

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 подстанции 110/35 кВ «Западно-Салымская»

Обучающийся

В. Ю. Кобзев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.п.н., доцент, М. Н. Третьякова

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

Консультант

к.п.н., доцент, А. В. Кириллова

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

Тольятти 2023

## Аннотация

В работе осуществлена разработка рекомендаций по реконструкции понизительной подстанции ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская», обусловленная значительным увеличением нагрузки потребителей объекта.

В связи с этим, на подстанции проведена замена двух старых трансформаторов, на два новых трансформатора большей номинальной мощности. Таким образом, увеличившаяся суммарная мощность подстанции ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская», позволит питать новые потребителя нефтяных кустов и скважин.

Также произведена модернизация основного оборудования распределительных устройств ОРУ-110 кВ и ОРУ-350 кВ подстанции, которая заключается в замене некоторых морально и технически устаревших электрических аппаратов на современные марки и модели, обладающие высокими критериями надёжности, экономичности, экологичности, быстродействия, селективности (избирательности), электробезопасности и прочими аналогичными показателями.

На основе проведённого анализа схемы электрических соединений и характеристик ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская», осуществлён выбор и проверка нового оборудования, нуждающегося в замене, а также аргументированное расчётное обоснование оборудования, которое не требует замены.

Проверены устройства молниезащиты и заземления подстанции.

Выбраны и обоснованы уставки основных защит трансформаторов и линий подстанции.

Результатом работы является разработка, проверка и реализация технических решений, позволяющих внедрить качественные мероприятия по реконструкции схемы электрических соединений с учётом модернизации электрооборудования ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская».

## **Abstract**

The work carried out the development of recommendations for the reconstruction of the step-down substation SS-110/35 kV «Zapadno-Salymkaya», due to a significant increase in the load of consumers of the facility.

In this regard, two old transformers were replaced at the substation with two new transformers of higher rated power. Thus, the increased total capacity of substation SS-110/35 kV «Zapadno-Salymkaya» will allow feeding new consumers of oil clusters and wells.

Also, the main equipment of switchgears of 110 kV outdoor switchgear and 35 kV outdoor switchgear of the substation was upgraded, which consists in replacing some obsolete and technically obsolete electrical devices with modern brands and models that have high criteria for reliability, efficiency, environmental friendliness, speed, selectivity (selectivity), electrical safety and other similar indicators.

Based on the analysis of the electrical connection diagram and characteristics of the 110/35 kV Zapadno-Salymkaya substation, a selection and verification of new equipment in need of replacement was carried out, as well as a reasoned calculation justification for equipment that does not require replacement.

Substation lightning protection and grounding devices were checked.

The settings for the main protection of transformers and substation lines have been selected and justified.

The result of the work is the development, verification and implementation of technical solutions that allow the implementation of high-quality measures for the reconstruction of the electrical connection scheme, taking into account the modernization of the electrical equipment of the 110/35 kV Zapadno-Salymkaya substation.

## Содержание

Введение.....	4
1 Анализ электрооборудования ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская».....	7
2 Разработка принципиальной схемы ПС 110/35 кВ «Западно-Салымская», расчёт электрических нагрузок и выбор силовых трансформаторов .....	17
2.1 Обоснование реконструкции схемы ПС 110/35 кВ «Западно- Салымская».....	17
2.2 Расчёт электрических нагрузок .....	20
2.3 Проверка силовых трансформаторов подстанции с учётом увеличения электрических нагрузок потребителей .....	25
3 Расчёт сечений и выбор проводников на ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» .....	30
4 Расчёт токов короткого замыкания .....	37
5 Выбор и проверка электрических аппаратов .....	46
6 Проверка системы заземления и молниезащиты подстанции.....	52
6.1 Расчёт защитного заземления .....	52
6.2 Расчёт молниезащиты подстанции.....	56
7 Релейная защита и автоматика ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» .....	59
7.1. Выбор блоков релейной защиты и автоматики подстанции .....	59
7.2 Выбор первичных токов и коэффициентов трансформации трансформаторов тока .....	60
7.3 Расчёт уставок релейной защиты трансформаторов.....	62
7.4 Расчёт уставок релейной защиты линий.....	67
Заключение .....	71
Список используемых источников.....	74

## Введение

Очевидно, что развитие энергетической системы стран является одним из основных критериев экономического и технического развития потенциала. С развитием промышленности увеличиваются потребляемые мощности, растут нагрузки потребителей, что сказывается на генерации, передаче и потреблении электрической энергии. Такая связь является важнейшей составляющей современного научно-технического прогресса.

Известно, что система электроснабжения Российской Федерации сегодня носит централизованный характер. Такая система хороша тем, что обеспечивает значительный резерв мощности и бесперебойное питание потребителей от многих источников энергосистемы. Определённо, что в традиционной энергетике электроэнергия вырабатывается турбогенераторами на атомных и тепловых электростанциях, а также гидрогенераторами на гидроэлектростанциях. Для передачи электроэнергии на большие расстояния, с учётом весьма значительных мощностей и потерь электроэнергии, на выходе из электростанций находятся повышающие автотрансформаторы, после которых посредством линий электропередач высокого и сверхвысокого напряжения, согласно традиционной схеме, получает питание сеть понижающих питающих подстанций (1150-110 кВ), которые, в свою очередь, далее питают потребительские подстанции на номинальном напряжении 110-0,4 кВ.

Очевидно, что основными составляющими современных понижающих трансформаторных подстанций является совокупность силовых трансформаторов, автотрансформаторов и распределительных устройств. Именно благодаря их слаженной работе обеспечиваются условия надёжности, электробезопасности, быстродействия и селективности (избирательности).

Фактически, такими показателями обладают современные разработки электрических аппаратов, активно внедряющихся в последнее время для применения в распределительных устройствах трансформаторных

подстанций энергосистемы всех типов и классов напряжения.

Таким образом, установлено, что применение современных электрических аппаратов в распределительных устройствах трансформаторных подстанций энергосистемы всех типов создаёт необходимые условия для обеспечения нормальной и надёжной работоспособности не только самой подстанции, но и всей электрической сети и, как результат, - всей энергосистемы в целом.

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

Основной целью работы является разработка рекомендаций по реконструкции понизительной подстанции ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская», обусловленная значительным увеличением нагрузки потребителей объекта, а также необходимостью в модернизации оборудования.

Объектом исследования в работе является понизительная подстанция переменного напряжения энергосистемы ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская».

Предметом исследования являются схема электрических соединений, а также электрические сети и аппараты напряжением 110 кВ и 35 кВ рассматриваемой в работе подстанции ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская».

Для реализации поставленной цели работы, на подстанции проведена замена двух старых трансформаторов, на два новых трансформатора большей номинальной мощности. Таким образом, увеличившаяся суммарная мощность подстанции ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская», позволит питать новые потребителя нефтяных кустов и скважин, без перегрузки силовых трансформаторов и оборудования подстанции.

Также в работе произведена модернизация основного оборудования распределительных устройств 110 кВ и 35 кВ подстанции, которая

заключается в замене некоторых морально и технически устаревших электрических аппаратов на современные марки и модели, обладающие высокими критериями надёжности, экономичности, экологичности, быстродействия, селективности (избирательности), электробезопасности и прочими аналогичными показателями.

На основе проведённого анализа схемы электрических соединений и характеристик ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская», осуществлён выбор и проверка нового оборудования, нуждающегося в замене, а также аргументированное расчётное обоснование оборудования, которое не требует замены.

Оборудование выбрано по расчётной нагрузке с учётом резервирования и проверены по максимальным токам короткого замыкания на предмет электромеханической совместимости и прочности в аварийных режимах. Проверены устройства молниезащиты и заземления подстанции. Выбраны и обоснованы уставки основных защит трансформаторов и линий подстанции.

Также в работе, в связи с изменением номинальной мощности трансформаторов в результате реконструкции, выбраны и проверены новые проводники питающих линий 110 кВ, а также распределительных линий подстанции.

При разработке проекта, также должны быть учтены соответствие действующим электротехническим, строительным и технологическим нормам, которые предусматривают мероприятия, обеспечивающие конструктивную надёжность, взрывопожарную, пожарную безопасность объекта, защиту населения и устойчивую работу объекта в чрезвычайных ситуациях, а также защиту окружающей природной среды при его эксплуатации [7].

Результатом работы является разработка, проверка и реализация технических решений, позволяющих внедрить качественные мероприятия по реконструкции схемы электрических соединений с учётом модернизации электрооборудования ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская».

## **1 Анализ электрооборудования ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская»**

Приводится исходная характеристика схемы электрических соединений и оборудования подстанции ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения.

Рассматриваемая в работе ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская», является одной из потребительских подстанций региональных электрических сетей Западно-Салымского нефтяного месторождения, обеспечивая электроснабжение потребителей электроэнергии нефтяных кустов и скважин, исходя из данных [4].

Западно-Салымское нефтяное месторождение территориально расположено в ХМАО.

Оно открыто в 1987 году и является одним из наиболее перспективных месторождений нефти на территории страны [4].

На сегодняшний день разведанные запасы нефти Западно-Салымского нефтяного месторождения составляют около 100 миллионов тонн, ведётся дальнейшее исследование шельфа [4].

Перспективные запасы нефти на месторождении могут превышать фактические в несколько раз [4].

Это делает Западно-Салымское нефтяное месторождение одним из наиболее перспективных и развивающихся нефтяных месторождений в стране [4].

Таким образом, с увеличением объёмов добычи нефти, необходимо увеличивать и мощности на питающих подстанциях. Решение данного вопроса рассматривается в работе детально.

По месту расположения в энергосистеме ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения является узловой подстанцией, от которой, при необходимости, происходит распределение потоков электроэнергии на другие подстанции.



Подстанция выполняет важнейшую роль в резервировании потребления электроэнергии в системе электроснабжения всего региона, выполняя роль также транзитной подстанции для питания узлов на напряжении 110 кВ.

Исходя из этого, установлено, что ПС-220/110/10 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения получает питание от двух независимых источников электроэнергии, так как от неё питаются потребители 1 и 2 категорий надёжности, следовательно, на данном объекте в силу приведённых обстоятельств требуется обеспечить надёжность схемных решений [7].

Это отражено в схемах электрических соединений её распределительных устройств.

Конструктивный тип подстанции: открытый.

Вид обслуживания: постоянный дежурный персонал.

Район климатических условий: по ветру – 45м/с, по гололеду – 30мм.

Связь на подстанции ПС-220/110/10 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения – высокочастотная проводная, а также спутниковая и телефонная.

На ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения есть следующие ячейки вводов для обеспечения централизованного питания (согласно диспетчерским наименованиям):

- ввод 1 – диспетчерское наименование «В1» (применяется ВЛ-110 кВ с проводом АСК-120);
- ввод 2 – диспетчерское наименование «В2» (применяется ВЛ-110 кВ с проводом АСК-120).

Таким образом, в исходной схеме внешнего электроснабжения рассматриваемой в работе ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, обеспечен необходимый и достаточный уровень резервирования внешней системы электроснабжения, достаточный для питания потребителей 1 и 2 категорий надёжности согласно требованиям [10].

На объекте проектирования (ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения) находятся следующие основные конструктивные составляющие, описание которых представлено ниже (рисунок 1).

