения коэффициента одновременности).

Таблица 2 – Результаты расчёта электрических нагрузок присоединений потребителей и собственных нужд ТП-35/10 кВ «Актюбинская» после внедрения мероприятий по реконструкции объекта

Номер секции шин РУ-10 кВ	Номер ячейки потребителя	Наименование присоединения	$P_{пр.}$, кВт	$Q_{пр.}$, квар	$S_{пр.}$, кВА
I	2	Акт-1	550,0	297,0	625,1
I	3	Акт-2	620,0	334,8	704,6
I	5	ТСН-1	25,0	13,5	28,4
Всего по I секции шин РУ-10 кВ (без учёта значения K_o)			1195,0	645,3	1358,1
II	8	Акт-5	580,0	313,2	659,2
II	9	Акт-7	600,0	324,0	681,9
II	11	ТСН-2	25,0	13,5	28,4
Всего по II секции шин РУ-10 кВ (без учёта значения K_o)			1205,0	650,7	1369,5
Всего по ТП-35/10 кВ (без учёта значения K_o)			2400,0	1296,0	2727,6

Далее определяются значения расчётных нагрузок секций шин РУ-10 кВ и всей подстанции с учётом значения коэффициента одновременности максимума нагрузок (K_0).

В данном случае этот расчёт важен, так как позволяет выбрать и проверить силовые трансформаторы подстанции, которые питают отдельно свои секции сборных шин РУ-10 кВ.

«Значение расчётной активной нагрузки секций шин РУ-10 кВ и всей реконструируемой ТП-35/10 кВ «Актюбинская» с учётом значения коэффициента одновременности максимума нагрузок» [16]

$$P_{ПС} = K_0 \sum_{i=1}^n P_{np}, \quad (3)$$

где « K_0 – значение коэффициента одновременности максимумов нагрузки на шинах 10 кВ ТП-35/10 кВ Оренбургской области» [10].

По условию (3) на примере I секции шин РУ-10 кВ

$$P_{II} = 0,9 \cdot 1195 = 1075,5 \text{ кВт}.$$

«Значение расчётной реактивной нагрузки секций шин РУ-10 кВ и всей реконструируемой ТП-35/10 кВ «Актюбинская» с учётом значения коэффициента одновременности максимума нагрузок» [16]

$$Q_{II} = K_0 \sum_{i=1}^n Q_{np}. \quad (4)$$

Согласно (4) на примере I секции шин РУ-10 кВ ТП-35/10 кВ

$$Q_{II} = 0,9 \cdot 645,3 = 580,8 \text{ квар}.$$

Значение расчётной полной нагрузки секций шин РУ-10 кВ и всей ТП-35/10 кВ «Актюбинская» с учётом значения коэффициента одновременности максимума нагрузок [12]

$$S_{II} = \sqrt{P_{II}^2 + Q_{II}^2}. \quad (5)$$

Согласно (5) на примере I секции шин РУ-10 кВ ТП-35/10 кВ «Актюбинская»

$$S_{II} = \sqrt{1075,5^2 + 580,8^2} = 1222,3 \text{ кВА}.$$

Аналогично проведены расчёты нагрузок секций сборных шин РУ-10 кВ и всей подстанции с учётом значения коэффициента одновременности максимума нагрузки и результаты представлены в форме таблицы 3.

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

Наименование секции (ТП)	P_{II} , кВт	Q_{II} , квар	S_{II} , кВА
Всего по I секции шин РУ-10 кВ (с учётом значения K_o)	1075,5	580,8	1222,3
Всего по II секции шин РУ-10 кВ (с учётом значения K_o)	1084,5	585,6	1232,5
Всего по ТП-35/10 кВ (с учётом значения K_o)	2160	1166,4	2454,8

Результаты, полученные при расчёте электрических нагрузок ТП-35/10 кВ Оренбургской области РФ, используются в работе далее для выбора и проверки трансформаторов, проводников и аппаратов.

При этом в работе используются как значения расчётных нагрузок секций сборных шин подстанции, так и значения расчётных нагрузок присоединений потребителей, а также результаты расчётов нагрузок всей реконструируемой ТП-35/10 кВ Оренбургской области РФ.

2.2 Выбор силовых трансформаторов подстанции

Как было указано ранее, на рассматриваемой в работе подстанции переменного напряжения 35/10 кВ «Актюбинская» до проведения реконструкции был установлен трансформатор 1Т – ТМН-4000/35.

После внедрения мероприятий по реконструкции схемы электрических соединений подстанции обоснована установка двух силовых трансформаторов, номинальную мощность которых необходимо выбрать далее.

Как известно, «требуемая установленная номинальная (паспортная) мощность силового трансформатора для его установки в результате проведения реконструкции на подстанции переменного напряжения 35/10 кВ «Актюбинская», определяется по условию» [13]:

$$S_{ном.т.р} = 0,7 \cdot S_{ПС}, МВА. \quad (6)$$

где « $S_{ПС}$ – полная расчетная нагрузка реконструируемой» [10] подстанции переменного напряжения 35/10 кВ «Актюбинская», кВА.

Для расчёта выбирается нагрузка подстанции с учётом коэффициента одновременности.

По условию (6):

$$S_{ном.т.р} = 0,7 \cdot 2454,8 \approx 1718,4 \text{ кВА}.$$

Исходя из полученных результатов расчёта, предварительно выбирается для установки на подстанции переменного напряжения 35/10 кВ «Актюбинская» после проведения реконструкции, два силовых трансформатора марки ТМН-2500/35.

Силовой трансформатор марки ТМН-4000/35 рекомендуется заменить, так как он будет постоянно недогружен, что повлечёт резкое увеличение реактивной мощности в сети потребителей и увеличение потерь холостого хода.

Проверочный расчёт силового трансформатора по расчётной мощности заключается в том, что номинальная мощность трансформатора должна быть не меньше расчётной мощности [7]:

$$S_{ном.т}, кВА \geq S_{ном.т.р}, кВА. \quad (7)$$

Из результатов расчёта можно сделать вывод, что номинальная мощность силовых трансформаторов, установленных на подстанции переменного напряжения 35/10 кВ «Актюбинская», превышает расчётное значение, полученное по условию (7)

$$S_{ном.т} = 2500 кВА \geq S_{ном.т.р} = 1718,4 кВА.$$

Условия проверки трансформаторов по расчётной мощности и потребляемой нагрузке соответствуют требуемым.

Однако правилами и требованиями [10] дополнительно необходимо также дополнительно проверить выбранные трансформаторы по допустимой нагрузке и перегрузочной способности, исходя из принятых значений коэффициента загрузки выбранных трансформаторов на понизительной подстанции.

