

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 трансформаторной подстанции 110/35/6 кВ
Центрального блока Талаканского месторождения

Обучающийся

Д. Д. Боциев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н. В. И. Платов

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

Аннотация

Целью данной работы является разработка рекомендаций по реконструкции электрической понизительной подстанции 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения.

Реконструкция обусловлена вводом в работу дополнительного генератора на питающей газотурбинной электростанции (ГТЭС) «Талаканская» в связи с недостатком генерирующих мощностей, что обусловлено вводом новых потребителей на объекте.

На основе анализа исходных данных, проведена реконструкция подстанции (ПС) 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения.

Выбраны силовые трансформаторы подстанции, сечения и марки проводников, а также основное оборудование распределительных устройств всех классов напряжения.

Проведён расчёт релейной защиты подстанции с выбором современных блоков РЗА для защиты оборудования подстанции.

Выполнена проверка на перегрузочную способность нового (третьего) генератора, установленного на питающей ГТЭС «Талаканская».

Выбрана и описана схема АСУЭ для непосредственного её применения в системе электроснабжения подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения.

Разработана САУ наружным освещением подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения, позволяющая оптимизировать управление освещением, значительно повысить надёжность системы электроснабжения объекта, а также существенно снизить плату в системе собственных нужд объекта при нерациональном использовании световой энергии.

Содержание

Введение.....	4
1 Исходная характеристика понизительной подстанции.....	6
1.1 Техническая характеристика оборудования и схемы электрических соединений подстанции.....	6
1.2 Обоснование необходимости проведения реконструкции	14
2 Реконструкция электрической части подстанции	17
2.1 Расчёт электрических нагрузок	17
2.2 Выбор и проверка силовых трансформаторов.....	20
2.3 Выбор сечения проводников на подстанции.....	23
2.4 Расчёт токов короткого замыкания	27
2.5 Выбор и проверка электрических аппаратов	35
2.6 Проверка генераторов питающей ГТЭС на допустимую перегрузку ...	41
2.7 Выбор автоматизированной системы управления электроснабжением подстанции.....	44
3 Расчёт релейной защиты, автоматики и управления подстанции.....	50
3.1 Расчёт уставок релейной защиты и автоматики на подстанции	50
3.2 Разработка схемы управления наружным освещением на трансформаторной подстанции	55
Заключение	59
Список используемых источников.....	62

Введение

Известно, что понизительные подстанции месторождений полезных ископаемых оказывают существенное влияние на величину потребляемых мощностей. Необходимая мощность, которая будет передана посредством понизительных подстанций, обуславливается совокупностью установленных мощностей потребителей, которые установлены на месторождениях полезных ископаемых.

Как правило, величина потребляемой мощности на типичных месторождениях полезных ископаемых значительна и растёт пропорционально увеличению размера добычи и транспортировки ископаемых.

В современном мире в результате надвигающегося энергетического кризиса данный процесс актуален и всё чаще встречается на практике.

В результате нехватки мощностей, необходимо вводить новые генерирующие мощности, что в большинстве случаев приводит к реконструкции схем понизительных подстанций месторождений полезных ископаемых.

Следовательно, данный процесс требует особого внимания и дальнейшего изучения. В частности, он также рассмотрен в данной работе.

Кроме того, с другой стороны, также известно, что «в случае сбоев и аварий на понижающих трансформаторных подстанциях месторождений полезных ископаемых, равно как и несоответствия поставляемой потребителям электроэнергии по критериям качества, все участники технологического процесса будут нести весомые технические и экономические убытки» [10].

По этой причине, разработка и внедрение результатов, способных качественно изменить данный процесс, носит актуальный характер.

Целью данной работы является разработка рекомендаций по реконструкции электрической понизительной подстанции 110/35/6 кВ

Центрального блока Талаканского месторождения. Данная реконструкция обусловлена вводом в работу дополнительного генератора на питающей ГТЭС «Талаканская» в связи с недостатком генерирующих мощностей, что связано с вводом новых потребителей на объекте.

Объектом исследования в данной работе является «электрическая часть понизительной подстанции напряжением 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения» [8].

«Предметом исследования в работе выступает схема электрических соединений подстанции, а также оборудование распределительных устройств, релейная защита, автоматика и электрические сети, входящие в электрическую часть понизительной подстанции 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения» [17].

«Актуальность данной работы обусловлена необходимостью качественной модернизации и реконструкции схем электрических соединений, оборудования и сетей понижающих трансформаторных подстанций переменного тока энергосистемы для обеспечения качественного, надёжного, безопасного и экономичного процесса электроснабжения потребителей, согласно требованиям и нормам федеральных законов и нормативных документов» [12].

«Для достижения поставленной цели, в работе выполняется анализ исходных данных, на основании которого предложены мероприятия по реконструкции электрической части понизительной подстанции переменного напряжения 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения, включающий выбор и проверку числа и количества силовых трансформаторов, питающих генераторов на ГТЭС «Талаканская», а также проводников и электрических аппаратов подстанции» [7].

Проведён расчёт и выбор уставок релейной защиты подстанции с выбором современных блоков РЗА для защиты оборудования подстанции.

Работа выполнена с учётом требований и норм руководящих документов отечественной электроэнергетики.

1 Исходная характеристика понизительной подстанции

1.1 Техническая характеристика оборудования и схемы электрических соединений подстанции

«Согласно теме и заданию на выполнение работы, необходимо разработать проект реконструкции трансформаторной подстанции переменного напряжения ПС-110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения, особенностью которой является тот факт, что на ней находятся трёхобмоточные силовые трансформаторы» [17], а также на таких подстанциях нагрузки распределяются в РУ СН и РУ НН и существуют особенности расчёта токов короткого замыкания.

Рассматриваемая в работе ТП-110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения (ПС-110/35/6 кВ «Талакан») является одной из основных трансформаторных подстанций понижающего типа Талаканского месторождения полезных ископаемых, а именно, нефтеконденсатного месторождения.

Рассматриваемая в работе ПС-110/35/6 кВ территориально находится в Якутии.

Зима в регионе холодная и продолжительная.

В июле в регионе температура достигает 15-18 °С.

С учётом приведённых климатических условий, в работе необходимо выбрать и проверить оборудование на подстанции. Талаканское нефтеконденсатное месторождение является одним из крупнейших на юго-западе Якутии.

По состоянию на 2022 год разведанные запасы данного нефтеконденсатного «месторождения составляют более 300 млн тонн» [17].

Понижающая ПС-110/35/6кВ Центрального блока Талаканского месторождения с транзитом мощности составляют энергосистему в составе электрических сетей ГТЭС «Талаканская».

По месту расположения в энергосистеме рассматриваемая в работе подстанция 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения является узловой, обеспечивая транзит мощности не только к потребителям, но и в распределительной сети ГТЭС «Талаканская».

Таким образом в энергосистеме Талаканского месторождения обеспечивается необходимый принцип и условия резервирования, что особенно необходимо для бесперебойного питания ответственных мощных потребителей, относящихся к первой и особой категориям надёжности [10].

Для технической характеристики оборудования и схемы электрических соединений подстанции необходимо, в первую очередь, рассмотреть структурную схему понизительной подстанции 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения с указанием связей между источниками и потребителями, а также всех звеньев цепи.

Систематизируя полученную информацию, необходимо поставить и аргументировать задачи по требуемой реконструкции объекта.

«Структурная схема рассматриваемой в работе понижающей понизительной подстанции ПС-110/35/6 кВ «Талакан» с основными составляющими, перечисленными и охарактеризованными ранее, представлена на рисунке 1» [17].