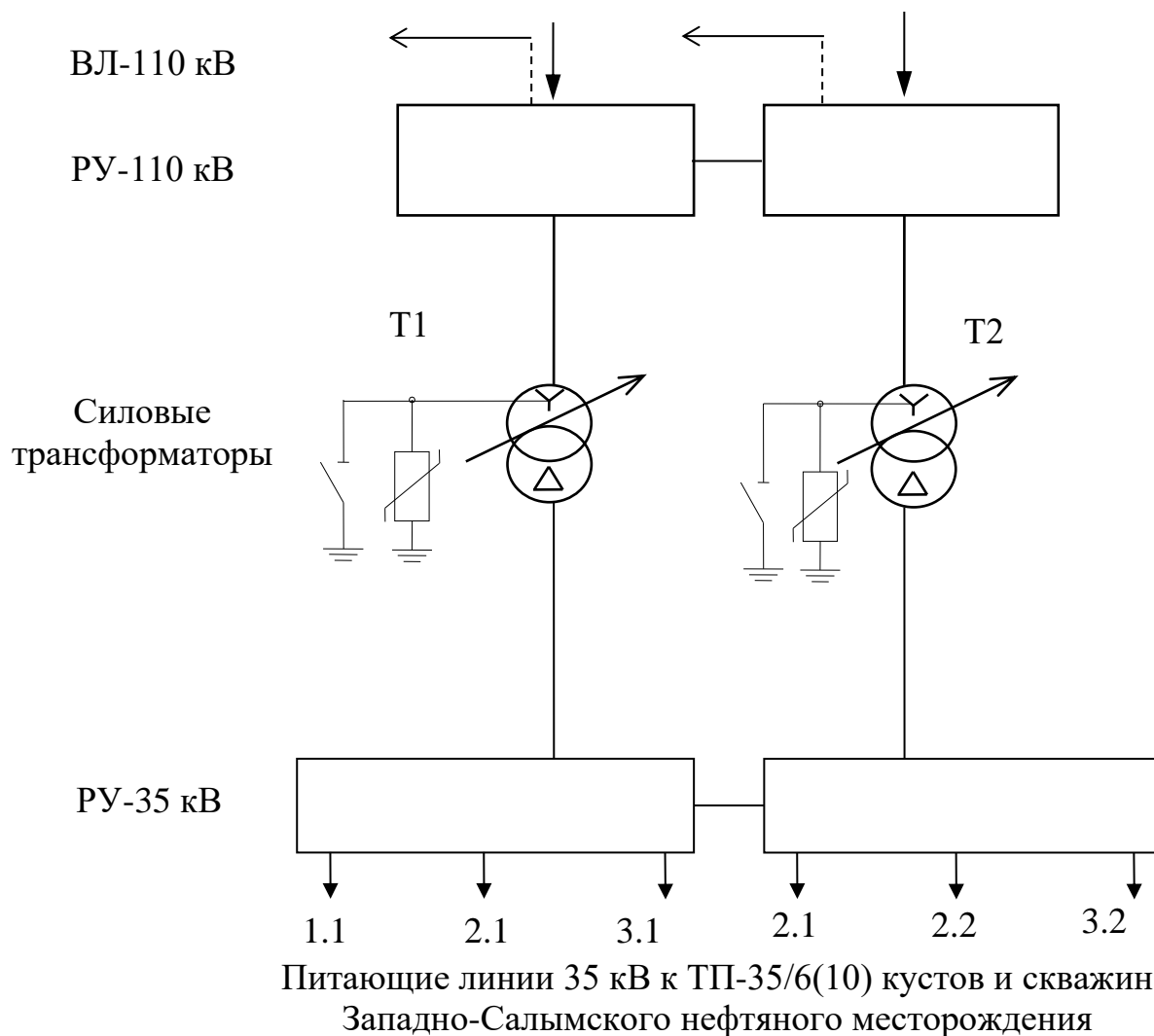


Рисунок 1 – Структурная схема ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения

Таким образом, в структурной схеме ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, можно выделить такие основные составляющие:

- распределительные устройства – две единицы (по числу номинальных напряжений и обмоток трансформаторов): 110 кВ и 35 кВ;

- силовые трансформаторы (две единицы, двухобмоточные, 35/10 кВ, 10 МВА, марка ТДН, система охлаждения – Д);
- потребители (на напряжении 35 кВ – отходящие линии к понизительным распределительным подстанциям потребителей нефтяных кустов и скважин Западно-Салымского нефтяного месторождения).

Далее проводится детальное описание приведённых выше основных составляющих структурной схемы подстанции.

Первым основным конструктивным элементом ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, является распределительное устройство высшего напряжения (ОРУ-110 кВ). Оно необходимо для приёма и распределения электроэнергии на силовые трансформаторы подстанции с защитой и коммутацией электрической сети 110 кВ линий и оборудования данной подстанции.

В результате проведения анализа установлено, что в исходной схеме соединений нормального режима ОРУ-110 кВ ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения применяется схема «5Н – схема мостика с применением автоматической перемычки».

Такая схема очень надёжная, поскольку обеспечивает все необходимые условия и требования нормативных документов.

Она применяется для ремонта одной из рабочих секций сборных шин, без отключения потребителей.

Также такая схема сборных шин ОРУ-110 кВ используется при транзите мощности, позволяя контролировать и распределять электроэнергию по требуемым направлениям (в случае необходимости).

В исходной схеме электрических соединений ОРУ-110 кВ на ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, установлено следующее основное силовое оборудование, показанное детально на графическом листе 1.

Так как ОРУ-110 кВ ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения является объектом модернизации в работе, следовательно, всё оборудование необходимо рассмотреть детально.

Основными коммутационными и защитными аппаратами, установленными в ОРУ-110 кВ подстанции, являются высоковольтные выключатели и разъединители.

С их помощью обеспечивается включение и отключение электрической сети.

Кроме того, эти основные аппараты являются основными при проведении коммутационных оперативных переключений в схеме ОРУ-110 кВ и подстанции в целом.

Перечень и техническая характеристика высоковольтных выключателей, установленных в ОРУ-110 кВ ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень и техническая характеристика высоковольтных выключателей, установленных в ОРУ-110 кВ ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения

Диспетчерское наименование выключателя	СОВМ-110	ВМ-С42	ВМ-С41
Тип (марка) выключателя	У-110-2000-25У1	У-110-2000-25У1	У-110-2000-25У1
Год ввода в эксплуатацию	1984	1984	1984
Организация-изготовитель	Московский завод высоковольтной аппаратуры	Московский завод высоковольтной аппаратуры	Московский завод высоковольтной аппаратуры

Перечень и техническая характеристика разъединителей, установленных в ОРУ-110 кВ ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень и техническая характеристика разъединителей, установленных в ОРУ-110 кВ ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения

Диспетчерское наименование разъединителя	Тип разъединителя	Год ввода в эксплуатацию	Организация-изготовитель
ТР-Т1-110	РНДЗ-110/1000	1976	ЭТ завод, г. Великие Луки
ТР-Т2-110	РНДЗ-110/1000	1984	ЭТ завод, г. Великие Луки
ШР1-СВМ-110	РНДЗ-110/1000	1984	ЭТ завод, г. Великие Луки
ШР2-СВМ-110	РНДЗ-110/1000	1984	ЭТ завод, г. Великие Луки
ТР-ТН1-110	РНДЗ-110/1000	1976	ЭТ завод, г. Великие Луки
ТР-ТН2-110	РНДЗ-110/1000	1984	ЭТ завод, г. Великие Луки
ШР-Д2	РНДЗ-110/1000	1976	ЭТ завод, г. Великие Луки
ШР-Д4	РНДЗ-110/1000	1976	ЭТ завод, г. Великие Луки
ЛР-Д2	РНДЗ-110/1000	1984	ЭТ завод, г. Великие Луки
ЛР-Д4	РНДЗ-110/1000	1976	ЭТ завод, г. Великие Луки
СР1-110	РНДЗ-110/1000	1976	ЭТ завод, г. Великие Луки
СР2-110	РНДЗ-110/1000	1986	ЭТ завод, г. Великие Луки
РПГ-Д2	РНДЗ-110/1000	1984	ЭТ завод, г. Великие Луки
РПГ-Д4	РНДЗ-110/1000	1976	ЭТ завод, г. Великие Луки

Также в ОРУ-110 кВ ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения установлены трансформаторы напряжения марки НКФ-110-58-У1 (две единицы) и трансформаторы тока ТВ-110, встроенные в высоковольтные выключатели.

Так как выключатели 110 кВ, установленные в ОРУ-110 кВ, выполнены со встроенными трансформаторами тока, необходимости отдельной установки ТТ в схеме электрических соединений ОРУ-110 кВ подстанции нет.

Таким образом, в результате проведения анализа оборудования ОРУ-110 кВ ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, было установлено, что со всего основного силового оборудования требует замены масляные баковые выключатели и разъединители, которые устарели, выработали свой технический ресурс. Поэтому они ненадёжны и требуют замены на современные модификации, которые необходимо выбрать и обосновать в работе далее.

Проводится далее краткий анализ остальных основных элементов ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения.

Из силовых трансформаторов и автотрансформаторов, на подстанции находятся силовые трансформаторы (две единицы марки ТДН-6300/110), которые были введены в эксплуатацию на подстанции в 1975 году.

В связи со значительным увеличением нагрузки, вследствие ввода в эксплуатацию новых нефтяных кустов и скважин, а также расконсервации старых, в работе их необходимо заменить на трансформаторы большей номинальной мощности (10 МВА).

Исходя из этого, новые трансформаторы, которые будут установлены на подстанции в результате её реконструкции, необходимо проверить по условиям систематических нагрузок нормального режима и допустимых аварийных перегрузок.

В ОРУ-35 кВ подстанции применяется схема № 12 «Одна рабочих систем сборных шин, секционируемых выключателем, с применением обходной системы сборных шин». Такая схема надёжная, обеспечивая все необходимые условия и требования нормативных документов.

Обходная система сборных шин в ОРУ-35 кВ применяется для ремонта одной из рабочих секций сборных шин, без отключения потребителей.

Перечень и техническая характеристика высоковольтных выключателей, установленных в ОРУ-35 кВ ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень и техническая характеристика высоковольтных выключателей, установленных в ОРУ-35 кВ ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения

Диспетчерское наименование выключателя	СОВМ-35	ВМ-С35-1	ВМ-С35-2
Тип (марка) выключателя	МКП-35Б-1000/630-20У1	МКП-35Б-1000/630-20У1	МКП-35Б-1000/630-20У1
Год ввода в эксплуатацию	1984	1984	1984
Организация-изготовитель	Московский завод высоковольтной аппаратуры	Московский завод высоковольтной аппаратуры	Московский завод высоковольтной аппаратуры

Исходя из приведённой технической информации, можно сделать вывод, что все высоковольтные выключатели, установленные в ОРУ-35 кВ подстанции, являются устаревшими, изношенными и требуют замены.

Перечень и техническая характеристика разъединителей, установленных в ОРУ-35 кВ ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, представлено в таблице 4.

Таблица 4 – Перечень и техническая характеристика разъединителей, установленных в ОРУ 110 кВ ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения

Диспетчерское наименование разъединителя	Тип разъединителя	Год ввода в эксплуатацию	Организация-изготовитель
ТР-Т1-35	РЛН(З)-35/630	1986	Великие Луки
ТР-Т2-35	РЛН(З)-35/630	1986	Великие Луки
ШР-Т1-35	РЛН(З)-35/630	1986	Великие Луки
ШР-Т2-35	РЛН(З)-35/630	1986	Великие Луки
ШР1-СОВМ-35	РЛН(З)-35/630	1986	Великие Луки
ШР2-СОВМ-35	РЛН(З)-35/630	1986	Великие Луки
ШР3-СОВМ-35	РЛН(З)-35/630	1986	Великие Луки
РПГ-35	РЛН(З)-35/630	1986	Великие Луки

Таким образом, установлено, что и разъединители, установленные в ОРУ-35 кВ ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, также нуждаются в замене по причине устаревания конструкции и технического износа.

От ОРУ-35 кВ подстанции получают питание потребители.

Для этой цели используются две отходящие воздушные линии напряжением 35 кВ сечением АСК-120.

В связи с изменившимися условиями по нагрузочной способности подстанции, их необходимо проверить в работе далее.

Кроме того, установлено, что для защиты основного оборудования ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения в настоящее время используются устаревшие реле электромагнитного типа, которые устарели технически и морально, поэтому не соответствуют требуемым критериям надёжности.

Поэтому они не могут обеспечить безотказность работы и защиты оборудования на подстанции.

Вследствие этого, на подстанции ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения в последние годы значительно участились аварии, приведшие к выходу из строя части силового оборудования на питающей линии ОРУ-35 кВ.