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

$$K_{з.н} = \frac{0,5 \cdot S_{ПС}}{S_{НОМ.Т}} \leq 0,7. \quad (8)$$

Коэффициент загрузки трансформатора подстанции переменного напряжения 35/10 кВ «Актюбинская» в послеаварийном режиме не должен превышать значения 1,4 [7]:

$$K_{з.н} = \frac{S_{ПС}}{S_{НОМ.Т}} \leq 1,4. \quad (9)$$

Проводится проверка трансформаторов подстанции переменного напряжения 35/10 кВ «Актюбинская» по условиям загрузки каждого трансформатора в нормальном режиме.

Условно принимается, что на каждый из двух силовых трансформаторов подстанции нагрузка распределяется равномерно.

Проверка по условию (8):

$$K_{з.н} = \frac{0,5 \cdot 2454,8}{2500} = 0,49 \leq 0,7.$$

«В послеаварийном режиме один силовой трансформатор подстанции принимает на себя нагрузку всей подстанции с учётом отключения потребителей III категории надёжности» [10].

Исходя из этого требования, проверка по условию (9) для трансформаторов подстанции переменного напряжения 35/10 кВ «Актюбинская», будет иметь следующий вид:

$$K_{з.н} = \frac{2454,8}{2500} = 0,98 \leq 1,4.$$

Условие всех требуемых проверок соблюдается, следовательно, силовые трансформаторы марки ТМН-2500/35, выбранные для установки на

подстанции переменного напряжения 35/10 кВ «Актюбинская» после проведения реконструкции, подходят для установки на объекте.

2.3 Выбор сечения проводников на подстанции

Далее необходимо провести выбор и проверку проводников подстанции переменного напряжения 35/10 кВ «Актюбинская».

В работе выбору подлежат «проводники воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ (питающие линии от энергосистемы к силовым трансформаторам) и 10 кВ (отходящие линии к потребителям)» [10].

«Все они выполнены воздушными линиями с применением проводов марки АС» [10].

«Известно, что выбор сечений воздушных линий электропередачи (ВЛЭП) осуществляется по экономической плотности тока по известному выражению» [10]

$$F_{\text{э}} = \frac{I_n}{j_{\text{э}}}, \quad (10)$$

где I_n – «нормальный рабочий ток линии, А» [10];

$j_{\text{э}}$ – «экономически выгодная плотность тока, А/мм²» [10].

Следовательно, для корректного выбора сечения проводников воздушных линий необходимо провести расчёт максимальных токов присоединений 35 кВ и 10 кВ (соответственно, питающей и распределительной сетей подстанции).

Поэтому далее в работе проводится расчёт максимальных рабочих токов на подстанции переменного напряжения 35/10 кВ «Актюбинская» Оренбургской области РФ.

Расчёт максимальных рабочих токов проводится с учётом резервирования в схеме подстанции по выражению [18]:

$$I_m = K_p \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}} = K_p \cdot I_n, \quad (11)$$

где S_p – максимальное значение нагрузки, кВА [7];

K_p – коэффициент резервирования нагрузки подстанции согласно схеме электрических соединений (принимается в работе с учётом отключения потребителей III категории надёжности $K_p = 1,4$) [7].

По условию (11) проводится расчёт максимального рабочего тока силовых трансформаторов подстанции на стороне 35 кВ с учётом их максимальной нагрузки (рассчитана в работе ранее), а также с условием необходимого резервирования в схеме электрических соединений подстанции согласно [10]

$$I_m = 1,4 \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 35} \approx 57,7 \text{ A.}$$

Остальные результаты расчётов максимальных рабочих токов ТП-35/10 кВ «Актюбинская» в работе получены аналогично.

При этом «резервирование линий 10 кВ, отходящих к потребителям» [13], также должны быть учтены при расчёте. Данное резервирование осуществляется через секционный выключатель в РУ-10 кВ подстанции.

Результаты расчётов максимальных рабочих токов ТП-35/10 кВ «Актюбинская» представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты расчётов максимальных рабочих токов ТП-35/10 кВ «Актюбинская»

Номер секции шин РУ-10 кВ	Номер ячейки потребителя	Наименование присоединения (линии)	$S_{м.}, кВА$	$I_{м.}, А$	$I_{н.}, А$
Сеть 35 кВ					
-	-	Т1	2500	41,2	57,7
-	-	Т2	2500	41,2	57,7
Сеть 10 кВ					
I	2	Акт-1	625,1	36,1	50,5
I	3	Акт-2	704,6	40,7	57,0
II	8	Акт-5	659,2	38,1	53,3
II	9	Акт-7	681,9	39,4	55,2

Расчитанные значения максимальных токов для сети 35 кВ и 10 кВ используются далее для выбора сечения проводов воздушных линий подстанции.

Также эти расчётные данные используются при выборе и проверке электрических аппаратов в работе далее.

Исходя из расчитанных значений максимальных рабочих токов линий, далее в работе проводится выбор сечения проводов марки АС напряжением 35 кВ (питающие линии) и 10 кВ (распределительные линии).

Выбор и проверку сечения провода ВЛ проводится на примере первого силового трансформатора подстанции на стороне 35 кВ с учётом его максимального рабочего тока, сечение его питающей линии на стороне высшего напряжения [8]:

$$F_{э.р} = \frac{41,2}{1,1} = 37,5 \text{ мм}^2.$$

Исходя из полученных результатов расчёта, для первого силового трансформатора подстанции на стороне 35 кВ с учётом его максимальной нагрузки, принимается сечение 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 [10].

Известно, что после предварительного выбора сечений проводников воздушных линий, необходимо проверить их по двум условиям:

- по условию допустимого перегрева;
- по механической прочности.

Проверка проводников всех типов по условиям допустимого перегрева подразумевает собой сравнение максимального тока линии с длительно-допустимым током проводника [12]:

$$I_{\partial} \geq I_{м}, \quad (12)$$

где I_{∂} – «значение длительно – допустимого тока выбранного проводника стандартного сечения, А» [7].

«По механической прочности проводники воздушных линий» [10] должны быть не меньшего сечения, чем стандартное минимально-допустимое сечение для условий местности по гололёду и ветру, с учётом типа опор и количества цепей линии, а также назначения линии.

Математически это условие выражается так [12]:

$$F_{ст} \geq F_{мин}, \text{ мм}^2. \quad (13)$$

Значит, в данной работе, исходя из перечисленных условий, с учётом климатических данных, а также таблиц и диаграмм, приведённых в разделе 3 [10], минимальные сечения проводов АС [9]:

- для линий 35 кВ – не менее 35 мм²;
- для линий 10 кВ – не менее 25 мм².

Проверка выбранного сечения линии для питания для первого силового трансформатора подстанции на стороне 35 кВ с предварительно выбранным проводом марки АС-50/8 (сечение 50 мм²):

– по условиям допустимого перегрева в максимальном режиме (условие (12)):

$$210 \text{ A} > 57,7 \text{ A}.$$

– по условию механической прочности провода по климатическим и механическим факторам (условие (13)):

$$50 \text{ мм}^2 \geq 35 \text{ мм}^2.$$

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 после её реконструкции.