Получая питание от Талаканской ГТЭС через повышающие трансформаторы, необходимые для увеличения суммарной мощности с целью её передачи на большие расстояния для снабжения электроэнергией потребителей, понизительная подстанция 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения является важнейшим узлом в системе электроснабжения не только данного объекта и внутренней системы его электроснабжения, но и региона, обеспечивая транзит мощности к другим потребителям.

Отбор транзитной мощности осуществляется на напряжении 110 кВ для питания ПС-110/10 кВ «НПС-10» (рисунок 1).

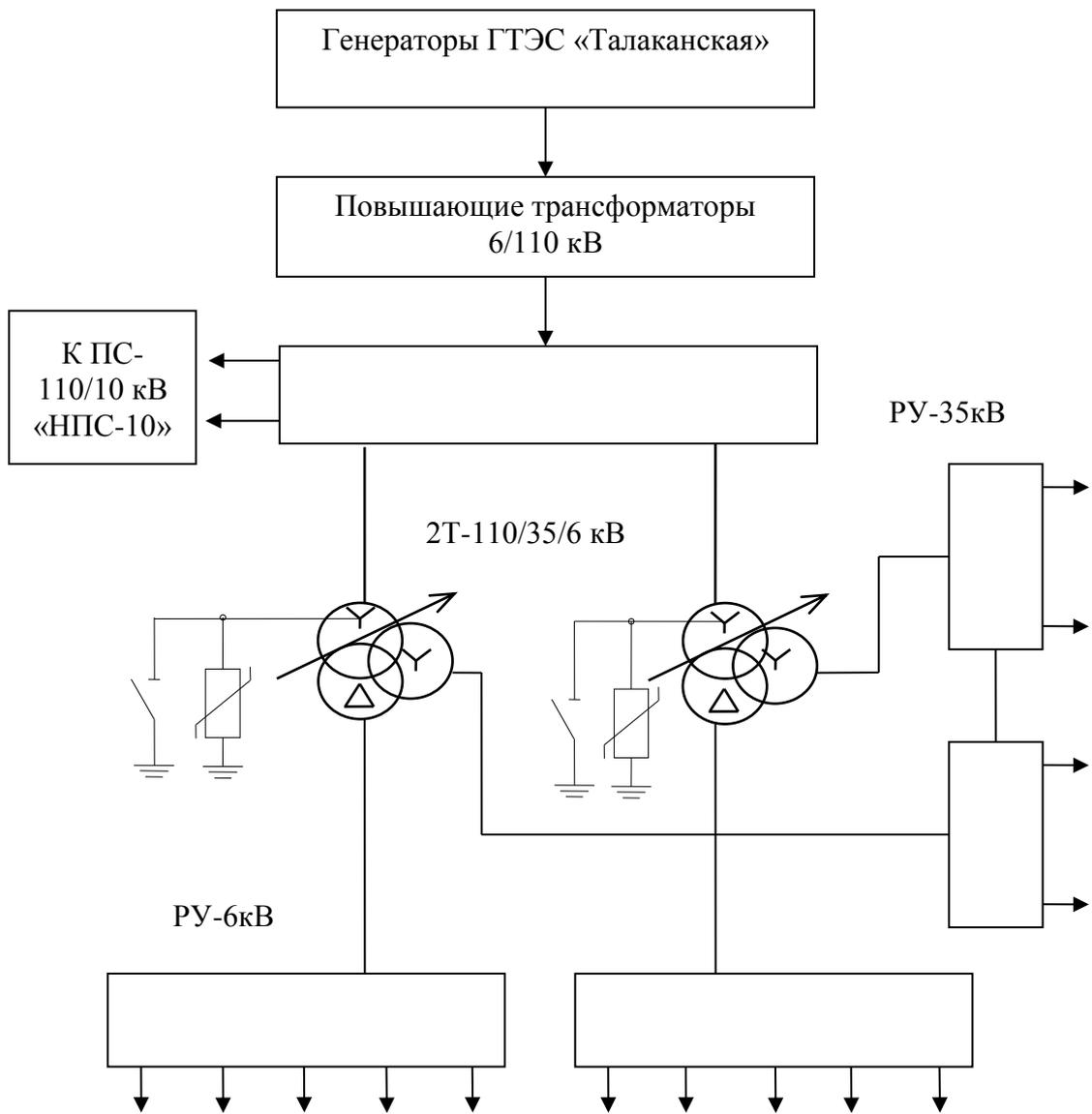


Рисунок 1 – «Структурная схема ПС-110/35/6 кВ «Талакан»

План расположения на местности основных элементов структурной схемы показан на рисунке 2.

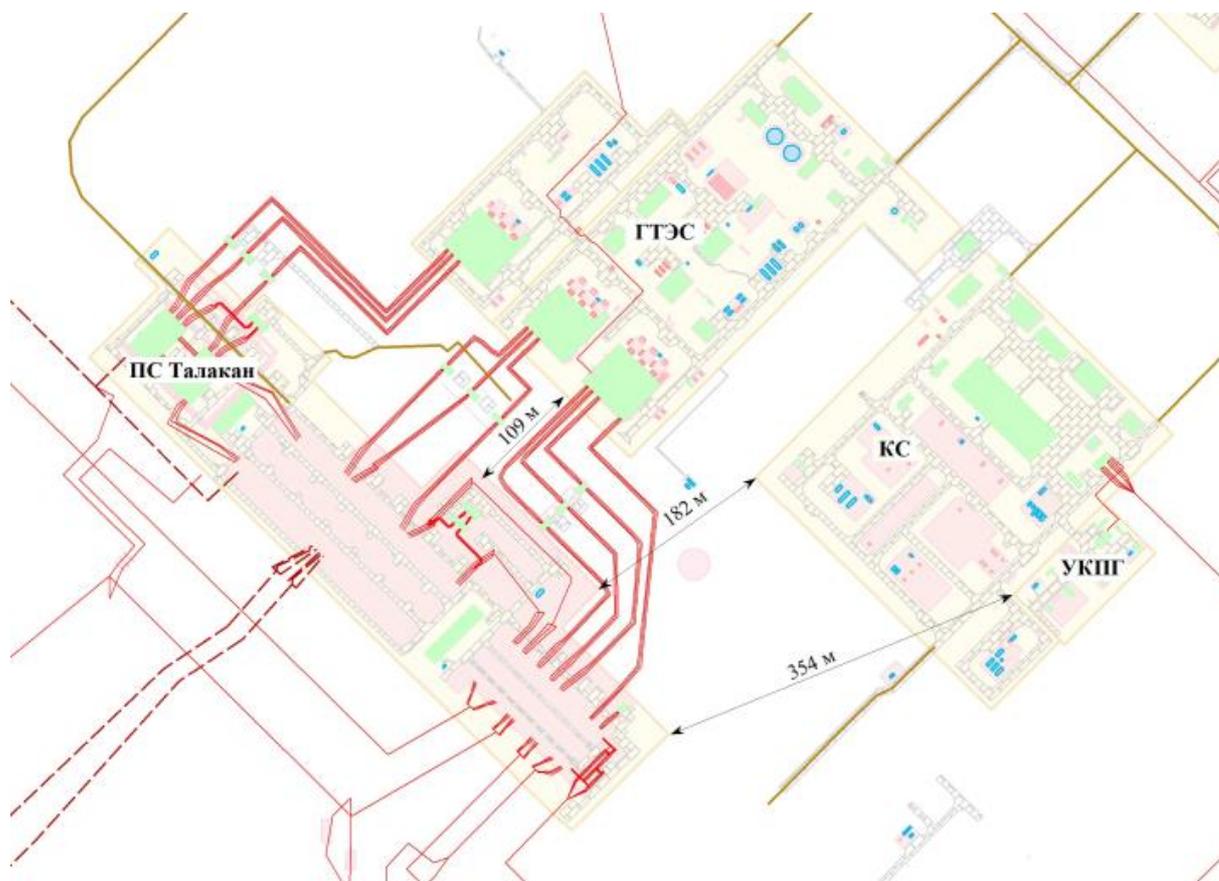


Рисунок 2 – План расположения на местности основных элементов структурной схемы ПС-110/35/6 кВ «Талакан»

Далее в работе проводится характеристика всех основных составляющих структурной схемы, представленной на рисунках 1 и 2.