С другой стороны, в системе РЗиА подстанции участились «ложные срабатывания», которые также недопустимы по условиям надёжности и бесперебойности питания.

Поэтому модернизация РЗиА подстанции в работе является актуальной задачей.

Исходная схема электрических соединений ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения до проведения реконструкции в связи с заменой силовых трансформаторов и модернизации оборудования, с указанием марок данного оборудования, приведена на графическом листе 1.

На основании приведённой исходной технической информации и характеристики основного оборудования подстанции, далее в работе проводится решение основных задач.

Выводы по разделу.

В разделе, на основе технических данных оборудования и исходной схемы электрических соединений ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, установлено, что данная подстанция требует реконструкции.

Установлено, что реконструкцию электрических соединений ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения рекомендуется внедрить путём внедрения следующих практических мероприятий:



- замена силовых трансформаторов мощностью 6,3 МВА на более мощные силовые трансформаторы мощностью 10 МВА, в связи со значительным увеличением нагрузки нефтяных кустов и скважин месторождения;
- модернизация высоковольтных выключателей и разъединителей в ОРУ-110 кВ и ОРУ-35 кВ, которая обусловлена тем, что данное оборудование технически и морально устарело и не отвечает современным требованиям по надёжности, бесперебойности, безопасности и экономичности. В работе планируется провести модернизацию данного оборудования путём замены его на современные инновационные марки и модели, обладающие всеми требуемыми показателями и критериями;
- модернизация оборудования вторичных цепей, включая цепи релейной защиты и автоматики подстанции, которую планируется осуществить путём замены устаревших блоков РЗиА на современные, с последующим выбором и проверкой на чувствительность, токовых уставок их срабатывания.

Техническое обоснование указанных мероприятий по реконструкции ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения проводятся в работе далее.

## **2 Разработка принципиальной схемы ПС 110/35 кВ «Западно-Салымская», расчёт электрических нагрузок и выбор силовых трансформаторов**

### **2.1 Обоснование реконструкции схемы ПС 110/35 кВ «Западно-Салымская»**

Далее в работе, на основании систематизации технических данных подстанции и анализа требований и норм к проектированию типичных объектов [7], проводится обоснование реконструкции схемы ПС 110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения.

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

- условия надёжности и бесперебойности питания потребителей соответствующих категорий;
- нормы электробезопасности при выполнении электромонтажных, ремонтных работ и работ по обслуживанию и осмотру всего оборудования подстанций;
- применение резервирования на всех ответственных участках распределительной, питающей сети и потребителей подстанции, отказ от системы «холодного» резерва (оборудование не находится в работе в нормальной схеме подстанции);
- применение секционирования на всех звеньях электрической сети в распределительных устройствах подстанции (как правило, применяется секционирование систем сборных шин распределительных устройств);
- применение стандартных разработанных схем распределительных устройств и подстанций, в которые изменения должны быть обоснованы только расчётным технико-экономическим путём;
- обеспечения коммутационной способности оборудования

- распределительных устройств подстанции (путём установки коммутационной аппаратуры в распределительных устройствах ПС);
- автоматизация силового, контрольного, измерительного оборудования путём внедрения средств и устройств автоматики в схемы нормальных режимов подстанций;
  - применение современных средств автоматизации на всех уровнях и звеньях подстанций: телеизмерений, автоматизированных систем учёта и контроля электроэнергии, автоматизированных систем управления режимами, электроснабжением подстанций.

Как было указано ранее, основным направлением исследований в работе, является замена трансформаторов на понизительной подстанции ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения. В виду того, что к данной подстанции подключаются новые потребители, предполагается установить вместо указанных трансформаторов, трансформаторы большей номинальной мощности 10 МВА.

Таким образом, суммарная мощность понизительной подстанции ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения возрастёт с 12,6 МВА до 20 МВА.

В данной работе, после проведения анализа, также предложены также рекомендации по модернизации электрической части понизительной подстанции ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, включающие в себя следующие основные мероприятия по замене некоторого силового оборудования, а также оборудования релейной защиты и автоматики, на объекте исследования.

Оборудование предлагается в работе заменить их на новые, современные модификации, отличающиеся повышенными критериями надёжности, экономичности, безопасности, а также быстродействием и селективностью.

Данный вопрос требует срочного решения, так как в системе электроснабжения РУ-110 кВ и РУ-10 кВ ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская»

Западно-Салымского нефтяного месторождения в последние годы участились аварии, вызванные потерей надёжности в связи с износом силового оборудования. Следовательно, решение данного вопроса носит актуальный характер.

Учитывая анализ нормативных источников [11,16], в работе проведено обоснование предлагаемых мероприятий по реконструкции ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, результаты которого сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Обоснование мероприятий по реконструкции ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения

Место установки оборудования	Наименование оборудования	Причина замены оборудования	Нормативный источник литературы	Примечание
Ячейки трансформаторов	Трансформаторы ТДН-6300/110	Несоответствие нагрузке с учётом новых потребителей	[11], [16]	Замена на ближайший больший номинал трансформаторов (ТДН-10000/110)
РУ-110 кВ	Масляные баковые выключатели У-110-2000-25У1	Устаревшее, изношенное оборудование	[11]	Замена на современный тип выключателей
РУ-110 кВ	Разъединители РНДЗ-110/1000	Устаревшее, изношенное оборудование	[11]	Замена на современный тип разъединителей
РУ-110 кВ	Масляные баковые выключатели МКП-35Б-1000/630-20У1	Устаревшее, изношенное оборудование	[11]	Замена на современный тип выключателей
РУ-110 кВ	Разъединители РЛН(З)-35/630	Устаревшее, изношенное оборудование	[11]	Замена на современный тип разъединителей

Внедрение мероприятий по реконструкции схемы подстанции и модернизации оборудования будет иметь значительный технико-экономический эффект, так как позволит увеличить нагрузочную способность для питания потребителей и предотвратить возникновение аварий в электрической части ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, а в случае возникновения последних – быстро их локализовать, значительно снизить денежные затраты на монтаж,

обслуживание и ремонт нового оборудования, так как практически на все новейшие модификации завод-изготовитель даёт расширенную гарантию не менее 15-20 лет.

В итоге значительно снизится перерыв в электроснабжении потребителей ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, что также принесёт эффект как технический, так и экономический.

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

Таким образом, далее в работе необходимо решить комплексную задачу по внедрению предложенных мероприятий по замене силовых трансформаторов и модернизации оборудования ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения с учётом приведённых дополнительных аспектов.

Предложенные мероприятия реализуются в работе далее и подтверждаются расчётным путём.

## **2.2 Расчёт электрических нагрузок**

В связи с мероприятиями по реконструкции подстанции вследствие увеличения нагрузки потребителей, для достижения поставленной цели в работе следует провести расчёт электрических нагрузок, которые далее используются для расчёта максимальных рабочих токов с последующими выбором и проверкой силовых трансформаторов, а также проводников линий, основного оборудования электрической части ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения РФ.

В работе на ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения подлежат расчёту следующие виды нагрузки [25]:

- активная;
- реактивная;
- полная;
- расчётный ток.

С учётом увеличившейся фактической нагрузки ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения РФ, что обусловило замену трансформаторов на подстанции, установлено, что после реконструкции значение суммарной фактической нагрузки на данном объекте будет составлять 14 МВА.

При этом в сеть 35 кВ распределяется вся эта нагрузка по двум линиям потребителей равномерно, таким образом, значение фактической мощности, поступающая в каждую из этих линий 35 кВ, будет составлять  $14:2=7$  МВА.

Далее проводится расчёт нагрузок электрической части ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения РФ.

Активная расчётная нагрузка потребителей электрической части ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения РФ [11]:

$$P_{np} = K_3 \cdot P_m, \text{ кВт}, \quad (1)$$

где  $P_m$  – максимальная активная нагрузка напряжением 35 кВ

потребителей электрической части ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения РФ, кВт (по данным энергосистемы);

$K_3$  – коэффициент загрузки потребителей 35 кВ электрической части ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения РФ, о.е. [6].

Реактивная расчётная нагрузка электрической части ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения РФ [11]:

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

где  $\operatorname{tg} \varphi$  – коэффициент реактивной мощности, соответствующий текущему значению коэффициента активной мощности системы ( $\cos \varphi$ ). С учётом компенсации реактивной мощности до нормируемого значения  $\cos \varphi = 0,93$ , в работе принимается соответствующее ему значение  $\operatorname{tg} \varphi = 0,4$  [8].

Расчётная полная нагрузка потребителей электрической части ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения РФ [11]:

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

Расчётный ток нормального режима потребителей электрической части ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения РФ [11]:

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

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

На основании известных выражений (1) – (4) для расчёта электрических нагрузок потребителей 35 кВ, проводится практический расчёт активной, реактивной, полной нагрузок, а также расчётного тока нормального режима ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения.

Таким образом, проводится определение расчётной нагрузки на примере линии для питания потребителей Л1 35 кВ подстанции по условиям (1-4):

$$P_{np} = 7 \cdot 1 = 7 \text{ МВт.}$$

$$Q_{np} = 7 \cdot 0,4 = 2,8 \text{ Мвар.}$$

$$S_{np} = \sqrt{7^2 + 2,8^2} \approx 7,54 \text{ МВА.}$$

$$I_{np} = \frac{7,54 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 124,3 \text{ А.}$$

Аналогично проведён расчёт электрических нагрузок сети потребителей 10 кВ понизительной подстанции ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения с приведением результатов расчёта в форме таблицы 6.

Также в таблице 6 расчёт суммарной нагрузки всей подстанции проводится с учётом коэффициента одновременности максимума нагрузки согласно [14].

Таким образом, значение расчётной активной нагрузки всей модернизируемой электрической части ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения РФ [11]:

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

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

получающих питание от секций сборных шин электрической части ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения РФ;

$K_0$  – значение коэффициента одновременности максимумов нагрузки на шинах ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения. Принимается в работе значение  $K_0 = 0,85$  [14].



Значение расчётной реактивной нагрузки всей электрической части ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения РФ [11]:

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

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

получающих питание от секций сборных шин электрической части ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения РФ.

Значение расчётной полной нагрузки всей модернизируемой электрической части ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения РФ [11]:

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

Значение расчётного рабочего тока нормального режима всей ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения РФ [11]:

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

Результаты нагрузок ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения (таблица 6), используются в работе далее для выбора и проверки новых силовых трансформаторов, а также проводников и основного оборудования трансформаторной подстанции.

Таблица 6 – Результаты расчёта электрических нагрузок ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения с учётом нагрузки новых потребителей

Наименование потребителя	$P_p$ , МВт	$Q_p$ , Мвар	$S_p$ , МВА	$I_p$ , А
Нагрузка потребителей Л1 ОРУ-35 кВ	7,0	2,8	7,54	124,3
Нагрузка потребителей Л2 ОРУ-35 кВ	7,0	2,8	7,54	124,3
Всего нагрузки ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно- Салымского нефтяного месторождения ( $K_o = 0,85$ )	11,9	4,76	12,8	67,2

Полученные результаты расчёта электрических нагрузок потребителей и всей понизительной подстанции ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения используются в работе далее.

### **2.3 Проверка силовых трансформаторов подстанции с учётом увеличения электрических нагрузок потребителей**

Как было указано ранее, на рассматриваемой в работе подстанции переменного напряжения ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения планируется проведения мероприятий по реконструкции, которая заключается в замене установленных на объекте трансформаторов ТДН-6300/110 на трансформаторы большей номинальной мощности марки ТДН-10000/110 (завод-изготовитель – ООО «Сименс Энерджи Трансформаторы»).

Они являются основным источником питания для всех потребителей во всех распределительных устройствах подстанции.

Таким образом, суммарная мощность понизительной подстанции ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения возрастёт с 12,6 МВА до 20 МВА.

Установлено, что суммарная полная расчётная мощность подстанции ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного

месторождения ( $K_o = 0,85$ ), с учётом подключения дополнительной нагрузки 35 кВ, составила 12,8 МВА.