Аналогично выбраны остальные проводники питающей (35 кВ) и распределительной (10 кВ) сетей подстанции (таблица 5).

Таблица 5 – Результаты выбора и проверки сечения линий питающей (35 кВ) и распределительной (10 кВ) сетей подстанции

Напряжение	Номер ячейки РУ-10 кВ	Линия к присоединению	Сечение провода	Марка провода	I_0 , А
35 кВ	-	1Т	50	АС-50/8	210
35 кВ	-	2Т	50	АС-50/8	210
10 кВ	2	Акт-1	35	АС-35/6,2	175
10 кВ	3	Акт-2	35	АС-35/6,2	175
10 кВ	8	Акт-5	35	АС-35/6,2	175
10 кВ	9	Акт-7	35	АС-35/6,2	175

Для ТСН и вводов силовых трансформаторов на стороне 10 кВ провода воздушных линий не используются (для этой цели на подстанции

применяется жёсткий шинопровод). Поэтому для данных присоединений выбор проводников линий 10 кВ в работе не проводится.

Все выбранные проводники как питающей (35 кВ), так и распределительной (10 кВ) сетей подстанции, удовлетворяют условиям выбора и проверки, поэтому могут быть применены на данном объекте в результате реконструкции. Результаты выбора линий питающей (35 кВ) и распределительной (10 кВ) сетей подстанции показаны в графической части работы.

2.4 Определение токов короткого замыкания на подстанции

Расчёт токов КЗ необходим для проверки новых аппаратов, которые устанавливаются на подстанции в результате проведения реконструкции согласно принятых ранее решений.

Поэтому, так как номинальных ступеней напряжения в схеме объекта исследования две, на них проводится расчёт токов КЗ в максимальном режиме работы системы (режим трёхфазного КЗ).

Так как на ТП-35/10 кВ «Актюбинская» в результате проведения её реконструкции установлены два одинаковых по номиналу и мощности силовых трансформатора, следовательно, результаты расчёта токов КЗ в сети 10 кВ за ними будут также одинаковыми.

При этом в работе проводится расчёт токов КЗ в максимальном режиме работы, в котором на подстанции остаётся один силовой трансформатор.

Поэтому в работе «расчёт искомых трёхфазных токов КЗ в максимальном режиме проводится в расчётной точке К1 – сеть напряжением 35 кВ (на шинах 35 кВ подстанции), в расчётной точке К2 – сеть напряжением 10 кВ (на выводах НН трансформатора 1Т)» [10].

«Исходная упрощённая схема для расчёта токов КЗ на ТП-35/10 кВ «Актюбинская» представлена на рисунке 5» [10].

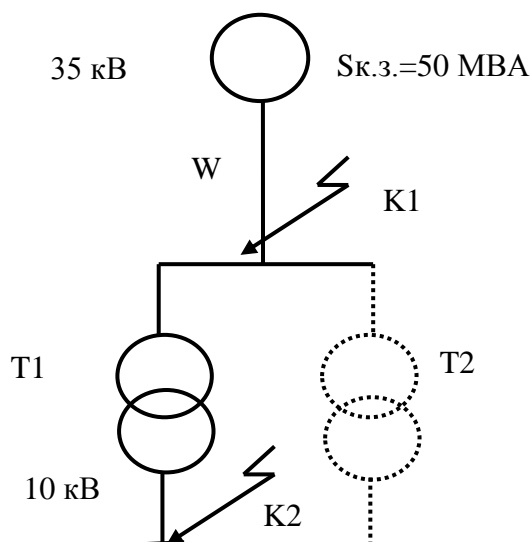


Рисунок 5 – Исходная упрощённая схема для расчёта токов КЗ в максимальном режиме на ТП-35/10 кВ «Актюбинская» (Т2 – отключён, питание Т1 – по одной линии 35 кВ)

В качестве основной базисной ступени для расчёта в работе выбирается ступень высшего напряжения – 35 кВ.

Мощность энергосистемы принимается равной номинальной полной мощности трансформаторов ТП-35/10 кВ «Актюбинская» [16].

«Результаты расчётов токов КЗ, полученные на неосновной ступени (10 кВ), приводятся к основной ступени напряжения путём умножения результата на коэффициент трансформации силового трансформатора подстанции» [17].

«Далее в работе принимаются базисные условия» [17] при расчёте в именованных единицах.

Базисная мощность также для удобства принимается равной номинальной полной мощности трансформаторов ТП-35/10 кВ «Актюбинская»:

$$S_{\sigma} = 2,5 \text{ MVA.}$$

Базисное напряжение схемы определяется так [6]:

$$U_{\sigma} = 1,05 \cdot U_{ном}, \text{кВ.} \quad (14)$$

По условию (14)

$$U_{\sigma,1} = 1,05 \cdot 35 = 36,75 \text{кВ.}$$

$$U_{\sigma,2} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{кВ.}$$

Базисный ток на сторонах ВН и НН схемы [8]:

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

По условию (15)

$$I_{\sigma 1} = \frac{2,5}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 0,04 \text{ кА.}$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{2,5}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,14 \text{ кА.}$$

«Схема замещения для расчёта токов короткого замыкания на» [17]
ТП-35/10 кВ «Актюбинская» в максимальном режиме с учётом приведённых
выше технических условий, представлена на рисунке 6.

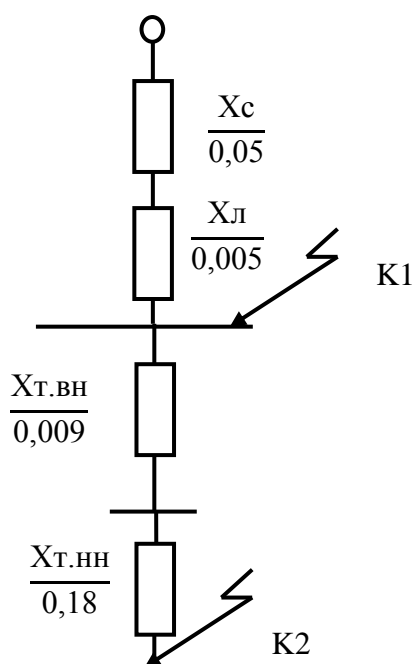


Рисунок 6 – Исходная схема замещения для расчёта токов КЗ на ТП-35/10 кВ «Актюбинская» в максимальном режиме

Далее проводится расчёт сопротивлений схемы замещения в именованных единицах.