В структурной схеме понизительной подстанции 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения (ПС-110/35/6 кВ «Талакан»), рассматриваемой в работе, есть следующие основные составляющие, приведённые и описанные в работе ниже [8].

В качестве источников питания для объекта исследования выступает ГТЭС «Талаканская» (корпус «Б»), в котором находятся 2 генератора мощностью 16 МВт каждый.

Суммарная мощность указанных генераторов корпуса «Б» составляет 32 МВт.

Данные генераторы выдают напряжение 6 кВ на два повышающих трансформатора с расщеплёнными обмотками мощностью 25 МВт каждый (класс напряжения трансформаторов – 6/110 кВ) марки ТРДН-25000/110.

Суммарная мощность двух повышающих трансформаторов ГТЭС «Талаканская» (корпус «Б») составляет 50 МВА [15].

От повышающих силовых трансформаторов непосредственно к понизительной подстанции 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения, отходят питающие воздушные линия напряжением 110 кВ, выполнена с использованием сталеалюминиевых проводов марки АС.

«Распределительное устройство 110 кВ – необходимо для приёма и распределения электроэнергии, получаемой от энергосистемы на напряжении 110 кВ, на силовые трансформаторы подстанции. Выполняется открытым (ОРУ-110 кВ)» [18] по схеме «две системы сборных шин с полуторным присоединением на цепь («полуторная» схема).

Такая схема соответствует расположению и роли подстанции в системе электроснабжения ГТЭС «Талаканская» (узловая подстанция) с учётом транзита мощности на ПС-110/10 кВ «НПС-10» на стороне 110 кВ, для чего в схеме ОРУ-110 кВ предусмотрены две отходящие линии.

В схеме ОРУ-110 кВ понизительной подстанции 110/35/6 кВ, рассматриваемой в работе, применяется отдельный режим работы линий, рекомендованный [7].

В состав распределительного устройства 110 кВ входят следующие коммутационные аппараты: элегазовые выключатели PASS MO $U_{ном}=110$ кВ; $I_{откл}=40$ кА; $I_{ном}=2500$ А; разъединители трехполюсные РН СЭЩ-2-II-110/1250 ХЛ1 с 2-мя заземляющими ножами 110 кВ, 1250 А, 40кА с электродвигательным приводом для главных и заземляющих ножей, ПДС-М1 ХЛ1 – привод двигательный главных ножей, ПДС-М1 ХЛ1 – привод двигательный заземляющих ножей; трансформаторы тока ТФЗМ-110Б ХЛ1, 300-600/5 и трансформаторы напряжения НАМИ-110 ХЛ1, ограничители перенапряжения ОПН-А-110/88-10/650(II)4 ХЛ1.

Всё оборудование ОРУ-110 кВ современное, поэтому надёжное и не нуждается в модернизации.

«Два силовых трансформатора 110/35/6 кВ марки ТДТН-63000/110, обеспечивающих понижение напряжения 110 кВ до 35 кВ (среднее напряжение) и 6 кВ (нижнее напряжение) с последующим питанием потребителей указанной подстанции на напряжении 35 кВ и 6 кВ. В работе необходимо проверить данные трансформаторы на допустимую перегрузку в связи с проведением реконструкции в результате увеличения мощности нагрузки 35 кВ» [18].

«Распределительное устройство 35 кВ – необходимо для приёма и распределения электроэнергии, получаемой от обмоток среднего напряжения силовых трансформаторов (35 кВ), для питания потребителей 35 кВ понижающей подстанции.

Конструктивно РУ-35 кВ на подстанции выполняется открытым (ОРУ-35 кВ) по схеме «две системы сборных шин с полуторным присоединением на цепь («полуторная» схема). В схеме ОРУ-35 кВ понизительной подстанции 110/35/6 кВ, рассматриваемой в работе, применяется отдельный режим работы линий, рекомендованный [7].

В ОРУ-35 кВ установлены: выключатели ВБН-35П-20/1600 (вводной, секционный и отходящих линий); разъединители РГ1-35/1000 УХЛ1, трансформаторы тока марки ТФЗМ 35Б-1 У1, ограничители перенапряжения марки ОПНп-35/400-III УХЛ1, трансформаторы напряжения марки ЗНОМ-35-65 У1, предохранители для защиты ТН марки ПКН-001-35-У1» [18]. Всё оборудование ОРУ-110 кВ современное, поэтому надёжное и не нуждается в модернизации.

«Распределительное устройство 6 кВ (РУ-6 кВ) – необходимо для приёма и распределения электроэнергии, получаемой от обмоток низшего напряжения силовых трансформаторов (6 кВ), для питания потребителей 6 кВ понижающей подстанции.

На подстанции РУ-6 кВ выполнено закрытым с применением ячеек комплектного распределительного устройства типа КРУ2-10. В схеме РУ-6 кВ понизительной подстанции 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского

месторождения, рассматриваемой в работе, применяется схема «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» [7], состоящая из двух секций сборных шин, так как данная схема рекомендована для применения в ОРУ-6 кВ и обеспечивает качественное электроснабжение с учётом условий резервирования потребителей напряжением 6 кВ, питающихся от разных секций сборных шин.

В схеме электрических соединений ОРУ-6 кВ подстанции также применяется отдельный режим работы, рекомендованный» [7].

«В РУ – 6 кВ установлены выключатели ВВУ-СЭЩ-Э-10-40/3150 У2 (вводной и секционный), ВВУ-СЭЩ-Э3-10-20/1000 ХЛ1 (линейный – ко всем отходящим линиям).

Также в РУ-6 кВ установлены: ограничители перенапряжения ОПН-6/6,6-10/650(II) ХЛ1, трансформаторы тока марок ТПЛ-НТЗ-10-13А-300/5 31,5 ХЛ1, ТОЛ-СЭЩ-10-21 ХЛ1, ТПОЛМ-10» [15].

Всё оборудование РУ-6 кВ современное, поэтому надёжное и не нуждается в модернизации.

«Потребители понизительной подстанции 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения, рассматриваемой в работе – включают в себя шесть отходящих фидеров (линии), питающихся на напряжении 35 кВ» [10]. Кроме того, в результате реконструкции планируется подключить ещё три новые отходящие линии к потребителям 35 кВ.

«От сборных шин РУ-6 кВ подстанции получают питание отходящие фидеры (линии) потребителей собственных нужд, питающиеся на напряжении 6 кВ от шин подстанции» [10] (два присоединений).

Также от РУ-6 кВ подстанции получают питание конденсаторные установки напряжением 6 кВ, применяемые для компенсации реактивной мощности на подстанции (в работе не исследуются и на схеме не показаны).

Далее рассматриваются «значения максимальной нагрузки потребителей 35 кВ и 6 кВ, данные о которой приведены в таблице 1» [10].

Новые отходящие линии (присоединения) к потребителям 35 кВ для наглядности в таблице 1 взяты в круглые скобки.