Проводится предварительная проверка правильности выбора силовых трансформаторов ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, исходя из значения максимальной нагрузки подстанции.

Известно, что систематические перегрузки не ведут к сокращению срока службы изоляции трансформатора, допустимы в течении всего срока службы, следовательно, могут быть отнесены к нормальному режиму работы.

Они могут иметь место при неравномерном суточном графике нагрузки трансформатора или в условиях изменяющейся температуры охлаждающей среды при постоянной нагрузке.

В виду отсутствия суточных графиков нагрузки подстанции, выбор и проверку новых трансформаторов для установки на понизительной подстанции переменного напряжения ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, проводится расчётным путём.

Ранее установлено, что основными потребителями ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, являются потребители РУ-35 кВ (две отходящие линии).

Расчётная мощность силового трансформатора для установки на подстанции, определяется по известной формуле [12]:

$$S_{\text{ном.т.р.}} = \frac{S_{p.\text{ПС}}}{2 \cdot 0,7}, \text{МВА}, \quad (9)$$

где  $S_{p.\text{ПС}}$  – расчётная нагрузка трансформаторной подстанции, принимается с учётом фактической суммарной нагрузки её потребителей, а также перспективы развития на пять лет с учётом подключения новых потребителей.

По условию (9) для силовых трансформаторов, устанавливаемых на ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения:

$$S_{ном.т} = \frac{12,8}{2 \cdot 0,7} \approx 9,1 \text{ МВА.}$$

При проверке проводится сравнение номинальной мощности силового трансформатора, который планируется установить на подстанции в результате проведения реконструкции, и полученного значения расчётной мощности трансформатора ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения:

$$S_{ном.т} \geq S_{ном.т.р}, \text{ МВА,} \quad (10)$$

Соответственно, исходя из полученных результатов расчёта, установлено, что стандартная (паспортная) мощность трансформатора для установки на ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, равная 10 МВА, проходит проверку по установленной нагрузке:

$$S_{ном.т} = 10 \text{ МВА} \geq S_{ном.т.р} = 9,1 \text{ МВА.}$$

Далее в работе проводится проверка силовых трансформаторов на перегрузочную способность как в нормальном, так и в максимальном (послеаварийном) режиме работы [8].

Нормальная загрузка трансформатора является систематической, при этом определяется коэффициент загрузки нормального режима работы.

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме его работы:

$$K_{3.H} = \frac{S_{ПС}}{2 \cdot S_{Т.НОМ}} \leq 0,7. \quad (11)$$

По условию (11) проверка выполняется:

$$K_{3.H} = \frac{12,8}{2 \cdot 10} = 0,64 \leq 0,7.$$

При таком выборе в аварийном режиме оставшийся в работе трансформатор должен обеспечить нормальное электроснабжение всех потребителей, перегружаясь при этом не более чем на 40 %.

Данная перегрузка допустима для трансформаторов в течение 6 часов в сутки не более 5 суток подряд.

Коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме (в работе остаётся один трансформатор):

$$K_{3.П} = \frac{S_{ПС}}{S_{Т.НОМ}} \leq 1,4. \quad (12)$$

По условию (12) проверка выполняется:

$$K_{3.П} = \frac{12,8}{10} = 1,28 \leq 1,4.$$

Все условия проверок выполняются в полном объёме.

Таким образом, установлено, что на подстанции ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения установленные новые трансформаторы марки ТДН-10000/110, выдержат систематическую нагрузку и допустимую перегрузку с учётом увеличения нагрузки потребителей.

Трансформатор силовой ТДН-10000/110 предназначен для питания потребителей, а также для связи электрических сетей разного напряжения и для регулировки потоков мощности и стабилизации уровня напряжения в рамках заданного диапазона в режиме нагрузки при помощи встроенных переключателей.

Трансформатор ТДН-10000/110 – наружного способа установки, изготавливаются в климатическом исполнении ХЛ1 или УХЛ1.

Магнитопровод в силовом масляном трехфазном трехобмоточном трансформаторе - однорамный трехстержневой. Прессовка ярм осуществляется стальными полубандажами, а стержней – бандажами из стеклотары. Обмотки выполнены из меди. Для их устойчивости к короткому замыканию применяется транспонированный провод.

Потери холостого хода снижены за счёт качественной изоляции нового типа. Охлаждение – масляное принудительное. Тип охлаждения – Д. Процесс охлаждения происходит в результате принудительной циркуляции масла через навесные внешние воздушные охладители.

Выводы по разделу.

В работе проведён расчёт нагрузок электрических присоединений 35 кВ в виде двух линий, отходящих к потребителям подстанции ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения.

Рассчитана суммарная нагрузка подстанции ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения.

На основании полученных результатов, установлено, что на подстанции ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, установленные новые трансформаторы марки ТДН-10000/110, выдержат систематическую нагрузку и допустимую перегрузку с учётом увеличения нагрузки потребителей подстанции.

В работе они окончательно принимаются для установки на данной понизительной подстанции вследствие увеличения нагрузки потребителей.

### 3 Расчёт сечений и выбор проводников на ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская»

Далее в работе необходимо провести выбор и проверочный расчёт проводников на питающей подстанции 110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения.

В связи с заменой силовых трансформаторов на подстанции, для данной цели необходимо выбрать сечения таких проводников воздушных линий электропередачи:

- питающей воздушной линии напряжением 110 кВ;
- отходящих (распределительных) воздушных линий 35 кВ.

Все проводники на подстанции – класса напряжения выше 1 кВ, выполненные в виде воздушных линий передачи. Поэтому и методика выбора для них будет применена одинаковая.

Известно, что выбор сечений проводников напряжением выше 1 кВ (питающей воздушной линии напряжением 110 кВ и распределительных воздушных линий напряжением 110 кВ) ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, осуществляется по известному условию экономической плотности тока [11]:

$$F_9 = \frac{I_p}{j_9}, \quad (13)$$

где  $j_9$  – «экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup>» [10].

Для проверки выбранного сечения проводников воздушных линий на понизительной подстанции ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения по условию нагрева током в послеаварийном режиме, необходимо рассчитать их максимальный ток послеаварийного режима работы с учётом условий резервирования в схеме.

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

$$I_{p.\max} = 1,4 \cdot \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}} = 1,4 \cdot I_p. \quad (14)$$

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

$I_p$  – расчётный ток нормального режима соответствующей воздушной линии (таблица 2);

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

После выбора проводника воздушных линий, необходимо провести их проверку на работоспособность в нормальном и послеаварийном режимах работы.

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

$$I_{\text{дон}} \geq I_p, \quad (15)$$

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

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

$$I_{\text{дон}} \geq I_{p.\max}, \quad (16)$$

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

Кроме того, по механической прочности проводники воздушных линий 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 условий проверки на «корону».

Математически это условие выражается так [2]:

$$F_{ст} \geq F_{мин}, \text{ мм}^2. \quad (17)$$

Таким образом, в данной работе, исходя из перечисленных условий, с учётом данных таблиц и диаграмм, приведённых в разделе 3 [10], минимальные сечения проводов АС:

- для линий 110 кВ – не менее 120 мм<sup>2</sup>;
- для линий 35 кВ – не менее 70 мм<sup>2</sup>.

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

Питание ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения осуществляется от двух независимых источников питания с применением воздушных линий стандартным сечением 120 мм<sup>2</sup>.

Сечение питающей воздушной линии напряжением 110 кВ выбирается, исходя из номинальной мощности новых силовых трансформаторов, которые от неё питаются.

Как было указано ранее, на ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения в результате реконструкции были установлены два силовых трансформатора мощностью 10 МВА каждый, проверенные на перегрузочную способность в работе ранее.

Расчётная нагрузка данных трансформаторов (расчётная нагрузка самой подстанции, включая ток нормального режима) рассчитана в работе ранее и составляет, соответственно, 12,8 МВА и 67,2 А (таблица 6).

С учётом приведённых технических данных, проводится расчёт и выбор сечения линии 110 кВ.

Расчётное минимальное сечение питающей ВЛ-110 кВ понизительной подстанции переменного напряжения 110/35 кВ «Западно-Салымская» по условию экономической плотности тока:

$$F_9 = \frac{67,2}{1,1} = 61,1 \text{ мм}^2.$$

Исходя из результатов расчёта, принимается наименьшее допустимое сечение провода питающей ВЛ-110 кВ понизительной подстанции переменного напряжения 110/35 кВ «Западно-Салымская», равное 120 мм<sup>2</sup>.

Таким образом, установлено, что сечение питающей ВЛ-110 кВ ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, выполненное с применением проводов марок АСК-120 (ввод Т1 и Т2), соответствует условиям выбора и совпадает с фактическими сечениями проводов питающей линии 110 кВ, которые были до реконструкции подстанции.

Так как в работе проводится проверочный расчёт провода данной линии, сечение данных проводов ВЛ-110 кВ, питающей подстанцию, принимается за основу.

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

$$390 \text{ А} \geq 67,2 \text{ А}.$$

Значение максимального тока ПАВ режима провода ВЛ-110 кВ понизительной подстанции ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, с учётом резервирования в схеме:

$$I_{p.\text{max}} = 1,4 \cdot 67,2 \approx 94,1 \text{ А}.$$

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

$$390 \text{ A} \geq 94,1 \text{ A}.$$

Проверка выбранного сечения провода питающей ВЛ-110 кВ понизительной подстанции ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения по условию коронирующего разряда и механической прочности по гололёду и ветру также выполняется:

$$120 \text{ мм}^2 = 120 \text{ мм}^2.$$

Следовательно, в работе путём проведения соответствующих расчётов и проверок установлено, что сечение провода на питающей ВЛ-110 кВ ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения с применением проводов марки АСК-120, соответствует условиям выбора и совпадает с фактическими сечениями проводов данной питающей линии 110 кВ в реальных условиях. Проверка сечений проводов отходящих линий напряжением 110 кВ ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения выполнены по аналогичной методике с приведением полученных результатов в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты проверочного расчёта проводников питающей и распределительных воздушных линий ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения

Линия	$I_p$ , А	$F_{\Sigma}$ , мм <sup>2</sup>	$F_{ст}$ , мм <sup>2</sup>	$I_{p,max}$ , А	Марка провода	$I_{доп.}$ , А
Питающая ВЛ-110 кВ						
ВЛ-110 кВ-Т1	67,2	61,1	120	94,1	АСК-120	390
ВЛ-110 кВ-Т2	67,2	61,1	120	94,1	АСК-120	390
Распределительные ВЛ-35 кВ						
ВЛ-35 кВ-П1	124,3	113,0	120	174,0	АСК-120	390
ВЛ-35 кВ-П2	124,3	113,0	120	174,0	АСК-120	390

Выбор сборных шин распределительных устройств 110 кВ и 35 кВ ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения проводится по максимальному рабочему току по приведённому ранее условию (16).

Применяется следующие виды ошиновки на подстанции ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения:

- в ОРУ-110 кВ – гибкая ошиновка из проводов марки АС-120;
- в ОРУ-35 кВ – гибкая ошиновка из проводов марки АС-120.

Такие виды и типы ошиновки типичны для применения в соответствующих распределительных устройствах подстанций.

Проводится проверка выбранной гибкой ошиновки из проводов марки АС-120 для установки в ОРУ-110 кВ по максимальному рабочему току по приведённому ранее условию (20):

$$375 A \geq 94,1 A.$$

Условие проверки выполняется, следовательно, в качестве ошиновки в ОРУ-110 кВ применяется гибкая ошиновка, выполненная с применением провода марки АС-120 с допустимым током  $I_{don}=375 A$ .

В работе для установки в ОРУ-35 кВ ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения принимаются аналогичная ошиновка, что и для ОРУ-110 кВ (гибкая ошиновка, выполненная с применением провода марки АС-120 с допустимым током  $I_{don}=375 A$ ) [7].

Условие выбора шин установки в ОРУ-35 кВ ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения выполняется:

$$375 A \geq 174 A.$$

Все условия выбора и проверки проводников выполнены в полном объёме.