Обобщённое индуктивное сопротивление питающей энергосистемы при приведении к базисным условиям и с учётом данных КЗ на «шинах энергосистемы, определяется отношением базисной мощности к мощности короткого замыкания на шинах системы» [17]:

$$X_c = \frac{S_{\sigma}}{S_{КЗ}}. \quad (16)$$

Численное значение обобщённого индуктивного сопротивления системы с учётом мощности КЗ на шинах энергосистемы при приведении к «базисным условиям» [17]:

$$X_c = \frac{2,5}{50} = 0,05 \text{ Ом.}$$

«Индуктивное сопротивление питающей воздушной линии 35 кВ с учётом её сечения и длины, при приведении к базисным условиям» [17]:

$$X_{л} = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp.cm}^2}, \quad (17)$$

где X_0 – «удельное сопротивление ВЛ, Ом/км» [17];

L – «суммарная длина ВЛ, км» [17].

По условию (17)

$$X_{л} = 0,4 \cdot 6,5 \cdot \frac{2,5}{36,75^2} = 0,005 \text{ Ом.}$$

«Индуктивное значение сопротивления обмоток ВН (напряжение 35 кВ) силового трансформатора» [17] подстанции определяется по известному выражению [17]:

$$X_{т.вн} = \frac{0,125 \cdot U_{квн\%} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{н.т.}}. \quad (18)$$

Для трансформатора подстанции (2500 кВА) с учётом приведения к базисным условиям схемы:

$$X_{т.вн} = \frac{0,125 \cdot 7,5 \cdot 2,5}{100 \cdot 2,5} = 0,009 \text{ Ом.}$$

Сопротивление обмоток НН (напряжение 10 кВ) силового трансформатора, установленного на подстанции, определяется по известному выражению так [17]:

$$X_{т.нн} = \frac{1,75 \cdot U_{квн\%} \cdot S_{б.}}{100 \cdot S_{н.т.}} \quad (19)$$

Для трансформатора подстанции (2500 кВА) с учётом приведения к базисным условиям схемы:

$$X_{т.нн} = \frac{1,75 \cdot 10,5 \cdot 2,5}{100 \cdot 2,5} = 0,18 \text{ Ом.}$$

Полученные расчётные «параметры схемы замещения наносятся на исходную схему замещения» [17].

«Далее проводится преобразование исходной схемы замещения с целью расчёта токов КЗ в точке К1 (рисунок 7)» [17].

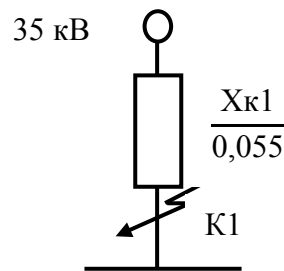


Рисунок 7 – «Схема замещения, преобразованная для точки К1» [17]

«Результирующее сопротивление до расчётной точки К1» [9]

$$X_{к1} = X_c + X_l \quad (20)$$

«Поэтому» [17]

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

«Начальное действующее значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания (максимальное значение тока трёхфазного КЗ) в расчётной точке К1» [17]

$$I_{\text{по1}} = \frac{E}{X_{\kappa1}} \cdot I_{\sigma}, \quad (21)$$

где « E_c - сверхпереходная ЭДС энергосистемы, $E_c=1$ » [17].

«По условию (21)» [17]

$$I_{\text{поК1}} = \frac{1}{0,055} \cdot 0,04 = 0,8 \text{ кА.}$$

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

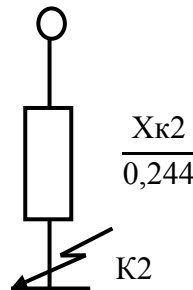


Рисунок 8 – «Схема замещения для расчетов тока КЗ в точке К2» [17]
Проводится расчёт результирующих сопротивлений и токов КЗ в расчётной точке К2.

«Расчёт для точки К2 аналогичен расчёту для точки К1 (с учётом большего числа сопротивлений, входящих в цепь КЗ)» [17].

«Поэтому» [9]:

$$X_{\kappa2} = X_c + X_l + X_{\text{т.вн}} + X_{\text{т.нн}}. \quad (22)$$

$$X_{\kappa2} = 0,05 + 0,005 + 0,009 + 0,18 = 0,244 \text{ Ом.}$$

«Начальное действующее значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания (максимальное значение) в точке К2 с учётом того, что данная точка находится не на основной ступени, результат необходимо умножить на коэффициент трансформации» [17] трансформатора ТП-35/10 кВ «Актюбинская» [9]:

$$I_{\text{по}2} = \frac{E}{X_{\text{к}2}} \cdot I_{\text{б}2} \cdot K_m. \quad (23)$$

По условию (23)

$$I_{\text{по}K2} = \frac{1}{0,244} \cdot 0,14 \cdot \frac{36,75}{10,5} \approx 2 \text{ кА}.$$

«Значение ударного тока в расчётной точке К1» [9]:

$$i_{\text{уд}1} = \sqrt{2} k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{по}1}. \quad (24)$$

$$i_{\text{уд}1} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 0,8 = 1,81 \text{ кА}.$$

«Значение ударного тока в расчётной точке К2» [9]:

$$i_{\text{уд}2} = \sqrt{2} k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{по}2}. \quad (25)$$

$$i_{\text{уд}K2} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 2 = 3,96 \text{ кА}.$$

«В работе значение двухфазного тока короткого замыкания (минимального расчётного тока КЗ) в расчётных точках КЗ схемы определяется так» [14]:

$$I_{\text{но}(\text{min})} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{но}}. \quad (26)$$

«Далее в работе определяется численное значение двухфазного тока короткого замыкания (минимального расчётного тока КЗ) в расчётных точках схемы ТП-35/10 кВ «Актюбинская»» [14]:

$$I_{no(min)K1} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,8 = 0,69 \text{ кА.}$$

$$I_{no(min)K2} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,0 = 1,73 \text{ кА.}$$

«Все полученные в работе результаты расчёта токов короткого замыкания (трёхфазного, двухфазного), а также ударных токов, выполненных в расчётных точках КЗ схемы понизительной подстанции ТП-35/10 кВ «Актюбинская» Оренбургской области РФ, приведены в таблице 5» [17].

Таблица 5 – «Результаты расчетов токов короткого замыкания в расчётных точках схемы на понизительной подстанции Оренбургской области РФ» [17]

Параметр	Единица измерения	Числовое значение параметра	
		Точка К1	Точка К2
I_{no}	кА	0,8	2,0
$i_{y\delta}$	кА	1,81	3,96
$I_{no (min)}$	кА	0,69	1,73

«Полученные результаты расчетов токов короткого замыкания на ТП-35/10 кВ «Актюбинская» используются в работе далее при выборе и проверке оборудования данной подстанции» [17].

2.5 Выбор и проверка электрических аппаратов

Одним из этапов предложенных мероприятий по реконструкции рассматриваемой в работе подстанции «Актюбинская» класса напряжения 35/10 кВ Оренбургской области РФ является модернизация оборудования РУ-35 кВ и РУ-10 кВ.

Поэтому далее в работе проводится анализ и выбор современных технических решений по модернизации оборудования с последующим выбором типов современного оборудования.