Также для наглядности в таблице 1 проведён расчёт суммарной установленной мощности без учёта и с учётом новых линий (присоединений).

Таблица 1 – «Исходные данные о максимальных установленных нагрузках потребителей подстанции 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения» [10]

Номер присоединения	Наименование потребителя подстанции	Максимальная установленная нагрузка, $P_{уст}$, кВт
Потребители 35 кВ (с учётом новых присоединений)		
1	ПАО «ВЧНГ»	3800
2	МТС	3200
3	ОАО «Аэропорт Сургут»	3500
4	Транснефть	4500
5	Скважина-1	2500
6	Скважина-2	2500
Всего потребителей 35 кВ (без учёта новых присоединений)		20000
(7)	(Скважина-3)	(2500)
(8)	(Скважина-4)	(2500)
(9)	(Скважина-5)	(2500)
Всего потребителей 35 кВ (с учётом новых присоединений)		27500
Потребители 6кВ		
1	ТСН 1-6	250
2	ТСН 2-6	250
Всего потребителей 6 кВ		500
Всего по ПС-110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения (с учётом новых потребителей)		28000

«Рассмотренные структурная и принципиальная схема ПС-110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения соответствуют основным требованиям нормативных документов и может применяться для питания потребителей I и II категорий надёжности» [10], которых большинство среди электроприёмников на данной подстанции.

При этом всё оборудование подстанции новое, не требующее модернизации. Поэтому в работе его необходимо проверить на соответствие установке на данной подстанции.

1.2 Обоснование необходимости проведения реконструкции

Известно, что «неукоснительное выполнение основных требований и аспектов, непосредственно предъявляемых к схемам и оборудованию трансформаторных подстанций, приводит к реализации технически грамотного проекта, обеспечивающего высокую эффективность внедрения принятых решений и экономическую целесообразность внедрения основных мероприятий по требуемой реконструкции электрической части понизительной подстанции 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения» [10].

«В результате проведения анализа установлено, что всё оборудование рассматриваемой в работе понизительной подстанции переменного тока 110/35/6 кВ» [10] Центрального блока Талаканского месторождения – новое, современное, поэтому оно не требует модернизации.

С «другой стороны, на понизительной подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения необходима реконструкция схемы электрических соединений РУ-35 кВ, обусловленная вводом в эксплуатацию новых линий (присоединений) потребителей, которые будут подключены» [10] к РУ-35 кВ понизительной подстанции (всего – три новых присоединения).

В виду этого, необходимо расширить ОРУ-35 кВ, установив в нём необходимое коммутационное и защитное оборудование.

Также, в силу увеличившихся перетоков мощности на ПС-110/10 кВ «НПС-10», которая питается ответвлением от ОРУ-110 кВ, на питающей ГТЭС «Талаканская» (корпус «Б») дополнительно планируется установка нового генератора мощностью 16 МВт.

С учётом данного факта, суммарная мощность указанных генераторов корпуса «Б» составит 48 МВт.

В виду этого мероприятия по реконструкции, на питающей ГТЭС также дополнительно необходимо предусмотреть установку ещё одного

повышающего трансформатора с расщеплёнными обмотками мощностью 25 МВА (класс напряжения трансформаторов – 6/110 кВ) марки ТРДН-25000/110.

Данный трансформатор будет непосредственно питать ОРУ-110 кВ понизительной подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения.

Следовательно, требуется реконструкция ОРУ-110 кВ понизительной подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения путём установки дополнительной линии из блоков «выключатель – разъединитель» в схеме ОРУ-110 кВ.

Подводя итог, можно сделать краткий вывод о предложенных мероприятиях по реконструкции схемы электрических соединений понизительной подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения:

- реконструкция ОРУ-35 кВ путём ввода в эксплуатацию трёх дополнительных присоединений (линий) к новым потребителям с установкой новых блоков «разъединитель – выключатель» для всех новых присоединений, кроме того, в данном случае, в связи с вводом новой нагрузки, необходимо проверить на перегрузочную способность силовые трансформаторы подстанции;
- реконструкция ОРУ-110 кВ путём ввода в эксплуатацию дополнительного вводного присоединения (линии) в связи с вводом в эксплуатацию на питающей ГТЭС «Талаканская» нового (третьего) генератора, в силу увеличившихся перетоков мощности на ПС-110/10 кВ «НПС-10», получающей питание отпайкой от ОРУ-110 кВ, кроме того, в данном случае, в связи с вводом новой нагрузки, необходимо проверить на перегрузочную способность генераторы на питающей ГТЭС «Талаканская».

Данные задачи решаются в работе далее.

Выводы по разделу 1.

В разделе обоснованы мероприятия по реконструкции схемы электрических соединений ПС-110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения, которые заключаются, с одной стороны, в реконструкции ОРУ-35 кВ путём ввода в эксплуатацию трёх дополнительных присоединений (линий) к новым потребителям с установкой новых блоков «разъединитель – выключатель» для всех новых присоединений.

С другой стороны, также предложена реконструкция ОРУ-110 кВ путём ввода в эксплуатацию дополнительного вводного присоединения (линии) в связи с вводом в эксплуатацию на питающей ГТЭС «Талаканская» нового (третьего) генератора, в силу увеличившихся перетоков мощности на ПС-110/10 кВ «НПС-10», получающей питание отпайкой от ОРУ-110 кВ подстанции.

Решение задач по реконструкции подстанции актуально, так как позволяет повысить параметры и показатели надёжности и экономичности на объекте.

Указанные мероприятия по реконструкции объекта доказываются на основе расчётов далее в работе.

2 Реконструкция электрической части подстанции

2.1 Расчёт электрических нагрузок

«Проводится расчёт электрических нагрузок ПС-110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения» [7].

«При этом учитываются нагрузки новых присоединений 35 кВ подстанции ПС-110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения, которые будут подключены на новые присоединения в ОРУ-35 кВ» [10].

«Расчёт проводится по следующим формулам» [11]:

$$P_{np} = K_3 \cdot P_{уст.}, кВт, \quad (1)$$

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

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

где « K_3 – коэффициент загрузки потребителей напряжением 35 кВ и 6 кВ. На стадии проектирования принимается значение $K_3 = 1$ » [6];

« $P_{уст}$ – максимальная установленная нагрузка присоединений потребителей напряжением 35 кВ и 6 кВ, кВт» [10];

« $tg \varphi$ – коэффициент реактивной мощности, с учётом компенсации реактивной мощности до значения $\cos \varphi = 0,93$, поэтому, соответственно, в работе принимается соответствующее ему значение $tg \varphi = 0,4$ » [10].

«В работе проводится расчёт электрических нагрузок присоединений на примере первого присоединения 35 кВ подстанции 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения по условиям (1 – 3)» [10]:

$$P_{np} = 3800 кВт.$$

$$Q_{np} = 3800 \cdot 0,4 = 1520 \text{ квар.}$$

$$S_{np} = \sqrt{3800^2 + 1520^2} \approx 4093 \text{ кВА.}$$

«Расчёт электрических нагрузок остальных присоединений 35 кВ и 6 кВ подстанции 110/35/6 кВ проведён аналогично и результаты расчёта представлены в таблице 2» [10].

«Также в работе необходимо рассчитать значение расчётной активной, реактивной и полной нагрузки соответствующих секций сборных шин напряжением 35 кВ и 6 кВ» [10]. «Причём расчёты проводятся отдельно для нагрузки 35 кВ и 6 кВ (сначала отдельно для секций шин (СШ), потом – суммарная их нагрузка)» [10].