Выводы по разделу.

В работе расчётным путём, используя принятую методику выбора и проверки, подтверждены все сечения проводников питающей 110 кВ (провод марки АСК-120).

Однако, исходя из полученных результатов расчёта, установлено, что в связи с увеличением нагрузки потребителей, сечение распределительных (отходящих) воздушных линии электропередачи напряжением 35 кВ рекомендовано заменить с марки АСК-95 на марку провода АСК-120. Таким образом, будут выполнены условия проверки по нагрузочной способности распределительных воздушных линий 35 кВ на ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения с учётом увеличения нагрузки потребителей.

Исходя из поставленной задачи, для применения в ОРУ-110 кВ и ОРУ-35 кВ, выбрана и проверена гибкая ошиновка из проводов марки АС-120 с допустимым током  $I_{дон}=375$  А.

Все выбранные проводники ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения соответствуют требуемым условиям выбора и проверки.

#### **4 Расчёт токов короткого замыкания**

Далее в работе проводится расчёт значения максимального тока трёхфазного короткого замыкания на сборных шинах ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, по которому будут проверены на термическую и электродинамическую стойкость электрические аппараты и шинные конструкции, выбранные для установки в соответствующих распределительных устройствах подстанции.

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).

Также необходимо провести расчёт минимальных токов двухфазного короткого замыкания, с целью проверки на чувствительность токовых уставок комплектов релейной защиты

Так как на ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения установлены два одинаковые по номиналу и мощности силовые трансформаторы, следовательно, результаты расчёта токов КЗ в сети 35 кВ за ними будут также одинаковы (с допустимой погрешностью).

Значения токов КЗ в системе ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения будут использованы при выборе и проверке нового оборудования распределительных устройств в работе далее.

Исходная расчётная схема для расчёта токов КЗ на понизительной подстанции ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения представлена на рисунке 2.

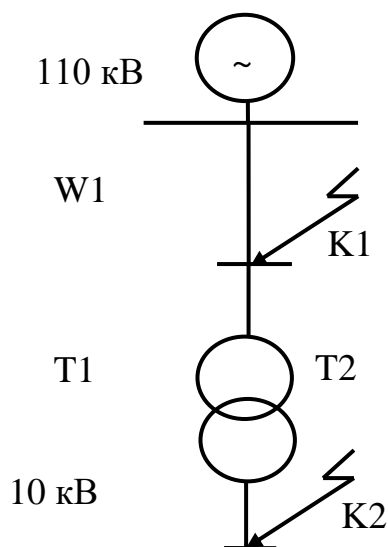


Рисунок 2 – Исходная расчётная схема для расчёта токов КЗ в системе ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения

Для составления схемы замещения, каждый элемент замещается эквивалентным сопротивлением. Составляется исходная схема замещения по расчётной схеме электрической сети (рисунок 3).

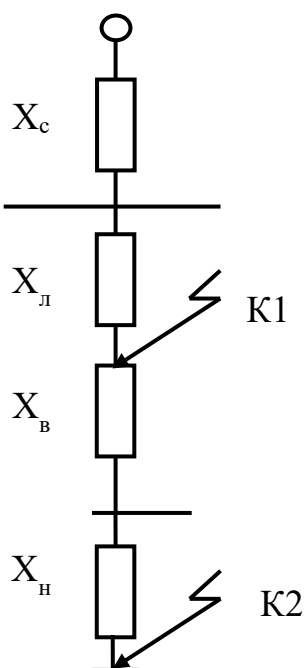


Рисунок 3 – Исходная схема замещения для расчёта токов КЗ на понизительной подстанции ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения

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].

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

В качестве основной базисной ступени для расчёта в работе выбирается ступень высшего напряжения – 110 кВ.

Вторая ступень 35 кВ будет неосновной ступенью напряжения.

Базисная мощность принимается равной номинальной мощности силового трансформатора ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, 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]:

$$S_{\sigma} = 10000 \text{ кВА} = 10 \text{ МВА}.$$

Базисные напряжения для двух ступеней трансформации схемы (110 кВ и 35 кВ) ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская», принимаются равными напряжениям на шинах подстанции в максимальном режиме работы. Они определены ниже с учётом данного факта.

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

$$U_{\sigma 1} = 115 \text{ кВ}.$$

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



$$U_{\delta 2} = 38,5 \text{ кВ.}$$

Базисный ток на ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, рассчитывается по известной формуле:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{\delta}}. \quad (18)$$

Базисный ток для двух ступеней трансформации схемы (110 кВ и 35 кВ) ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения определён ниже по условию (18).

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

$$I_{\delta 1} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,05 \text{ кА.}$$

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

$$I_{\delta 2} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 0,15 \text{ кА.}$$

Далее проводится расчёт параметров схемы замещения ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения в относительных единицах, с последующим приведением их к именованным.

Сопrotивление энергосистемы определяется по формуле:

$$x_c = \frac{S_{\delta}}{S_{\kappa}''}, \text{ о.е.}, \quad (19)$$

где  $S_{\kappa}''$  - полная мощность трёхфазного КЗ на шинах энергосистемы.

По условию (19):

$$x_c = \frac{10}{500} = 0,02 \text{ o.e.}$$

Сопротивление питающей ВЛ-110 кВ ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения с учётом её длины, в относительных единицах, при приведении к базисным условиям:

$$x_l = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2}, \text{ o.e.}, \quad (20)$$

где  $x_0$  - удельное индуктивное сопротивление ВЛ, Ом/км [10];

$L$  - суммарная длина ВЛ, км.

Согласно условия (20), индуктивное значение сопротивления для питающей ВЛ-110 кВ:

$$x_l = 0,4 \cdot 6 \cdot \frac{10}{115^2} = 0,0018 \text{ o.e.}$$

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

Для обмотки ВН (110 кВ) трансформатора, оставшегося в работе на ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения:

$$X_{\delta} = \frac{0,125 \cdot U_{\text{квн}\%} \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{\text{н.т.}}} \quad (21)$$

Согласно условия (21):

$$X_{\epsilon} = \frac{0,125 \cdot 10,5 \cdot 10}{100 \cdot 10} = 0,01 \text{ о.е.}$$

Для обмотки НН (35 кВ) трансформатора, оставшегося в работе на ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения в результате ПАВ режима:

$$X_{н} = \frac{1,75 \cdot U_{квн\%} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{н.т.}}. \quad (22)$$

Согласно условия (22):

$$X_{н} = \frac{1,75 \cdot 10,5 \cdot 10}{100 \cdot 10} = 0,18 \text{ о.е.}$$

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

$$I'' = \frac{E''}{x_{рез}} \cdot I_{\sigma}. \quad (23)$$

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

Результирующее сопротивление к точке К1 в относительных расчётных единицах:

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

Согласно условия (24):

$$x_{рез} = 0,02 + 0,0018 = 0,0218.$$

Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в расчётной точке К1, при приведении к базисным условиям, в именованных единицах по (23):

$$I''_{к1} = \frac{1}{0,0218} \cdot 0,05 = 2,29 \text{ кА.}$$

Резльтирующее сопротивление к точке К2 в относительных расчётных единицах:

$$x_{рез} = x_c + x_l + x_v + x_n, \text{ о.е.} \quad (25)$$

Согласно условия (25):

$$x_{рез} = 0,02 + 0,0018 + 0,01 + 0,18 \approx 0,2118 \text{ о.е.}$$

Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в расчётной точке К2, при приведении к базисным условиям, в именованных единицах по (23):

$$I''_{к2} = \frac{1}{0,2118} \cdot 0,15 = 4,72 \text{ кА.}$$

Значение «ударного тока в расчётных точках схемы» [12] или начального значения апериодической составляющей тока КЗ в максимальном режиме [5]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{уд} \cdot I_K'', \text{ кА}, \quad (26)$$

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

По условию (26) для расчётных точек схемы К1 и К2, значение ударных токов (начального значения апериодической составляющей тока КЗ) в именованных единицах:

– в точке К1:

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

– в точке К2:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 4,72 = 9,35 \text{ кА}.$$

Проводится расчёт токов двухфазного КЗ.

Известно, что двухфазное КЗ является несимметричным, поэтому для определения начального действующего значения тока  $I_K^{(2)}$ , при двухфазном КЗ в точке К1 необходимо знать не только сопротивления прямой, но и сопротивления обратной последовательности элементов расчетной схемы, но в нашем случае – в целях упрощения расчетов сопротивления элементов схемы замещения обратной последовательности, принимаются равными сопротивлениям схемы замещения прямой последовательности ( $x_1^K = x_2^K$ ).

Тогда для расчётных точек схемы:

$$I_{\kappa}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \text{ кА.} \quad (27)$$

Двухфазное КЗ в минимальном режиме точки К1, находится для расчета уставок РЗА по (27):

$$I_{\kappa 1}^{(2)} = 0,87 \cdot 2,29 = 1,993 \approx 2 \text{ кА.}$$

Двухфазное КЗ в минимальном режиме точки К2 по (27):

$$I_{\kappa 2}^{(2)} = 0,87 \cdot 4,72 = 4,11 \text{ кА.}$$

Все полученные в работе результаты расчёта токов короткого замыкания в максимальном режиме (начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания), а также величины ударных токов (начального значения аperiodической составляющей тока КЗ), на шинах 110 кВ и 35 кВ в максимальном режиме работы ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты расчёта токов короткого замыкания, а также величины ударных токов, на шинах 110 кВ и 35 кВ, в максимальном режиме работы ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения

Параметр	Расчётная точка КЗ	
	Точка К1	Точка К2
$I_{\kappa}^{(3)}$ , кА	2,29	4,72
$i_{уд}$ , кА	5,51	9,35
$I_{\kappa}^{(2)}$ , кА	2,00	4,11

Выводы по разделу.

В работе рассчитаны значения токов короткого замыкания, а также величины ударных токов, на шинах 110 кВ и 35 кВ, в максимальном режиме работы ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения.

## **5 Выбор и проверка электрических аппаратов**

Далее в работе, на основании технических данных подстанции и полученных расчётных результатов электрических нагрузок, рабочих и максимальных токов, а также токов трёхфазного КЗ, проводится непосредственный выбор и проверка основного оборудования с целью проведения модернизации ОРУ-110 кВ и ОРУ-35 кВ на ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения .

Ранее в работе было установлено, что к морально и технически устаревшим и выработавшим свой ресурс электрическим аппаратам, которые требуют замены на новые современные аппараты соответствующих марок, в ОРУ-110 кВ и ОРУ-35 кВ ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения относятся устаревшие масляные баковые выключатели высокого напряжения, которые являются морально и физически устаревшими марками оборудования.

В работе они подлежат замене на современные выключатели, отличающиеся повышенными критериями надёжности, экономичности, безопасности, а также быстродействием и селективностью.

Также установлено, что в ОРУ-110 кВ и ОРУ-35 кВ требуют замены разъединители.

При этом практическая замена выключателей и разъединителей в ОРУ-110 кВ и ОРУ-35 кВ проводится совместно с изменениями в схеме электрических соединений объекта, что значительно упрощает задачу и ускоряет данный технологический процесс.

Далее на основании расчётов необходимо выбрать и проверить новые выключатели и разъединители для установки в ОРУ-110 кВ и ОРУ-35 кВ на подстанции ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения.

Для защиты и коммутации оборудования в ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения в ОРУ-110 кВ

устанавливаются новые элегазовые высоковольтные выключатели марки ЛТВ-145E1/B-31,5/2000 [8].

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

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

Известно, что выбор выключателей высокого напряжения производится, исходя из следующих условий, приведённых далее [18].

Выбор выключателей по номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_n. \quad (28)$$

Выбор выключателей по максимальному рабочему току:

$$I_{раб.макс} \leq I_n. \quad (29)$$

Проверка выключателя на симметричный ток отключения:

$$I_{пт} \leq I_{откн}. \quad (30)$$

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

$I_{откн.н}$  – номинальный ток отключения выбранного выключателя, кА.