Как было указано ранее, в работе модернизации подлежат выключатели высокого напряжения и разъединители ОРУ-35 кВ и РУ-10 кВ. Поэтому их современные типы будут рассмотрены и проанализированы в работе далее.

Современные технические решения по модернизации оборудования подстанций включают применение нового современного оборудования, которое характеризуется следующими техническими и экономическими критериями [19,20]:

- высокая надёжность узлов, механизмов и систем оборудования (критерий 1);
- повышенный коммутационный ресурс, минимальный износ главной и дугогасительной контактных систем (критерий 2);
- стабильное отключение больших токов (критерий 3);
- применение современных способов гашения электрической дуги (критерий 4);
- повышенная электробезопасность (критерий 5);
- экологическая безопасность (критерий 6);
- пожаробезопасность (критерий 7);
- взрывобезопасность (критерий 8);
- удобства и минимум затрат времени на монтаж, обслуживание и ремонт (критерий 9);
- минимум финансовых затрат с коротким сроком окупаемости вложений (критерий 10);
- возможность дальнейшей модернизации (критерий 11).

Проводится анализ разработок основных типов выключателей высокого напряжения по приведённым выше критериям. Результаты анализа приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты анализа типов выключателей высокого напряжения для применения на понизительной подстанции ТП-35/10 кВ «Актюбинская» 35/10 кВ Оренбургской области РФ

Тип выключателя	Порядковый номер критерия сравнения											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Масляный	+	+	+	-	+	-	-	-	-	-	-	-
Воздушный	+	-	+	-	+	+	+	-	-	-	-	+
Вакуумный	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Электромагнитный	+	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Элегазовый	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Автогазовый	+	-	-	-	+	+	-	+	-	-	-	-

В результате проведения анализа основных типов выключателей высокого напряжения установлено, что для применения в современных электроустановках рекомендованы следующие типы современных выключателей:

- вакуумный;
- электромагнитный;
- элегазовый.

Аналогично проводится анализ основных типов разъединителей с приведением результатов в таблице 7.

В сетях напряжением 35 кВ и 10 кВ (классы напряжения, которые есть на рассматриваемой в работе понизительной подстанции 35/10 кВ Оренбургской области РФ, в основном используются разъединители горизонтально-поворотного типа и разъединители вертикально-поворотного типа наружной установки.

В таблице 7 проведён анализ их устаревших и современных модификаций по принятым критериям, приведённым выше (для разъединителей используются не все критерии сравнения).

Таблица 7 – Результаты анализа типов разъединителей высокого напряжения для применения на понизительной подстанции ТП-35/10 кВ «Актюбинская» 35/10 кВ Оренбургской области РФ

Тип разъединителя	Порядковый номер критерия сравнения									
	1	2	5	6	7	8	9	10	11	
Разъединители горизонтально-поворотного типа (устаревшие модификации)	-	-	-	-	+	+	-	-	-	
Разъединители вертикально-поворотного типа (устаревшие модификации)	-	-	-	-	+	+	-	-	-	
Разъединители горизонтально-поворотного типа (современные модификации)	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
Разъединители вертикально-поворотного типа (современные модификации)	+	+	+	+	+	+	+	+	+	

В результате проведения анализа разработок и типов инновационного оборудования установлено, что для применения на понизительной подстанции 35/10 кВ «Актюбинская» рекомендовано использовать следующие современные типы оборудования:

- выключатели высокого напряжения – вакуумный, электромагнитный, элегазовый;
- разъединители – современные модификации разъединителей горизонтально-поворотного и вертикально-поворотного типа.

Выбор конкретных марок данных аппаратов для их непосредственной установки в РУ-35 кВ и РУ-10 кВ понизительной подстанции 35/10 кВ «Актюбинская» проводится в работе далее при выборе и проверке электрических аппаратов. Учитывая результаты проведённого анализа, выбор конкретных марок данных аппаратов для их непосредственной установки в РУ-35 кВ и РУ-10 кВ понизительной подстанции 35/10 кВ «Актюбинская» проводится в данном разделе.

Модернизация понизительной подстанции 35/10 кВ в работе осуществлена с применением перспективных технических решений и современных расчётных методик.

Внедрение принятых решений по модернизации оборудования подстанции повысит показатели энергоэффективности и является одной из ключевых тенденций управления развитием системы электроснабжения.

Разработанные и внедрённые мероприятия по модернизации оборудования позволят значительно повысить надёжность схемы электрических соединений подстанции и потребителей в целом.

На основании обзора современных типов оборудования, проведён предварительный выбор марок (типономиналов) электрических аппаратов, которые рекомендуется установить в РУ-35 кВ и РУ-10 кВ ТП-35/10 кВ «Актюбинская» вместо устаревшего оборудования (таблица 8).

Всё выбранное современное оборудование, которое будет установлено на ТП-35/10 кВ «Актюбинская», разработано одним заводом-изготовителем ООО «НТЭАЗ Электрик», что облегчает процесс покупки, доставки и монтажа, а также последующего обслуживания и ремонта.

Таблица 8 – Предварительный выбор марок (типономиналов) электрических аппаратов, которые рекомендуется установить в РУ-35 кВ и РУ-10 кВ ТП-35/10 кВ Оренбургской области РФ

Тип аппарата	Марка (типономинал) аппарата	Производитель
ОРУ-35 кВ		
Выключатель высокого напряжения	ВР35НС-35-20/1600	ООО «НТЭАЗ Электрик»
Разъединитель	РГП-НТ-35-25/1000 УХЛ1	ООО «НТЭАЗ Электрик»
РУ-10 кВ		
Выключатель высокого напряжения	ВРС-10	ООО «НТЭАЗ Электрик»
Разъединитель	РВ-10/630УХЛ2	ООО «НТЭАЗ Электрик»

Далее на основании расчётов необходимо проверить предварительно выбранное оборудование для установки на ТП-35/10 кВ «Актюбинская», а также параллельно проверить электрические аппараты, которые не нуждаются в замене.

«Выбор аппаратов высокого напряжения в общем виде производится по номинальным значениям напряжения и тока по условиям» [12]:

$$U_{уст} \leq U_n; \quad (27)$$

$$I_{раб.макс.} \leq I_n. \quad (28)$$

«Для отключающих аппаратов проверка на ток отключения» [12]:

$$I_{п.т} \leq I_{отк.ном}. \quad (29)$$

«Проверка на отключение аperiodической составляющей тока» [12]:

$$i_{а.т} \leq i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{отк.ном}, \quad (30)$$

где « $\beta_{ном}$ – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе» [12];
 « $i_{а.ном}$ – номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени» [12].

«Проверка на электродинамическую стойкость [12]:

– «по условию номинального тока отключения» [12]:

$$I'' \leq I_{отк.ном}; \quad (31)$$

– «по величине ударного тока» [6,7]:

$$i_y \leq i_{дин.}, \quad (32)$$

где « $i_{дин.}$ – номинальный ток электродинамической стойкости» [12].