«Значение расчётной активной нагрузки секций сборных шин 35 кВ и 6 кВ определяется с учётом коэффициента одновременности максимумов нагрузки согласно» [11]:

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

где K_0 – «значение коэффициента одновременности максимумов нагрузки на шинах 35 кВ и 6 кВ подстанции 110/35/6 кВ» [7].

«В работе принимается максимальное значение $K_0 = 0,9$ для нагрузки 35 кВ и 6 кВ» [11].

«Значение расчётной реактивной нагрузки секций сборных шин 35 кВ и 6 кВ с учётом коэффициента одновременности максимумов нагрузки» [11]:

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

«Значение расчётной полной расчётной нагрузки 35 кВ и 6 кВ» [11]:

$$S_c = \sqrt{P_c^2 + Q_c^2} \quad (6)$$

«Для остальных секций сборных шин 35 кВ и 6 кВ нагрузка рассчитана аналогично и результаты представлены в таблице 2» [11].

«Расчётная нагрузка всей понизительной подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения определяется с учётом суммарной нагрузки потребителей 35 кВ и 6 кВ» [11]:

$$P_{ПС} = \sum_{i=1}^n (P_{35} + P_6), \text{ кВт.} \quad (7)$$

$$Q_{ПС} = \sum_{i=1}^n (Q_{35} + Q_6), \text{ квар.} \quad (8)$$

$$S_{ПС} = \sqrt{P_{ПС}^2 + Q_{ПС}^2}, \text{ кВА.} \quad (9)$$

Таблица 2 – Результаты расчёта электрических нагрузок подстанции 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения

Номер присоединения	Наименование потребителя подстанции	P_{np} , кВт	Q_{np} , квар	S_{np} , кВА
Потребители 35 кВ (с учётом новых присоединений)				
1	ПАО «ВЧНГ»	3800	1520	4093
2	МТС	3200	1280	3447
3	ОАО «Аэропорт Сургут»	3500	1400	3770
4	Транснефть	4500	1800	4847
5	Скважина-1	2500	1000	2693
6	Скважина-2	2500	1000	2693
7	Скважина-3	2500	1000	2693
8	Скважина-4	2500	1000	2693
9	Скважина-5	2500	1000	2693
Всего потребителей 35 кВ ($K_o = 0,9$)		24750	9900	26657
Потребители 6кВ				
1	ТСН 1-6	250	100	270
2	ТСН 2-6	250	100	270
Всего потребителей 6 кВ ($K_o = 0,9$)		450	180	485
Всего по ПС-110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения (с учётом новых потребителей)		25200	10080	27142

«Результаты расчёта электрических нагрузок понизительной подстанции переменного напряжения 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения используются далее» [11].

2.2 Выбор и проверка силовых трансформаторов

В результате внедрения мероприятий по реконструкции ОРУ-35 кВ путём ввода в эксплуатацию трёх дополнительных присоединений (линий) к новым потребителям с установкой новых блоков «разъединитель – выключатель» для всех новых присоединений, увеличилась нагрузка подстанции на стороне 35 кВ, поэтому, в связи с вводом новой нагрузки, необходимо проверить на перегрузочную способность силовые трансформаторы подстанции.

Как известно из исходных данных, на рассматриваемой в работе подстанции установлено «два силовых трансформатора 110/35/6 кВ марки ТДТН-63000/110, обеспечивающих понижение напряжения 110 кВ до 35 кВ (среднее напряжение) и 6 кВ (низшее напряжение) с последующим питанием потребителей указанной подстанции на напряжении 35 кВ и 6 кВ» [4].

«Требуемая установленная номинальная (паспортная) мощность силового трансформатора для его установки на подстанции 110/35/6 кВ определяется по условию» [12]:

$$S_{ном.т.р} = 0,7 \cdot S_{ПС}, МВА. \quad (10)$$

где « $S_{ПС}$ – полная расчетная нагрузка реконструируемой понизительной трансформаторной подстанции, кВА» [4].

«По условию» [4] (10):

$$S_{ном.т.р} = 0,7 \cdot 27142 \approx 19000 \text{ кВА}.$$

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

$$S_{ном.т}, кВА \geq S_{ном.т.р}, кВА. \quad (11)$$

Из результатов «расчёта можно сделать вывод, что» [4] номинальная мощность силовых трансформаторов, установленных на подстанции, превышает расчётное значение, полученное по условию (11)

$$S_{ном.т} = 63000 кВА \geq S_{ном.т.р} = 19000 кВА.$$

Условия проверки соответствуют требуемым.

Следовательно, силовые трансформаторы мощностью 63 МВА каждый, которые находятся в данный момент на понизительной подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения, предварительно проходят проверку на нагрузку в допустимом режиме с учётом возможной перегрузки по условиям резервирования.

Значит, предварительно в связи с реконструкцией ОРУ-35 кВ и вводе новых потребителей, они не нуждаются в замене.

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

При этом коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме не должен превышать значения 0,7 [10]:

$$K_{з.н} = \frac{0,5 \cdot S_{ПС}}{S_{ном.т}} \leq 0,7. \quad (12)$$

Коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме не должен превышать значения 1,4 [10]:

$$K_{з.п} = \frac{S_{ПС}}{S_{ном.т}} \leq 1,4. \quad (13)$$

Проводится проверка трансформаторов понизительной подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения по условиям загрузки каждого трансформатора в нормальном режиме. Условно принимается, что на каждый из двух силовых трансформаторов подстанции нагрузка распределяется равномерно [9].

Проверка по условию (12):

$$K_{з.п} = \frac{0,5 \cdot 27142}{63000} = 0,22 \leq 0,7.$$

В послеаварийном режиме один силовой трансформатор подстанции принимает на себя нагрузку всей подстанции. Исходя из этого требования, проверка по условию (13) будет иметь вид:

$$K_{з.п} = \frac{27142}{63000} = 0,43 \leq 1,4.$$

Условие всех требуемых «проверок соблюдается, следовательно, силовые трансформаторы марки ТДТН-63000/110, установленные на ТП-110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения, выдержат допустимую перегрузку на данной подстанции в нормальном и послеаварийном режимах работы» [4].

2.3 Выбор сечения проводников на подстанции

В работе выбору подлежат следующие проводники ТП-110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения:

- «питающая воздушная линия напряжением 110 кВ» [5],
- «отходящие воздушные линии напряжением 35 кВ» [5],
- «отходящие воздушные линии напряжением 6 кВ» [5].

На ТП-110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения все упомянутые выше проводники выполнены с использованием стандартного сталеалюминиевого «провода марки АС» [5].

«Выбор сечений проводников осуществляется непосредственно по экономической плотности тока» [11]:

$$F_9 = \frac{I_{p.}}{j_9}, \quad (14)$$

где « j_9 – экономическая плотность тока, А/мм²» [10].

«Расчётный ток» [11]:

$$I_{p.} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}}, \quad (15)$$

где S_p – «расчётная полная нагрузка линии, кВА» [10];

« $U_{ном.}$ – номинальное напряжение, кВ» [11].

«После выбора сечения провода воздушных линий, проводится их проверка на допустимый нагрев в нормальном, послеаварийном режимах, а также проверки по условиям короны и минимального сечения по условиям механической прочности с учётом потерь напряжения в линии согласно положениям, приведённым в» [11].

«Проверка выбранного сечения провода линии в нормальном режиме работы системы» [11]:

$$I_{\text{доп}} \geq I_p, \quad (16)$$

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

« I_p – рабочий ток нормального режима работы линии, А» [10].