Проверка выключателя на отключение асимметричного тока КЗ [7]:



$$(\sqrt{2} \cdot I_{\pi\tau} + i_{a\tau}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.н} (1 + \beta_n), \quad (31)$$

где  $i_{a\tau}$  – значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов;

$\beta_n$  – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе КЗ;

$\tau$  – наименьшее время от начала короткого замыкания до момента расхождения дугогасительных контактов, определяется так:

$$t = t_{з.мин} + t_{с.в}, \quad (32)$$

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

$t_{с.в}$  – собственное время отключения выключателя, с.

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

$$i_y \leq i_{нр.с}, \quad (33)$$

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

$i_y$  – ударный ток короткого замыкания в цепи выключателя;

На термическую стойкость по значению теплового импульса [11,18]:

$$B_k \leq I_T^2 t_T, \quad (34)$$

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 термической устойчивости, с.

При этом

$$B_k = I_k^2 (t_{отк} + T_a). \quad (35)$$

В ОРУ-110 кВ предварительно выбран выключатель элегазовый марки ЛТВ-145Е1/В-31,5/2000, в ОРУ-35 кВ – выключатель ВРС-35/2500 УХЛ1.

Выбор и проверка высоковольтных выключателей для установки в ОРУ-110 кВ и ОРУ-35 кВ на ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, проводится по приведённым выше условиям (таблица 9).

Таблица 9 – Результаты выбора новых выключателей высокого напряжения для установки в ОРУ-110 кВ и ОРУ-35 кВ на ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Выключатели ОРУ-110 кВ: ЛТВ-145Е1/В-31,5/2000	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 94,1 \text{ А.}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 2,29 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 40 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 5,51 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 52 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 2,29^2 \cdot 3 = 15,7 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с.}$
Выключатели ОРУ-35 кВ: ВРС-35/2500 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 174 \text{ А.}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 4,72 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 40 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 9,35 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 52 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 4,72^2 \cdot 3 = 66,8 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с.}$

Далее проводится выбор и проверка новых разъединителей по условиям установки в ОРУ-110 кВ и ОРУ-35 кВ на ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения в результате проведения реконструкции данного объекта.

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

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

В работе для установки в ОРУ-110 кВ ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения выбираются новые современные разъединители марки РГ-16-110/1000 УХЛ1, для установки в ОРУ-35 кВ – разъединители марки РГ-35/1000 УХЛ1 (производитель – ЗАО «ЗЭТО»).

Результаты выбора и проверочного расчёта новых разъединителей в ОРУ-110 кВ и в ОРУ-35 кВ на ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты выбора и проверочного расчёта разъединителей ОРУ-110 кВ и ОРУ-35 кВ на ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская»

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Разъединители ОРУ-110 кВ: РГ-16-110/1000 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 94,1 \text{ А.}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 5,51 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 52 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 2,29^2 \cdot 3 = 15,7 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с.}$
Разъединители ОРУ-35 кВ: РГ-35/1000 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 174 \text{ А.}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 9,35 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 52 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 4,72^2 \cdot 3 = 66,8 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с.}$

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

Установлено, что в результате проведения проверочных расчётов по выбору электрических аппаратов для установки в ОРУ-110 кВ и ОРУ-35 кВ ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения с целью её модернизации, все выбранные аппараты отвечают условиям всех требуемых проверок.

Все аппараты показаны на схеме электрических соединений ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения в графической части работы.

Выводы по разделу.

В результате проведения модернизации устаревшего оборудования распределительных устройств напряжением 110 кВ и 35 кВ, на трансформаторной подстанции ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, выбраны и проверены новые современные электрические аппараты для установки на объектах подстанции:

- в ОРУ-110 кВ выбраны новейшие элегазовые выключатели марки ЛТВ-145Е1/В-31,5/2000, в ОРУ-35 кВ – вакуумные выключатели ВРС-35/2500 УХЛ1;
- для установки в ОРУ-110 кВ выбраны новые современные разъединители марки РГ-16-110/1000 УХЛ1, для установки в ОРУ-35 кВ – разъединители марки РГ-35/1000 УХЛ1 (производитель – ЗАО «ЗЭТО»).

Таким образом, в работе расчётно-аналитическим путём решена комплексная задача по разработке, проверке и внедрению предложенных мероприятий по замене силовых трансформаторов на ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения и модернизации основного оборудования ОРУ-110 кВ и ОРУ-35 кВ данной подстанции с проверкой принятых технических решений.

## **6 Проверка системы заземления и молниезащиты подстанции**

### **6.1 Расчёт защитного заземления**

Производится расчёт контура защитного заземления ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, согласно методике [18].

К данному контуру заземления подключаются все электроустановки ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения.

Устройство защитного контура заземления выполняется в соответствии с учётом требований и норм [1].

В соответствии с требованиями [1], для заземления электроустановок в первую очередь должны быть использованы естественные заземлители.

Однако они отсутствуют, поэтому расчёт и сооружение контура заземления является обязательным.

Заземлению подлежат все металлические части электроустановок ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, которые в нормальном режиме работы не должны находиться под напряжением, однако могут оказаться под ним при повреждении изоляции.

К таким электроустановкам в работе относятся оборудование ОРУ-110 кВ, ОРУ-35 кВ, а также трансформаторы ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения.

Все соединения защитного контура заземления выполняются электросваркой внахлест.

Крепление заземляющих проводников к контуру заземления осуществляется болтовыми соединениями.

Согласно требованиям [1], величина сопротивления защитного заземления не должна превышать 10 Ом при номинальном напряжении установок выше 1 кВ.

Расчет защитного заземления в работе сводится к определению такого числа и характера размещения искусственных заземлителей, при котором сопротивление растекания тока не превышает нормированное значение.

Проводится выбор исходных данных для расчёта заземления ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения:

- грунт – суглинок;
- удельное сопротивление грунта в месте сооружения защитного контура заземления согласно проведённым измерениям и справочным данным принимается равным 400 Ом·м;
- климатическая зона – III [16].

Определяется расчётное значение удельного сопротивления грунта в месте установки заземления ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения:

$$\rho_p = \rho_{gp} \cdot K_u, \quad (36)$$

где  $\rho_{gp}$  – значение удельного сопротивления грунта, Ом [16].

Исходя из исходных данных:

$$\rho_p = 7,5 \cdot 1,6 = 120 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Определяется расчётное сопротивление заземления трубы, верхний конец которой заглублён в землю:

$$R_3 = 0,366 \cdot \frac{\rho_p}{l} \left( \lg \frac{2 \cdot l}{0,95 \cdot d} + 0,5 \lg \frac{4t + 3l}{4t + l} \right), \text{ Ом}. \quad (37)$$

где  $h$  – расстояние от поверхности земли до середины заземлителя, м.

Исходя из исходных данных:

$$R_3 = 0,366 \cdot \frac{120}{2,5} \left( \lg \frac{2 \cdot 5}{0,07} + 0,5 \lg \frac{4 \cdot 1,95 + 2,5}{4 \cdot 1,95 - 2,5} \right) = 76,45 \text{ Ом.}$$

Расчётное число одиночных заземлителей:

$$N_3 = \frac{R_3}{R_{3.н}}, \text{шт.} \quad (38)$$

Исходя из расчётных данных:

$$N_3 = \frac{76,45}{10} = 7,65 \text{ шт.}$$

Принимается в контуре заземления подстанции ближайшее целое число, т.е.  $N_3 = 14$  шт.

Расстояние между заземлителями в проектируемом контуре заземления ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения:

$$L_T = l \cdot m, \text{ м.} \quad (39)$$

Значит:

$$L_T = 2,5 \cdot 1 = 2,5 \text{ м.}$$

Количество заземлителей в проектируемом контуре заземления на ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, с учётом коэффициента экранирования:

$$N_{3.э} = \frac{R_3}{R_{3.н} \cdot \eta_э}, \text{шт.} \quad (40)$$

Таким образом, для наших условий:

$$N_{3.э} = \frac{76,45}{10 \cdot 0,64} = 11,89 \text{ шт.}$$

Так как основных элементов на подстанции – три (ОРУ-110 кВ, ОРУ-35 кВ и блок силовых трансформаторов), и все они имеют класс напряжения выше 1 кВ, следовательно, для каждого из них будет применяться двенадцать электродов в контуре заземления.

Таким образом, суммарное число вертикальных электродов для применения в контуре заземления всей подстанции, будет составлять  $3 \cdot 12 = 36$  штук.

Окончательно принимается к установке в контуре заземления рассматриваемой в работе ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, тридцать шесть вертикальных заземлителей (электродов).

Все требования нормативных документов к спроектированному контуру заземления выполняются.

Конструктивно контур заземления выполняется в форме сетки прямоугольной формы. Такое расположение вертикальных и горизонтальных электродов является наиболее оптимальным [1].

Кроме того, в случае обрыва одного соединения (горизонтального электрода) контур заземления не выходит из строя за счёт того, что соседние электроды будут «резервировать» друг друга.

Расстояние между вертикальными электродами в контуре заземления ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения составляет 2,5 м.



Конструктивное выполнение контура заземления ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения показано в графической части работы.

## 6.2 Расчёт молниезащиты подстанции

Одним из главных условий бесперебойной работы подстанции является обеспечение надежной грозозащиты зданий, сооружений и электрооборудования подстанции.

Правильно выполненная молниезащита надежно защищает объект и тем самым значительно повышает его эксплуатационный показатели.

Согласно [7] (4.2.136) от стоек конструкции ОРУ с молниеотводами должно быть обеспечено растекание тока молнии по магистралям заземления не менее чем в трех-четырех направлениях для ОРУ-35кВ, и не менее чем в двух-трех – для ОРУ-110кВ.

Кроме того, должно быть установлено соответственно два-три или один-два вертикальных электрода длиной 3-5м на расстоянии, не меньшим длины электрода. Согласно [7] (4.2.140) место присоединения конструкции со стержневым молниеотводом к заземляющему контуру подстанции расположено на расстоянии более 15м по магистралям заземления от места присоединения к нему трансформатора.

Молниезащита ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения осуществляется стержневыми молниеотводами.

На высоте  $h_x$  защищаемого объекта (наиболее выступающие части оборудования и конструкций РУ) радиус действия молниеотвода [16]:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a \cdot p}{1 + \frac{h_x}{h}}, \quad (41)$$

где  $h=24$ м – высота молниеотвода;

$h_a$  – активная высота молниеотвода;

$h_x=12\text{м}$  - высота наиболее выступающих элементов ОРУ;

$p$  – коэффициент, равный 1 при высоте молниеотвода  $h < 30\text{м}$ .

Исходя из исходных данных:

$$h_a = 24 - 12 = 12\text{м}.$$

Согласно расчётным данным:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot 12}{1 + \frac{12}{24}} \cdot 1 = 12,8\text{м}.$$

Наименьшая ширина зоны защиты  $b_x$  определяется по формуле:

$$b_x = 4 \cdot r_x \cdot \frac{7h_a - 1}{14h_a - a}. \quad (42)$$

Расстояние от оси установки молниеотводов до границы защищаемой зоны по длине:

$$b_{x1} = 4 \cdot 12,8 \cdot \frac{7 \cdot 12 - 40}{14 \cdot 12 - 40} = 17,6\text{м}.$$

Расстояние от оси установки молниеотводов до границы защищаемой зоны по ширине:

$$b_{x2} = 4 \cdot 12,8 \cdot \frac{7 \cdot 12 - 42}{14 \cdot 12 - 42} = 17,1\text{м}.$$

Условие для защиты объекта высотой  $h_x$  внутри зоны защиты:

$$D \leq 8 \cdot h_a \cdot p, \quad (43)$$

где  $D$  – наибольшая диагональ четырехугольника.

Проверка условия выполняется:

$$D \leq 8 \cdot 12 \cdot 1 = 96 \text{ м}, \\ 58 \text{ м} \leq 96 \text{ м}.$$

Таким образом, принимается четыре молниеотвода высотой 24 м.