«Проверка электрических аппаратов на термическую стойкость» [12]

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

где « I_T – предельный ток термической стойкости по каталогу» [12].

По приведённым выше формулам, далее в работе проводится выбор и проверка нового оборудования для его установки в РУ-35 кВ и РУ-10 кВ ТП-35/10 кВ Оренбургской области РФ.

Так как на подстанции в результате проведения реконструкции используются два одинаковых силовых трансформатора по номинальным мощностям и типам, необходимо проводить выбор нового модернизированного оборудования в цепи одного силового трансформатора (как на стороне 35 кВ, так и на стороне 10 кВ подстанции).

Для второго трансформатора ТП-35/10 кВ «Актюбинская» результаты будут аналогичными.

Помимо выбора новых типов выключателей высокого напряжения и разъединителей, в работе также необходимо проверить работоспособность остальных аппаратов в схеме по новым условиям реконструкции, которые не подлежат замене.

К таким аппаратам относятся трансформаторы тока, трансформаторы напряжения и ограничители перенапряжения.

Этот фактор, учтённый в работе, увеличит точность расчётов и полученных результатов.

Результаты выбора и проверки аппаратов для установки в РУ-35 кВ и РУ-10 кВ ТП-35/10 кВ «Актюбинская» представлены в таблицах 9 и 10.

Выбор аппаратов напряжением 35 кВ для непосредственной установки в цепи трансформатора 1Т приведён в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты выбора оборудования для установки в РУ-35 кВ

Наименование и марка аппарата	Условие	Расчетные величины	Каталожные данные	Выполнение условия
Выключатели ВР35НСМ-20/1600 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 57,7 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$57,7 \text{ А} \leq 1600 \text{ А}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном}$	$I_{н.т} = 0,8 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА}$	$0,8 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 1,81 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 52 \text{ кА}$	$1,81 \text{ кА} \leq 52 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T =$ $= 1,92 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 =$ $= 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$1,92 \text{ кА}^2\text{с} \leq$ $1200 \text{ кА}^2\text{с}$
Разъединители РГП-НТ-35- 25/1000 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 57,7 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$57,7 \text{ А} \leq 1000 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 1,81 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 16 \text{ кА}$	$1,81 \text{ кА} \leq 16 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T =$ $= 1,92 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 16^2 \cdot 3 =$ $= 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$1,92 \text{ кА}^2\text{с} \leq$ $768 \text{ кА}^2\text{с}$
ОПН-П- 35/40,5/10/680-П УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$

В цепи напряжением 10 кВ предварительно выбраны следующие новые электрические аппараты:

- вакуумные выключатели марки ВРС-10 (вводной, секционный, отходящих линий – линейные);
- разъединители горизонтального типа с улучшенной изоляцией марки РВ-10/630УХЛ2.

Все их необходимо проверить по условиям выбора и проверки аппаратов путём сравнения расчётных величин и каталожных данных аппаратов (по секциям шин – СШ).

Результаты выбора аппаратов РУ-10 кВ (1 СШ и 2СШ) для их непосредственной установки на ТП-35/10 кВ приведены в таблице 10.

Все выбранные коммутационные и защитные электрические аппараты проверены по условиям термической стойкости, динамической устойчивости и соответствию максимальным расчётным токам схемы.

Таблица 10 – Результаты выбора аппаратов РУ-10 кВ

Наименование и марка аппарата	Условие	Расчетные величины	Каталожные данные	Выполнение условия
Выключатели ВРС-10	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 202,3 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$202,3 \text{ А} \leq 1600 \text{ А}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном}$	$I_{н.т} = 2,0 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА}$	$2 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 3,96 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 52 \text{ кА}$	$3,96 \text{ кА} \leq 52 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T =$ $= 2^2 \cdot 3 =$ $= 12 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 =$ $= 1200 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$12 \text{ кА}^2 \text{ с} \leq$ $1200 \text{ кА}^2 \text{ с}$
Разъединители РВ-10/630УХЛ2	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 202,3 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$202,3 \text{ А} \leq 630 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 3,96 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 16 \text{ кА}$	$3,96 \text{ кА} \leq 16 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T =$ $= 2^2 \cdot 3 =$ $= 12 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_K = 16^2 \cdot 3 =$ $= 768 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$12 \text{ кА}^2 \text{ с} \leq$ $768 \text{ кА}^2 \text{ с}$
Ограничитель перенапряжения ОПН-П1-10/12/102УХЛ	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$

В результате проведения проверочных расчётов по выбору электрических аппаратов для установки в РУ-35 кВ и РУ-10 кВ ТП-35/10 кВ с целью её модернизации, показано, что все выбранные аппараты отвечают условиям всех требуемых проверок.

Выводы по разделу 2.

В разделе, исходя из задания и принятых решений по реконструкции электрической части объекта исследования, внедрены и проверены расчётным путём принятые мероприятия по реконструкции схемы электрических соединений и модернизации оборудования понизительной подстанции 35/10 кВ «Актюбинская» Оренбургской области РФ.

Для решения поставленных задач в работе были проведены решение следующих основных задач:

- расчёт электрических нагрузок присоединений потребителей и всей подстанции в целом с учётом реконструкции схемы электрических соединений;
- выбор силовых трансформаторов с учётом реконструкции схемы подстанции;
- выбор и проверка электрических аппаратов.

Внедрены практические мероприятия по реконструкции схемы электрических соединений подстанции, в основе которых лежат установка второго силового трансформатора. Помимо этого, также внедрены следующие мероприятия по реконструкции схемы электрических соединений подстанции:

- реконструкция схемы электрических соединений ОРУ-35 кВ, заключающаяся в установке ремонтной перемычки с двумя разъединителями для обеспечения резервирования, а также для регулирования процессов перетоков мощности в схеме ОРУ-35 кВ (при необходимости). При этом в схеме ОРУ-35 кВ после установки второго трансформатора обеспечен отдельный режим работы каждого фидера (блока «линия – трансформатор»), что отвечает нормам и требованиям [10];
- реконструкция схемы электрических соединений РУ-10 кВ с применением отдельного питания и двух секций сборных шин (каждая секция будет питаться от своего трансформатора без связи с соседней секцией). При этом резервирование в схеме РУ-10 кВ, согласно требованиям [10], который должен обеспечивать питание секции сборных шин, оставшейся без напряжения, от второй секции.

В результате проведения анализа разработок и типов оборудования установлено, что для применения на понизительной подстанции 35/10 кВ

«Актюбинская» рекомендовано использовать следующие современные типы оборудования:

- выключатели высокого напряжения – вакуумный, электромагнитный, элегазовый;
- разъединители – современные модификации разъединителей горизонтально-поворотного и вертикально-поворотного типа.