«Проверка выбранного сечения линии в послеаварийном режиме работы системы» [11]:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{p.\text{max}}, \quad (17)$$

«где $I_{p.\text{max}}$ – максимальный расчётный ток линии, А» [14].

«Значит» [10]:

$$I_{p.\text{max}} = 1,4 \cdot I_p. \quad (18)$$

«Так как на рассматриваемой в работе понижающей подстанции 110/35/6 кВ в дальнейшей перспективе планируется дополнительное расширение с введением новых нагрузок потребителей Талаканского месторождения, а также исходя из рекомендаций, приведённых в таблице 2.5.5 [10], сечение питающей воздушной линии напряжением 110 кВ выбирается, исходя из номинальной мощности силовых трансформаторов, которые от неё питаются» [10].

«Ток нормального режима питающей воздушной линии напряжением 110 кВ для питания каждого трансформатора ТП-110/35/6 кВ» [5]:

$$I_p = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 110} \approx 330,7 \text{ А.}$$

«Сечение питающей ВЛ-110 кВ» [5] ТП-110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения:

$$F_э = \frac{330,7}{1,1} = 300,6 \text{ мм}^2.$$

Исходя из полученных результатов, в работе «принимается для питающей воздушной линии ВЛ-110 кВ модернизируемой подстанции 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения стандартное сечение проводника $F_{cm} = 300 \text{ мм}^2$ » [10].

Основываясь на полученных результатах расчёта и методике выбора, для питающей воздушной линии ВЛ-110 кВ ТП-110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения, в работе выбирается провод ВЛ-110 кВ марки АС-300/39 с предельным значением допустимого тока (при прокладке вне помещений) $I_{дон} = 710 \text{ А}$ [10].

«Проверка выбранного сечения провода в нормальном режиме работы на питающей ВЛ-110 кВ для ТП-110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения выполняется» [5]:

$$710 \text{ А} \geq 330,7 \text{ А}.$$

«Значение максимального расчётного тока в послеаварийном режиме для выбранного сечения провода питающей воздушной линии ВЛ-110 кВ ТП-110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения с учётом резервирования в схеме» [5]:

$$I_{p,\max} = 1,4 \cdot 330,7 \approx 463 \text{ А}.$$

«Проверка в послеаварийном режиме работы для выбранного провода питающей ВЛ-110 кВ также выполняется» [5]:

$$710 A \geq 463 A.$$

«Проверка выбранного сечения питающей воздушной линии по условию коронирующего разряда и механической прочности» [5] заключается в том, что принятое стандартное сечение ВЛ должно быть не меньше минимально установленного по климатическим условиям [1]:

$$S_{ct} \geq S_{min}, \quad (19)$$

где S_{ct} – стандартное сечение проводника, mm^2 ;

S_{min} – минимально-допустимое сечение проводника по климатическим условиям, mm^2 .

«Проверка выбранного сечения питающей воздушной линии ВЛ-110 кВ по условию коронирующего разряда и механической прочности выполняется» [5]:

$$300 mm^2 \geq 70 mm^2.$$

«Потери напряжения в линиях питающей сети» [10]:

$$\Delta U = \frac{PR_L + QX_L}{U_n^2} \cdot 100, \%. \quad (20)$$

«Проверка по потере напряжения для питающей ВЛ-110 кВ и отходящих ВЛ-35 кВ не проводится, потому что что ВЛ-35 кВ и выше она не обоснована с экономической точки зрения» [4].

«Поэтому в работе по допустимой потере напряжения проверке подлежат только проводники напряжением 6 кВ» [4].

«Исходя из полученных результатов расчёта, в работе для питающей воздушной линии ВЛ-110 кВ реконструируемой подстанции 110/35/6 кВ

Центрального блока Талаканского месторождения, окончательно принимается инновационный провод марки АС-300/39 с предельным допустимым током $I_{доп} = 710 \text{ А}$ » [5].

«Аналогично проведен выбор сечений проводов отходящих линий 35 кВ и 6 кВ подстанции (таблица 3)» [5].

Таблица 3 – Результаты выбора сечения проводников воздушных линий подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения

Наименование линии	$S_{пр}$, кВА	I_p , А	$F_{см}$, мм ²	$I_{p,max}$, А	Марка провода	$I_{доп.}$, А
Питающая ВЛ-110 кВ						
ВЛ-110 кВ-Т1	63000	330,7	300	463	АС-300/39	710
ВЛ-110 кВ-Т2	63000	330,7	300	463	АС-300/39	710
Отходящие ВЛ-35 кВ						
ПАО «ВЧНГ»	4093	67,5	50	94,5	АС-50/8	210
МТС	3447	56,9	50	79,6	АС-50/8	210
ОАО «Аэропорт Сургут»	3770	62,2	50	87,1	АС-50/8	210
Транснефть	4847	80,0	70	112,0	АС-70/11	265
Скважина-1	2693	44,4	35	62,2	АС-35/6,2	175
Скважина-2	2693	44,4	35	62,2	АС-35/6,2	175
Скважина-3	2693	44,4	35	62,2	АС-35/6,2	175
Скважина-4	2693	44,4	35	62,2	АС-35/6,2	175
Скважина-5	2693	44,4	35	62,2	АС-35/6,2	175
Отходящие ВЛ-6 кВ						
ТСН 1-6	270	26,0	25	36,4	АС-25/4,2	142
ТСН 2-6	270	26,0	25	36,4	АС-25/4,2	142

Результаты выбора сечения проводников воздушных линий подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения соответствуют всем требованиям проверочных расчётов согласно методике выбора и проверок [10]. Все выбранные проводники показаны в графической части работы на чертежах 1 и 2.

2.4 Расчёт токов короткого замыкания

«Расчёт токов короткого замыкания (далее – КЗ) проводится в работе с целью проверки электрических аппаратов на условия соответствия

термической и электродинамической» [12] устойчивости, а также выбора уставок релейной защиты и автоматики на подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения.

При этом в работе необходимо рассчитать значения максимальных токов КЗ на выводах силового трансформатора подстанции в послеаварийном режиме.

При проверке электрических аппаратов этот ток будет эталонным: если они проходят выбор по максимальному току КЗ, следовательно, при меньших значениях тока КЗ они также пройдут условия выбора.

Кроме того, от максимального тока КЗ отстраиваются защиты от внешних повреждений (ненормальных режимов). Данные аспекты необходимо учесть в работе далее. «Расчётная схема для расчёта токов КЗ с выбором точек КЗ представлена на рисунке 3» [12].

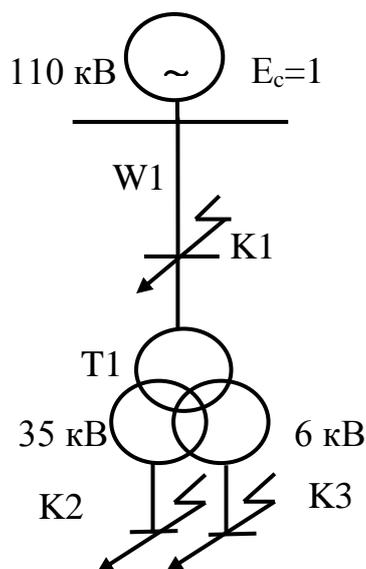


Рисунок 3 – «Расчетная схема для определения токов КЗ» [12]

Расчёт токов КЗ на подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения «проводится от источника питания напряжением 110 кВ до выводов на шинах РУ напряжением 35 кВ и 6 кВ (в месте установки коммутационных и защитных электрических аппаратов)» [12].