План расположения и зона действия молниеотводов спроектированного устройства молниезащиты показана в графической части работы.

Выводы по разделу.

В работе, основываясь на приведённых выше полученных результатах, проведён расчёт контура заземления ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, в котором выбраны к установке на объекте тридцать шесть вертикальных заземлителей с расположением по периметру подстанции в форме сетки.

Спроектирована молниезащита оборудования ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения с применением четырёх вертикальных молниеотводов.

## **7 Релейная защита и автоматика ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская»**

### **7.1. Выбор блоков релейной защиты и автоматики подстанции**

Как было указано ранее, одним из этапов работы, является выбор современных блоков релейной защиты и автоматики (далее – РЗиА) для применения на ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения.

В работе для данной цели выбираются следующие современные блоки РЗиА на микропроцессорной основе, которые лишены недостатков устаревших индукционных и электромагнитных реле, установленных на сегодняшний день в цепях оборудования подстанции.

Такие микропроцессорные блоки РЗиА способны выполнять тысячи операций в единицу времени, что эквивалентно сотням старых индукционных реле. Кроме того, такие блоки значительно надёжны и компактны, а также не требуют таких значительных затрат на монтаж, ремонт, наладку и эксплуатацию, как старые реле.

В работе, после проведения анализа нормативно-технической литературы по данному вопросу, для установки на подстанции выбираются современные блоки РЗиА серии Sepam 20,40,80 (производитель – Schneider Electric).

Для применения на подстанции выбраны следующие модификации блоков РЗиА, позволяющие добиться максимальных результатов при минимальном вложении средств [25]:

- для защиты силовых трансформаторов ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения – блок РЗиА серии Sepam 80, которые предназначены для обеспечения защиты силовых трансформаторов напряжением 35-220 кВ;

- для защиты питающих линий напряжением 110 кВ, а также вводных линий напряжением 110 кВ и секционного присоединения 110 кВ ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения – блок РЗиА серии Seram 40, которые предназначены для обеспечения защиты вводных и секционных присоединений. Также блок также способен обеспечивать контроль и учёт электроэнергии;
- для защиты отходящих линий 35 кВ ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения – блок РЗиА серии Seram 20, которые предназначены для обеспечения линейных присоединений. Помимо функций защиты, данный блок обеспечивает также функцию учёта и контроля электроэнергии на отходящих и питающих линиях.

Далее в работе проводится непосредственный расчёт и выбор уставок принятых микропроцессорных блоков РЗиА серии Seram 20,40,80 (производитель – Schneider Electric) для защиты силовых трансформаторов и линий ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения.

## **7.2 Выбор первичных токов и коэффициентов трансформации трансформаторов тока**

В работе выбираются уставки РЗиА для защиты силовых трансформаторов и отходящих линий ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения.

Для данной цели на первом этапе необходимо провести расчёт максимальных рабочих токов, а также выбрать первичный ток трансформатора тока и, с учётом этого, провести расчёт коэффициента трансформации.

Известно, что максимальный рабочий ток – это длительный ток с учетом вероятности дополнительного подключения нагрузки с учётом резервирования.

В схеме ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, на сторонах 110 кВ и 35 кВ, предусмотрено взаимное резервирование трансформаторов.

Рабочие токи максимального режима для трансформаторов и линий подстанции рассчитаны в работе ранее.

Кроме того, для корректного расчёта уставок РЗА на первом этапе необходимо определить [23]:

- первичный ток измерительных трансформаторов тока (далее – ТТ).  
При этом вторичный ток ТТ принимается равным 5 А на всех присоединениях схемы;
- коэффициент трансформации ТТ.

Данные параметры определяются, исходя из значения максимальных рабочих токов.

Первичные токи трансформаторов тока ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения определяются по шкале стандартных токов.

Коэффициент трансформации ТТ определяется отношением первичного и вторичного токов ТТ по известному выражению.

На сторонах ВН и НН трансформаторов принимается соединение ТТ и реле в схему «неполная звезда», имеющая ряд преимуществ по сравнению с другими схемами соединения ТТ и реле.

Исходя из этого, полученные результаты выбора первичных номинальных токов и коэффициентов трансформации ТТ, используемых для дальнейшего выбора уставок РЗА силовых трансформаторов, а также питающих и отходящих линий, на подстанции ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, приводятся в форме таблицы 11.

Таблица 11 – Результаты расчётов максимальных рабочих токов, первичных номинальных токов и коэффициентов трансформации ТТ на ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения

Номинальное напряжение	Элемент (присоединение)	$I_{\text{раб.макс}}$ , А	$I_{\text{ТТ}}$ , А	$K_T$
Питающая ВЛ-110 кВ				
110 кВ	ВЛ-110 кВ-1Т	94,1	100	20
110 кВ	ВЛ-110 кВ-2Т	94,1	100	20
Силовые трансформаторы				
110 кВ	1Т	94,1	100	20
110 кВ	2Т	94,1	100	20
35 кВ	1Т	230,9	250	50
35 кВ	2Т	230,9	250	50
Отходящие линии ВЛ-35 кВ				
35 кВ	ВЛ-35 кВ-1Л	174,0	200	40
35 кВ	ВЛ-35 кВ-2Л	174,0	200	40

Далее в работе, на основании полученных результатов выбора первичных токов и коэффициентов трансформации ТТ, проводится выбор уставок РЗА силовых трансформаторов и линий ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения.

### 7.3 Расчёт уставок релейной защиты трансформаторов

В качестве защиты трансформаторов ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения от межфазных КЗ, используется продольная дифференциальная токовая защита с абсолютной селективностью [14].

Ток срабатывания этой защиты определяется путём отстройки от тока небаланса:

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

где  $I_{\text{раб.макс.НН}}$ ,  $I_{\text{раб.макс.ВН}}$  – соответственно максимальный рабочий ток на сторонах НН (35 кВ) и ВН (110 кВ) силового трансформатора ТП-110/35 кВ подстанции, А;

$K_n$  – коэффициент надёжности [13].

Коэффициент чувствительности дифференциальной токовой защиты должен удовлетворять условию [15]:

$$K_{\text{ч}} = \frac{K_{\text{сх}}^{(\kappa)}}{K_{\text{сх}}^{(3)}} \cdot \frac{I_{\text{к.нач.мин}}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5. \quad (45)$$

Ток срабатывания продольной дифференциальной токовой защиты трансформатора ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения:

$$I_{\text{с.з}} \geq 1,8 \cdot (230,9 - 94,1) = 246,2 \text{ А.}$$

Так как дифференциальная токовая защита трансформаторов устанавливается на сторонах 110 кВ и 35 кВ трансформаторов подстанции, значит, необходимо проверить её условия чувствительности на обеих сторонах.

Коэффициент чувствительности продольной дифференциальной токовой защиты трансформаторов ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения на стороне 110 кВ удовлетворяет требованиям [13,14]:

$$K_{\text{ч}} = \frac{1}{1} \cdot \frac{2000}{246,2} = 8,1 > 1,5.$$

Коэффициент чувствительности продольной дифференциальной токовой защиты трансформаторов ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения на стороне 35 кВ удовлетворяет требованиям [24]:



$$K_u = \frac{1}{1} \cdot \frac{4110}{246,2} = 16,7 > 1,5.$$

Окончательно принимается для продольной дифференциальной токовой защиты трансформаторов  $I_{c.з} = 246,2$  А.

Далее проводится выбор уставки защиты от перегрузки трансформаторов ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения.

Известно, что в двухобмоточных силовых трансформаторах защита от перегрузки устанавливается со стороны питания [22], значит, в работе данная защита устанавливается на стороне 110 кВ.

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

$$I_{c.з} \geq K_n \cdot I_{\text{раб.макс.ВН}}, \quad (46)$$

где  $K_n$  – коэффициент надёжности [14].

Ток срабатывания защиты от перегрузки трансформатора ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения:

$$I_{c.з} \geq 1,05 \cdot 94,1 \approx 98,8 \text{ А.}$$

Защита от перегрузки силовых трансформаторов ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения выполняется с действием на сигнал, так как даже при перегрузках не требуется быстрого отключения трансформатора.

Далее проводится выбор уставки максимальной токовой защиты (МТЗ) трансформаторов ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения.

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

Следовательно, в работе на силовых трансформаторах принимается два комплекта МТЗ.

Ток срабатывания МТЗ силового трансформатора должен удовлетворять условию [21], которое заключается в отстройке от максимального рабочего тока трансформатора:

$$I_{с.з} \geq K_{отс} \cdot K_{сзп} \cdot I_{раб.макс}, \quad (47)$$

где  $K_{отс}$  - коэффициент отстройки;

$K_{сзп}$  - коэффициент самозапуска.

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

$$K_{\chi} = \frac{K_{сх}^{(к)}}{K_{сх}^{(3)}} \cdot \frac{I_{к.мин}^{(к)}}{I_{с.з}} \geq 1,2, \quad (48)$$

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

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

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

$I_{с.з}$  - ток срабатывания защиты.

Согласно [1], коэффициент чувствительности для рассчитываемой МТЗ силового трансформатора должен быть не менее 1,2 [13,14].

По приведённым выше условиям, далее в работе проводится расчёт МТЗ на сторонах 110 кВ и 35 кВ силового трансформатора ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения.

Для комплекта МТЗ силового трансформатора на стороне ВН (110 кВ) значение тока срабатывания защиты:

$$I_{c.3} \geq 1,1 \cdot 1,6 \cdot 94,1 = 165,6 \text{ A.}$$

Коэффициент чувствительности МТЗ трансформатора 1Т на стороне ВН удовлетворяет требованиям [13]:

$$K_y = \frac{1}{1} \cdot \frac{2000}{165,6} \approx 12,1 > 1,2.$$

Окончательно принимается для МТЗ силового трансформатора на стороне ВН  $I_{c.3} = 165,6 \text{ A}$ .

Так как селективность МТЗ обеспечивается подбором времени срабатывания (со стороны источника питания оно будет минимальное), принимается время срабатывания МТЗ силового трансформатора на стороне ВН, равное  $t_{c.3} = 1,0 \text{ с}$  (с учётом МТЗ на питающей ВЛ-110 кВ, где принимается  $t_{c.3} = 0,5 \text{ с}$  по условиям селективности).

Аналогично проводится расчёт уставки тока срабатывания комплекта МТЗ силового трансформатора на стороне НН (35 кВ):

$$I_{c.3} \geq 1,1 \cdot 1,6 \cdot 230,9 = 406,4 \text{ A.}$$

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

$$K_y = \frac{1}{1} \cdot \frac{4110}{406,4} = 10,1 > 1,2.$$

Окончательно принимается для МТЗ силового трансформатора на стороне НН  $I_{c.3} = 406,4 \text{ A}$ .

Время срабатывания данной защиты с учётом селективности составляет  $t_{c.3} = 1,5 \text{ с}$ .

В качестве газовой защиты силовых трансформаторов, установленных на ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, 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].

Принцип действия газового реле для защиты силового трансформатора основан на контроле давления газа. Разогретые газы стремятся попасть в расширитель устройства, проходя через корпус реле. В случае слабого нагрева, давление газа будет нарастать постепенно и газовое реле даст предупреждающий сигнал, при этом не отключая силовой трансформатор. В случае интенсивного давления газа, которое свидетельствует о сильном разогреве, что, как правило, бывает связано с внутренним КЗ или явлением «пожара стали» магнитопровода, данное газовое реле отключает силовой трансформатор.

Учитывая требования [10], принимается в работе для защиты от однофазных коротких замыканий (далее – ЗОЗ) трансформаторов подстанции  $I_{с.з} = 5 \text{ А}$ ,  $t_{с.з} = 0 \text{ с}$  (без выдержки времени).

#### **7.4 Расчёт уставок релейной защиты линий**

В работе на ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения для защит питающих линий напряжений 110 кВ, а также отходящих линий напряжением 10 кВ, выбираются следующие защиты:

- дифференциальная защиты линий (далее – ДЗЛ);
- максимальная токовая защита (далее – МТЗЛ) с совмещением с защитой от перегрузки (далее – ЗП);
- защита от однофазных коротких замыканий на землю (ЗОЗ).