Основываясь на результатах данного анализа, на ТП-35/10 кВ «Актюбинская» внедрены мероприятия по модернизации оборудования:

- выбрано и проверено новое оборудование для установки в РУ-35 кВ подстанции, а именно: выключатели высокого напряжения марки ВР35НСМ; разъединители марки РГП-НТ-35-25/1000 УХЛ1;
- выбрано и проверено новое оборудование для установки в РУ-10 кВ подстанции: выключатели высокого напряжения марки ВРС-10; разъединители марки РВ-10/630УХЛ2.

Всё выбранное оборудование изготавливает один завод-изготовитель, что позитивно сказывается на условиях транспортировки, монтажа и ввода в эксплуатацию.

Также в работе, на основе расчёта электрических нагрузок установлено, что в результате модернизации на (производитель – ООО «НТЭАЗ Электрик») необходимо установить два силовых трансформатора марки ТМН-2500/35, которые выдержат перегрузку в послеаварийном режиме работы.

Выбраны и проверены сечения воздушных линий электропередачи на ТП-35/10 кВ «Актюбинская», включая питающую линию 35 кВ и отходящие линии 10 кВ.

Расчётным путём показано, что внедрённые практические мероприятия по реконструкции ТП-35/10 кВ «Актюбинская» Оренбургской области РФ позволят значительно повысить надёжность схемы электрических соединений подстанции и потребителей в целом.

3 Организация монтажных работ в связи с реконструкцией подстанции

3.1 Организация монтажных работ

Далее в работе проводится описание организации монтажных работ на ТП-35/10 кВ «Актюбинская» Оренбургской области РФ в связи с мероприятиями по реконструкции подстанции, разработанными и описанными в настоящей работе ранее.

Организация «строительно-монтажных работ в условиях реконструкции подстанции должно быть увязано с производственной деятельностью» [8].

«Заказчик и подрядчик должны определить порядок согласованных действий и назначить ответственного за оперативное руководство работами» [8].

«Демонтаж существующего оборудования» [8] осуществляется на первом этапе с учётом требований безопасности по утверждённым технологическим картам.

Доставка стройматериалов и нового оборудования осуществляется на «производственную базу ПО «Восточные электрические сети» филиала ПАО «Россети Волга»-«Оренбургэнерго» до дальнейшего распоряжения Заказчика» [8].

«Отверстия под железобетонные стойки, а также выемку грунта, необходимо производить бурильно-крановой машиной БКМ-317» [8].

«Монтаж всех конструкций на ТП-35/10 кВ «Актюбинская» Оренбургской области РФ производится автокраном КС-35716-5» [12].

«Производство земляных работ под маслоуловитель» [8] нового силового трансформатора, устанавливаемого на ТП-35/10 кВ «Актюбинская» Оренбургской области РФ вследствие проведения реконструкции, «осуществляется экскаватором ЭО-2621 с вывозом грунта за пределы

строительной площадки в отвал. Монтаж сборных железобетонных блоков» [8] опорных конструкций ОРУ-35 кВ на ТП-35/10 кВ «Актюбинская» Оренбургской области РФ необходимо производить автокраном КС35715-10.

Под железобетонные стойки опорных конструкций оборудования ОРУ-35 кВ ТП-35/10 кВ «Актюбинская» Оренбургской области РФ, необходимо пробурить отверстия диаметром 450 мм бурильно-крановой машиной марки БКМ-317.

Установку силовых трансформаторов на ТП-35/10 кВ «Актюбинская» Оренбургской области РФ необходимо «производить автокраном КС 35715-10 на фундаментные плиты ФП 1» [8].

«Под фундаментные плиты нового силового трансформатора заливается монолитное бетонное основание толщиной» [8] не менее 250 мм.

Место, оставшиеся после демонтажа старого силового трансформатора, укрепляют бетоном или армируют с последующей его перезаливкой (при необходимости).

«Бетон доставляется на стройплощадку после того, как место заливки бетоном (площадка) подготовлено к бетонированию» [8].

Для подъезда к монтажной площадке подстанции, включая ОРУ-35 кВ, место для установки трансформаторов и РУ-10 кВ, необходимо предусмотреть двухслойное асфальтобетонное покрытие щебеночной подготовки, шириной не менее 4,5 м. После подготовительных строительных работ и демонтажа старого оборудования, на ТП-35/10 кВ «Актюбинская» Оренбургской области РФ проводится монтаж нового оборудования в следующей последовательности [8]:

- монтаж силового оборудования ОРУ-35 кВ;
- монтаж силового оборудования РУ-10 кВ;
- монтаж соединительных конструкций к оборудованию (проводов, кабелей, шинопроводов);
- монтаж вторичных цепей: релейной защиты, автоматики, сигнализации, средств контроля и измерений;

– монтаж освещения подстанции.

После выполнения монтажа нового оборудования объекта производится его пробное включение в работу и наладка с последующей сдачей в эксплуатацию.

3.2 Техника безопасности при выполнении монтажных работ

При выполнении монтажных работ на ТП-35/10 кВ «Актюбинская» Оренбургской области РФ в связи с её реконструкцией, необходимо строго соблюдать меры по обеспечению охраны труда в действующих электроустановках, включая меры по электробезопасности, пожарной безопасности и экологической безопасности [5,8].

«Известно, что персонал, выполняющий работы в действующих электроустановках» [8]:

- «должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты и коллективной защиты» [8];
- «должен быть обучен безопасным методам и приемам выполнения работ и оказания помощи пострадавшим на производстве» [8];
- «должен пройти инструктаж по охране труда, стажировку на рабочем месте, проверку знаний требований охраны труда» [8];
- «должен пройти обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические (в течение трудовой деятельности) медицинские осмотры» [8].

«Кроме того, непосредственную ответственность за соблюдение охраны труда в подразделениях несут и руководители этих подразделений: начальники служб, смен, участков, мастера и прочие ответственные работники, которые назначаются приказами по предприятию» [8].

«На объекте исследования производственные опасности заключаются в получении травм различной степени тяжести при выполнении работ по монтажу, ремонту и обслуживанию оборудования, получение ожогов частей

тела и слизистых оболочек, падение с высоты при выполнении работ, травмы, обусловленные попаданием частей тела под различные трущиеся и вращающиеся поверхности» [8].

«Профилактическими мероприятиями при производственных видах опасностей являются их недопущение применением организационных и технических мероприятий» [8].

«К таким мероприятиям относятся проведение инструктажей, ограждение рабочих и опасных мест, контроль выполнения работы несколькими членами бригады» [8].

«Особое внимание следует уделить средствам защиты от поражения электрическим током при работе в электроустановках» [5].

«К таким средствам относятся перчатки, диэлектрические коврики и подставки, инструменты, защитные маски и очки. Все они должны быть проверены непосредственно перед началом работ. Кроме того, срок их эксплуатации должен быть в норме» [5].

«Просроченный рабочий и защитный инструмент ни в коем случае использовать нельзя, так как это является прямой угрозой жизни и здоровью людей» [5].