«Схема замещения цепи КЗ, составленная, исходя из расчётной схемы, представлена на рисунке 4» [12].

«На схеме замещения указываются сопротивления всех элементов и точки для расчётов токов КЗ» [12].

«Точки КЗ при расчёте делят схему на соответствующие части» [12].

«Для каждой точки КЗ расчёт значений токов КЗ в ней, а также ударных токов, является индивидуальным» [20].

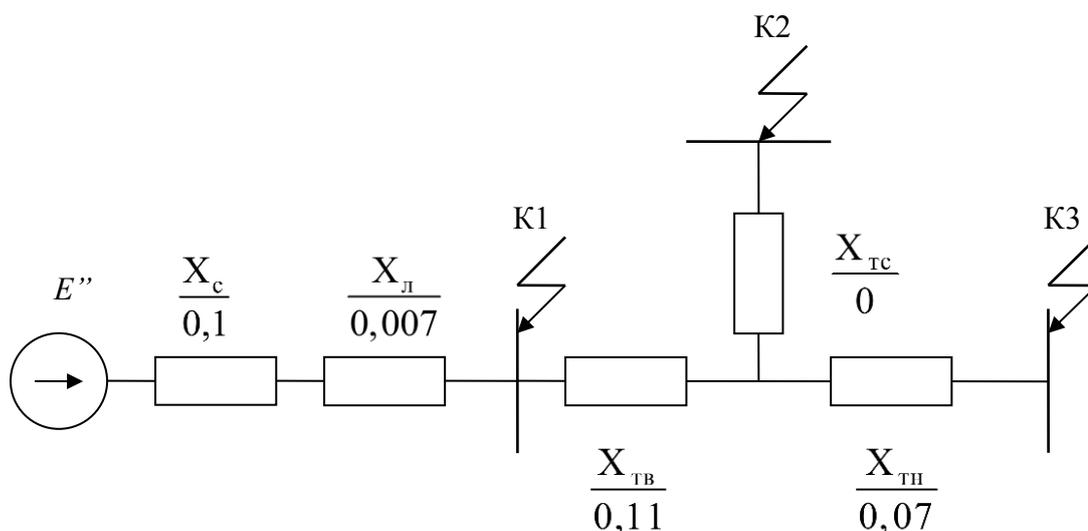


Рисунок 4 – «Исходная схема замещения» [12]

«Расчет токов короткого замыкания в работе проводится в относительных единицах по методике» [12].

«Для проведения расчёта, на первом этапе принимаются базисные условия» [12].

«Базисная мощность принимается равной мощности силового трансформатора, установленного на подстанции» [12]:

$$S_{\sigma} = 63000 \text{ кВА} = 63 \text{ МВА.}$$

«Базисные напряжения для трёх ступеней трансформации (110 кВ, 35 кВ и 6 кВ)» [12] принимаются с коэффициентом 1,05 по отношению к номинальному напряжению [16]

$$U_{\delta} = 1,05 \cdot U_{\text{ном}}, \text{ кВ.} \quad (21)$$

Для ступени ВН (110 кВ):

$$U_{\delta 1} = 110 \cdot 1,05 = 115,5 \text{ кВ.}$$

Для ступени СН (35 кВ):

$$U_{\delta 2} = 35 \cdot 1,05 = 36,75 \text{ кВ.}$$

Для ступени НН (6 кВ):

$$U_{\delta 3} = 6 \cdot 1,05 = 6,3 \text{ кВ.}$$

Базисный ток определяется с учётом принятых значений базисной мощности и напряжений:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{\delta}}. \quad (22)$$

Для ступени ВН (110 кВ):

$$I_{\delta 1} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 115,5} \approx 0,3 \text{ кА.}$$

Для ступени СН (35 кВ):

$$I_{\delta 2} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 36,75} \approx 1 \text{ кА.}$$

Для ступени НН (6 кВ)

$$I_{63} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 6,3} \approx 5,8 \text{ кА.}$$

«Далее проводится непосредственный расчёт параметров схемы замещения, представленной на рисунке 4» [12].

«Все полученные результаты расчётов наносятся на схему замещения (рисунок 4)» [12].

«Сопротивление энергосистемы» [12]:

$$x_{c*} = \frac{S_{\delta}''}{S_{\kappa}}, \text{ о.е.}, \quad (23)$$

где S_{κ}'' - «полная мощность трёхфазного КЗ на шинах источника питания (по данным энергосистемы)» [12].

$$x_{c*} = \frac{63}{630} = 0,1 \text{ о.е.}$$

«Сопротивление питающей линии 110 кВ с учётом её длины» [12]:

$$x_{л*} = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2}, \text{ о.е.}, \quad (24)$$

где « x_0 - удельное сопротивление ВЛ, Ом/км» [10];

«L- суммарная длина ВЛ, км» [12].

$$x_{л*} = 0,4 \cdot 1 \cdot \frac{63}{115,5^2} = 0,002 \text{ о.е.}$$

«Относительные сопротивления лучей» [12]:

$$x_{m\delta}^* = \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ}} \cdot \frac{0,5 \cdot (U_{к.вн}, \% + U_{к.вс}, \% - U_{к.сн}, \%)}{100} \quad (25)$$

$$x_{mc}^* = \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ}} \cdot \frac{0,5 \cdot (U_{к.вс}, \% + U_{к.сн}, \% - U_{к.вн}, \%)}{100} \quad (26)$$

$$x_{mn}^* = \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ}} \cdot \frac{0,5 \cdot (U_{к.вн}, \% + U_{к.сн}, \% - U_{к.вс}, \%)}{100} \quad (27)$$

$$x_{m\delta}^* = \frac{63}{63} \cdot \frac{0,5 \cdot (17,5 + 10,5 - 6,5)}{100} \approx 0,11 \text{ о.е.}$$

$$x_{mc}^* = \frac{63}{63} \cdot \frac{0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5)}{100} = -0,0025 \approx 0 \text{ о.е.}$$

$$x_{mn}^* = \frac{63}{63} \cdot \frac{0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5)}{100} \approx 0,07 \text{ о.е.}$$

«Далее определяется начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания с учётом результирующих сопротивлений к каждой точке КЗ» [12]:

$$I'' = \frac{E''}{x_{рез}^*} \cdot I_{\delta} \quad (28)$$

«Схема замещения для расчётной точки К1 (выводы трансформатора 110 кВ) представлена на рисунке 5» [14].

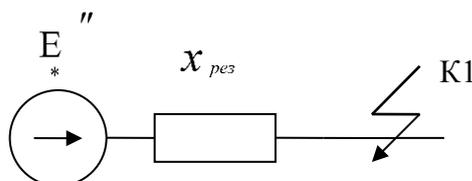


Рисунок 5 – «Схема замещения для расчётной точки К1» [12]

«Для точки К1» [12]:

$$x_{рез*} = x_c + x_l, \text{ o.e.} \quad (29)$$

$$x_{рез*} = 0,1 + 0,002 = 0,102.$$

$$I''_{к1} = \frac{1}{0,102} \cdot 0,3 = 2,94 \text{ кА.}$$

«Схема замещения для точки К2 представлена на рисунке 6» [14].

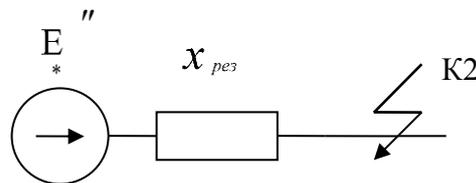


Рисунок 6 – «Схема замещения для расчётной точки К2» [12]

«Для точки К2» [12]:

$$x_{рез*} = x_c + x_l + x_{мс} + x_{мс}, \text{ o.e.} \quad (30)$$

$$x_{рез*} = 0,1 + 0,002 + 0,11 + 0 = 0,212 \text{ o.e.}$$

$$I''_{к2} = \frac{1}{0,212} \cdot 1 = 4,72 \text{ кА.}$$

«Схема замещения для расчётной точки К3 представлена на рисунке 7» [14].