Ток срабатывания ДЗЛ определяется путём отстройки от максимального тока КЗ с учётом максимального рабочего тока [19]:

$$I_{c.з} \geq K_o \cdot I_{к.макс} + I_{раб.макс}, \quad (49)$$

где  $K_o$  – коэффициент отстройки ДЗЛ [26].

Коэффициент чувствительности ДЗЛ должен удовлетворять условию:

$$K_q = \frac{K_{cx}^{(к)}}{K_{cx}^{(3)}} \cdot \frac{I_{к.нач.мин}}{I_{c.з}} \geq 1,5. \quad (50)$$

Для питающей линии 110 кВ к силовому трансформатору, токовая уставка ДЗЛ:

$$I_{c.з} \geq 1,1 \cdot 2290 + 94,1 = 2613,1 \text{ А.}$$

$$K_q = \frac{1}{1} \cdot \frac{4110}{2613,1} = 1,57 \geq 1,5.$$

Результаты выбора уставок ДЗЛ питающих линий 110 кВ и отходящих линий 35 кВ ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Результаты выбора уставок ДЗЛ питающих линий 110 кВ и отходящих линий 35 кВ ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения

Номинальное напряжение	Элемент (присоединение)	$I_{раб.макс}$ , А	$I_{к.макс}$ , А	$I_{c.з}$ , А
Питающая ВЛ-110 кВ				
110 кВ	ВЛ-110 кВ-1Т	94,1	2290	2613,1
110 кВ	ВЛ-110 кВ-2Т	94,1	2290	2613,1
Отходящие линии ВЛ-35 кВ				
35 кВ	ВЛ-35 кВ-1Л	174,0	4720	5366,0
35 кВ	ВЛ-35 кВ-2Л	174,0	4720	5366,0

МТЗ линий выбирается из условия несрабатывания защиты в момент подключения дополнительной нагрузки.

С учётом равенства основной и дополнительной нагрузки, а также с учётом их равномерности распределения, упрощённо выражение для выбора уставок МТЗ линий можно записать так:

$$I_{c.з} \geq K_{отс} \cdot K_{сзн} \cdot I_{раб.макс}. \quad (51)$$

Коэффициент чувствительности МТЗ определяется по известной формуле [20]:

$$K_{\chi} = \frac{K_{cx}^{(\kappa)}}{K_{cx}^{(3)}} \cdot \frac{I_{\kappa.мин}^{(\kappa)}}{I_{c.з}} \geq 1,2, \quad (52)$$

Для питающей линии напряжением 110 кВ к трансформатору, токовая уставка МТЗ:

$$I_{c.з} \geq 1,3 \cdot 1,5 \cdot 94,1 = 183,5 \text{ A}.$$

Коэффициент чувствительности МТЗ питающей линии 110 кВ к трансформатору подстанции:

$$K_{\chi} = \frac{1}{1} \cdot \frac{2000}{183,5} = 10,9 \geq 1,2.$$

Результаты выбора уставок МТЗ остальных питающих линий 110 кВ и распределительных линий 35 кВ ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения представлены в таблицы 13.

Также выбрано время срабатывания МТЗ линий, что обеспечивает селективность данной защиты.

В работе для всех МТЗ питающих и распределительных линий принята степень селективности  $\Delta t=0,5$  с.

Таблица 13 – Результаты выбора уставок МТЗ питающих линий 110 кВ и распределительных линий 35 кВ ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения

Номинальное напряжение	Элемент (присоединение)	$I_{\text{раб.макс}}, \text{ А}$	$I_{\text{с.з}}, \text{ А}$	$t_{\text{с.з}}, \text{ А}$
Питающая ВЛ-110 кВ				
110 кВ	ВЛ-110 кВ-1Т	94,1	183,5	0,5
110 кВ	ВЛ-110 кВ-2Т	94,1	183,5	0,5
Отходящие линии ВЛ-35 кВ				
35 кВ	ВЛ-35 кВ-1Л	174,0	393,3	2,0
35 кВ	ВЛ-35 кВ-2Л	174,0	393,3	2,0

ЗОЗ является основной защитой от однофазных замыканий на землю.

Учитывая требования [10], принимается в работе для ЗОЗ всех линий подстанции  $I_{\text{с.з}} = 5 \text{ А}$ ,  $t_{\text{с.з}} = 0 \text{ с}$  (без выдержки времени).

Для устройств автоматики принимаются следующие уставки времени срабатывания согласно рекомендациям [10]:

- для АПВ на линиях –  $t_{\text{с.з}} = 1 \text{ с}$ ;
- для АВР на секционном соединении –  $t_{\text{с.з}} = 2 \text{ с}$ .

Выводы по разделу.

В работе, основываясь на приведённых выше полученных результатах, рассчитаны уставки основных устройств микропроцессорных блоков релейной защиты и автоматики силовых трансформаторов и линий на подстанции ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения.

Для применения на объекте исследования обоснован выбор микропроцессорных блоков РЗиА серий Seram 20,40,80 (производитель – Schneider Electric), применяющихся для защиты силовых трансформаторов и линий ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения.

## Заключение

В результате выполнения работы, проведена реконструкция схемы электрических соединений нормального режима трансформаторной подстанции ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, с модернизацией некоторого устаревшего силового оборудования распределительных устройств и релейной защиты данной подстанции.

Установлено, что реконструкцию электрических соединений ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения рекомендуется внедрить путём внедрения следующих практических мероприятий:

- замена силовых трансформаторов мощностью 6,3 МВА на более мощные силовые трансформаторы мощностью 10 МВА, в связи со значительным увеличением нагрузки нефтяных кустов и скважин месторождения;
- модернизация высоковольтных выключателей и разъединителей в ОРУ-110 кВ и ОРУ-35 кВ, которая обусловлена тем, что данное оборудование технически и морально устарело и не отвечает современным требованиям по надёжности, бесперебойности, безопасности и экономичности. В работе планируется провести модернизацию данного оборудования путём замены его на современные инновационные марки и модели, обладающие всеми требуемыми показателями и критериями;
- модернизация оборудования вторичных цепей, включая цепи релейной защиты и автоматики подстанции, которую планируется осуществить путём замены устаревших блоков РЗиА на современные, с последующим выбором и проверкой на чувствительность, токовых уставок их срабатывания.



В работе проведён расчёт нагрузок электрических присоединений 35 кВ в виде двух линий, отходящих к потребителям подстанции ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения. Рассчитана суммарная нагрузка подстанции ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения. На основании полученных результатов, установлено, что на подстанции ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, установленные новые трансформаторы марки ТДН-10000/110, выдержат систематическую нагрузку и допустимую перегрузку с учётом увеличения нагрузки потребителей подстанции.

Расчётным путём, используя принятую методику выбора и проверки, подтверждены все сечения проводников питающей 110 кВ (провод марки АСК-120). Однако, исходя из полученных результатов расчёта, установлено, что в связи с увеличением нагрузки потребителей, сечение распределительных (отходящих) воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ рекомендовано заменить с марки АСК-95 на марку провода АСК-120. Таким образом, будут выполнены условия проверки по нагрузочной способности распределительных воздушных линий 35 кВ на ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения с учётом увеличения нагрузки потребителей. Исходя из поставленной задачи, для применения в ОРУ-110 кВ и ОРУ-35 кВ, выбрана и проверена гибкая ошиновка из проводов марки АС-120 с допустимым током  $I_{дон}=375$  А.

Рассчитаны значения токов короткого замыкания, а также величины ударных токов, на шинах 110 кВ и 35 кВ, в максимальном режиме работы ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения.

В результате проведения модернизации устаревшего оборудования распределительных устройств напряжением 110 кВ и 35 кВ, на трансформаторной подстанции ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-

Салымского нефтяного месторождения, выбраны и проверены новые современные электрические аппараты для установки на объектах подстанции:

- в ОРУ-110 кВ выбраны новейшие элегазовые выключатели марки LTB-145E1/B-31,5/2000, в ОРУ-35 кВ – вакуумные выключатели ВРС-35/2500 УХЛ1;
- для установки в ОРУ-110 кВ выбраны новые современные разъединители марки РГ-16-110/1000 УХЛ1, для установки в ОРУ-35 кВ – разъединители марки РГ-35/1000 УХЛ1 (производитель – ЗАО «ЗЭТО»).

Основываясь на приведённых выше полученных результатах, проведён расчёт контура заземления ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения, в котором выбраны к установке на объекте тридцать шесть вертикальных заземлителей с расположением по периметру подстанции в форме сетки. Спроектирована молниезащита ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения с применением четырёх вертикальных молниеотводов.

Основываясь на приведённых выше полученных результатах, рассчитаны уставки основных устройств микропроцессорных блоков релейной защиты и автоматики силовых трансформаторов и линий на подстанции ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения. Для применения на объекте исследования обоснован выбор микропроцессорных блоков РЗиА серий Sepam 20,40,80 (производитель – Schneider Electric), применяющихся для защиты силовых трансформаторов и линий ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения.

Таким образом, в работе расчётно-аналитическим путём решена комплексная задача по разработке, проверке и внедрению предложенных мероприятий по замене силовых трансформаторов на ПС-110/35 кВ «Западно-Салымская» Западно-Салымского нефтяного месторождения и модернизации оборудования подстанции с проверкой принятых технических решений.

## Список используемых источников

1. Бадагуев Б.Т. Электромонтажные работы и работы по монтажу, настройке и сдаче в эксплуатацию оборудования распределительных устройств подстанций. М.: Альфа-Пресс, 2021. 288 с.
2. ГОСТ 29322-2014. «Напряжения стандартные» [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200115397> (дата обращения: 16.01.2023).
3. 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: 06.02.2023).
4. Западно-Салымское нефтяное месторождение [Электронный ресурс]: URL: <https://geonedra.ru/2018/zapadno-salymское-mestorozhdenie-hma/> (дата обращения: 06.02.2023).
5. Кадомская К.П., Лавров Ю.А. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Вологда: Инфра-Инженерия, 2018. 343 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. 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: 07.01.2023).
9. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. 4-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 2019. 174 с.

10. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Госэнергонадзор Минэнерго России. М.: ЗАО «Энергосервис», 2019. 324 с.
11. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). М.: Альвис, 2018. 632 с.
12. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для студентов учреждений среднего профессионального образования. М.: ИЦ Академия, 2018. 448 с.
13. Сибикин Ю.Д. Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования промышленных предприятий и установок. – Вологда: Инфра-Инженерия, 2019. 464 с.
14. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение. Вологда: Инфра-Инженерия, 2019. 328 с.
15. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. 4-е изд., перераб. и доп. М.: ЭНАС, 2018. 312 с.
16. СТО 56947007- 29.240.30.047-2010. «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ». [Электронный ресурс]: URL: <https://www.twirpx.com/file/2616342/> (дата обращения: 18.01.2023).
17. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения». [Электронный ресурс]: URL: <https://www.twirpx.com/file/24666/> (дата обращения: 16.10.2022).
18. Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 № 35-ФЗ об энергосбережении [Электронный ресурс]: URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_41502/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_41502/) (дата обращения: 17.01.2023).
19. 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».
20. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и

электроснабжению. М.: Форум, Инфра. 2019. 136 с.

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

22. Copley P. Marketing Communications Management: Concepts and Theories, Cases and Practices. Oxford: Butterworth-Heinemann, 2019. 441 p.

23. Gupta P. Adaptive short-term forecasting of hourly loads using weather information – IEEE Trans. Power Appar. And Syst. 2018. №5.

24. 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

25. Panuska V. Short-term forecasting of electric power system load from a weather dependent model. IFAC Symp.2017. Autom. Contr. and Prot. Electr. Power Syst., Melbourne, 2019. Sydney.

26. Potter E.H. Branding Canada. Projecting Canada's Soft Power through Public Diplomacy. Montreal: McGill-Queen's University Press, 2019. 464 p.