Сварные работы выполняет электросварщик, который имеет квалификацию не ниже 3 разряда [8].

Сварку на ТП-35/10 кВ «Актюбинская» Оренбургской области РФ необходимо «производить ручной электродуговой сваркой» [5].

«При производстве электросварочных работ в помещении и на открытой площадке вблизи места работ должно быть не менее двух человек» [5].

«Место работы электросварщика должно быть освобождено от огнеопасных материалов на расстоянии не менее 5 м, а от взрывоопасных материалов и оборудования (газогенераторов, газовых баллонов) на расстоянии, не менее 10 м» [5].

«При производстве электросварочных работ проверить исправность средств индивидуальной защиты и предохранительных приспособлений (щитков, темных стекол, рукавиц)» [5].

«Заказчик и подрядчик должны определить порядок согласованных действий на ТП-35/10 кВ «Актюбинская» Оренбургской области РФ и назначить ответственного за оперативное руководство работами» [5], которому поручается также и организация мероприятий по охране труда на объекте.

Все указанные мероприятия обязательны к применению и внедрению во время выполнения монтажных работ по реконструкции ТП-35/10 кВ «Актюбинская» Оренбургской области РФ.

Выводы по разделу 3.

В разделе проведено описание основных работ по организации монтажных работ в связи с реконструкцией ТП-35/10 кВ «Актюбинская» Оренбургской области РФ.

Приведены основные этапы выполнения монтажных работ, особенности и техника, которые применяются для данной цели.

Описаны основные «мероприятия по технике безопасности при выполнении монтажных работ на объекте» [5].

Заключение

В результате выполнения работы проведена реконструкция трансформаторной понижающей подстанции ТП-35/10 кВ Оренбургской области РФ. На основе анализа схемы электрических соединений и оборудования подстанции, разработаны рекомендации по реконструкция электрической части понизительной подстанции «Актюбинская» класса напряжения 35/10 кВ, включающие в себя следующие основные этапы:

- модернизацию устаревших электрических аппаратов в РУ-35 кВ и РУ-10 кВ, которая реализуется путём замены их на современные модели и марки, отличающиеся улучшенными техническими и экономическими характеристиками;
- реконструкцию схемы электрических соединений подстанции на стороне 35 кВ, предусматривающей установку второго трансформатора на подстанции, так как в связи с изменением категоричности новых потребителей подстанции, примерно 40% которых относится к I и II категории надёжности, необходим второй источник питания в виде силового трансформатора, а также реконструкция схемы электрических соединений ОРУ-35 кВ и РУ-10 кВ, обусловленных данным фактом. Данные аспекты соответствуют требованиям, которые предъявляются к электрическим схемам для питания объектов I и II категорий надёжности.

Помимо этого, также внедрены следующие мероприятия по реконструкции схемы электрических соединений подстанции:

- реконструкция схемы электрических соединений ОРУ-35 кВ, заключающаяся в установке ремонтной перемычки с двумя разъединителями для обеспечения резервирования, а также для регулирования процессов перетоков мощности в схеме ОРУ-35 кВ (при необходимости). При этом в схеме ОРУ-35 кВ после установки второго

трансформатора обеспечен отдельный режим работы каждого фидера (блока «линия – трансформатор»);

– реконструкция схемы электрических соединений РУ-10 кВ с применением отдельного питания и двух секций сборных шин. При этом резервирование в схеме РУ-10 кВ осуществлено с помощью секционного выключателя, который должен обеспечивать питание секции сборных шин, оставшейся без напряжения, от второй секции.

Основываясь на результатах данного анализа, на ТП-35/10 кВ «Актюбинская» внедрены мероприятия по модернизации оборудования:

– выбрано и проверено новое оборудование для установки в РУ-35 кВ подстанции, а именно: выключатели высокого напряжения марки ВР35НСМ; разъединители марки РГП-НТ-35-25/1000 УХЛ1;

– выбрано и проверено новое оборудование для установки в РУ-10 кВ подстанции: выключатели высокого напряжения марки ВРС-10; разъединители марки РВ-10/630УХЛ2.

Всё выбранное оборудование проверено на термическую и электродинамическую стойкость к токам короткого замыкания, а также на условие соответствия максимальным рабочим токам, рассчитанным в работе.

Также в работе, на основе расчёта электрических нагрузок установлено, что в результате модернизации на (производитель – ООО «НТЭАЗ Электрик») необходимо установить два силовых трансформатора марки ТМН-2500/35.

Выбраны и проверены сечения воздушных линий электропередачи на ТП-35/10 кВ «Актюбинская», включая питающую линию 35 кВ и отходящие линии 10 кВ. Проведено описание основных организации монтажных работ в связи с реконструкцией ТП-35/10 кВ «Актюбинская» Оренбургской области.

Показано, что внедрённые практические мероприятия по реконструкции ТП-35/10 кВ «Актюбинская» позволят значительно повысить надёжность схемы электрических соединений подстанции и потребителей в целом.

Список используемых источников

1. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
2. Кадомская К.П., Лавров Ю.А. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. 343 с.
3. Курдюмов В.И., Зотов Б.И. Проектирование и расчет средств обеспечения безопасности. М.: Колос, 2016. 184 с.
4. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности при эксплуатации электроустановок (ПОТ РМ-016-2001): (серия 17, норматив. док. по надзору в электроэнергетике). М.: ОАО «Научно-технический центр по безопасности в промышленности», 2016. 208 с.
5. Михайлов Ю.М. Охрана труда при эксплуатации электроустановок. М.: Издательство «Альфа-Пресс», 2017. 224 с.
6. 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.
7. Никитенко Г.В. Электрооборудование, электротехнологии и электроснабжение. Дипломное проектирование: Учебное пособие. СПб.: Лань, 2018. 316 с.
8. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. 4-е изд., перераб. и доп. М: Энергоатомиздат, 2017. 174 с.
9. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Госэнергонадзор Минэнерго России. М.: ЗАО «Энергосервис», 2017.
10. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). М.: Альвис, 2018. 632 с.
11. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для студентов учреждений среднего

профессионального образования. М.: ИЦ Академия, 2019. 448 с.

12. Сибикин Ю.Д. Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования промышленных предприятий и установок. – Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. 464 с.

13. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение. Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. 328 с.

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

15. 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: 22.08.2022).

16. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ (ред. от 29.07.2017) «Об энергосбережении, повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

17. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. М.: Форум, Инфра. 2018. 136 с.

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

19. Copley P. Marketing Communications Management: Concepts and Theories, Cases and Practices. Oxford: Butterworth-Heinemann, 2018. 441 p.

20. Hirsch J.E. An Index to Quantify an Individual's Scientific Research Output that Takes into Account the Effect of Multiple Co-authorship. Scientometrics, 2020, vol. 85, no. 3, pp. 741–754. doi: 10.1007/s11192-010-0193-

9