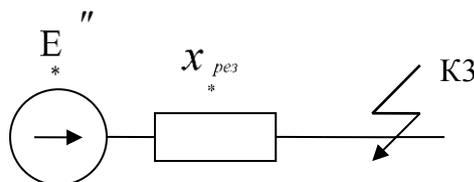


Рисунок 7 – «Схема замещения для расчётной точки К3» [12]

«Для точки К3» [12]:

$$x_{рез} = x_c + x_l + x_{тв} + x_{тн}, \text{ о.е.} \quad (31)$$

$$x_{рез} = 0,1 + 0,002 + 0,11 + 0,17 \approx 0,292 \text{ о.е.}$$

$$I_{К3}'' = \frac{1}{0,292} \cdot 5,8 = 19,86 \text{ кА.}$$

«Ударный ток в максимальном режиме с учётом рассчитанных токов трёхфазного КЗ» [14]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{уд} \cdot I_K'', \text{ кА,} \quad (32)$$

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

«Для К1-К3 значение ударных токов, рассчитанных в расчётных точках схемы» [12]:

– «в точке К1» [12]:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 2,94 \approx 7,06 \text{ кА.}$$

– «в точке К2» [12]:

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

– «в точке К3» [12]:

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot 1,1 \cdot 19,86 \approx 30,89 \text{ кА.}$$

«Исходя из поставленного в работе задания, определены максимальные значения расчётных токов короткого замыкания, а также ударные токи в принятых точках схемы» [12].

«Результаты расчёта токов КЗ, а также ударных токов, в системе электроснабжения подстанции 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения представлены в таблице 4» [14].

Таблица 4 – «Результаты расчетов токов короткого замыкания на ПС-110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения» [12]

Параметр	Расчётная точка КЗ		
	Точка К1	Точка К2	Точка К3
$I_{к3}$, кА	2,94	4,72	19,86
$i_{уд3}$, кА	7,06	9,35	30,89

«Результаты расчёта токов КЗ на понизительной подстанции переменного напряжения 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения используются далее в работе при выборе и проверке электрических аппаратов на условия соответствия термической и электродинамической устойчивости, а также выбора уставок релейной защиты и автоматики» [12].

2.5 Выбор и проверка электрических аппаратов

Далее в работе, на основе расчётных данных по электрическим нагрузкам и токам КЗ, с учётом реконструированной схемы электрических соединений, проводится аргументированный «выбор и проверка электрических аппаратов» [12].

«Для защиты и коммутации выбираются высоковольтные выключатели, установленные в соответствующих распределительных устройствах на ПС-110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения» [6]. «Для обеспечения видимого разрыва с целью безопасного проведения работ, в ОРУ-110 кВ и ОРУ-35 понизительной подстанции переменного напряжения

110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения, предусматривается установка разъединителей, а в РУ-6 кВ их заменяют втычные контакты» [8].

Выбор и проверка электрических аппаратов понизительной подстанции переменного напряжения 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения проводится по методике [12].

«По номинальным значениям напряжения и тока по условиям» [12]:

$$U_{уст} \leq U_n; \quad (33)$$

$$I_{раб. макс.} \leq I_n. \quad (34)$$

«Для отключающих аппаратов» [14]:

$$I_{н.т} \leq I_{отк. ном}. \quad (35)$$

«Возможность отключения апериодической составляющей тока» [12]:

$$i_{а.т} \leq i_{а. ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{отк. ном}, \quad (36)$$

где « $\beta_{ном}$ – номинальное значение апериодической составляющей» [12];

« $i_{а. ном}$ – допускаемое значение апериодической составляющей» [12].

«Проверка аппаратов на электродинамическую стойкость» проводится по двум условиям, приведённым ниже [12].

«По условию номинального тока отключения» [12]:

$$I'' \leq I_{отк. ном}; \quad (37)$$

«По ударному току цепи» [6,7]:

$$i_y \leq i_{дин.}, \quad (38)$$

где « $i_{\text{дин}}$ – номинальный ток электродинамической стойкости».

«Проверка электрических аппаратов на термическую стойкость» [12]:

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (39)$$

где « I_T – предельный ток термической стойкости, А» [12];

« t_T – время протекания тока термической стойкости, с» [12].

«Проводится выбор и проверка электрических аппаратов напряжением 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ реконструируемой понижающей подстанции 110/35/6 кВ» [8] Центрального блока Талаканского месторождения по приведённым условиям (33) – (39).

В результате проведённого анализа состояния оборудования на понизительной подстанции переменного напряжения 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения было установлено, что все электрические аппараты не нуждаются в модернизации.

Как было указано ранее, «распределительные устройства напряжением 110 кВ и 35 кВ на понизительной подстанции переменного напряжения 110/35/6 кВ» [8] Центрального блока Талаканского месторождения, выполнены открыто.

Поэтому для ОРУ-110 кВ и ОРУ-35 кВ в работе необходимо выбрать электрические аппараты внешней (наружной) установки (таблицы 5 и 6).

В работе для РУ-6 кВ используются аппараты внутренней установки (таблица 7).

Таблица 5 – Результаты выбора аппаратов напряжением 110 кВ

Наименование и марка электрического аппарата	Условие	Расчетные величины	Каталожные данные	Выполнение условия
Выключатели элегазовые PASS MO	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$
	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{max}} = 463 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$463 \text{ А} \leq 2500 \text{ А}$
	$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{отк.ном}}$	$I_{\text{п.т}} = 2,94 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 40 \text{ кА}$	$2,94 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}$
	$i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин.}}$	$i_{\text{у}} = 7,06 \text{ кА.}$	$i_{\text{дин.}} = 40 \text{ кА}$	$7,06 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}$
	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 2,94^2 \cdot 3 =$ $= 26 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 40^2 \cdot 3 =$ $= 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$26 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq$ $4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Разъединители марки РН-СЭЩ-1-Пн-110-1250 ХЛ1 (один комплект заземляющих ножей); РН-СЭЩ-2-Пн-110-1250 ХЛ1(два комплекта заземляющих ножей)	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$
	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{max}} = 463 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$1000 \text{ А} \leq 2500 \text{ А}$
	$i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин.}}$	$i_{\text{у}} = 7,06 \text{ кА.}$	$i_{\text{дин.}} = 40 \text{ кА}$	$7,06 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}$
	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 2,94^2 \cdot 3 =$ $= 26 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 40^2 \cdot 3 =$ $= 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$26 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq$ $4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформаторы тока марки ТФЗМ-110Б ХЛ1	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$
	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{max}} = 463 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$	$463 \text{ А} \leq 600 \text{ А}$
	$i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин.}}$	$i_{\text{у}} = 7,06 \text{ кА.}$	$i_{\text{дин.}} = 26 \text{ кА}$	$7,06 \text{ кА} \leq 26 \text{ кА}$
	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 2,94^2 \cdot 3 =$ $= 26 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 26^2 \cdot 3 =$ $= 2028 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$	$26 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq$ $2028 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Ограничители перенапряжения марки ОПН-А-110/88-10/650(II)4 ХЛ1	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$
Измерительные ТН марки НАМИ-110 ХЛ1	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$

Таблица 6 – Результаты выбора аппаратов напряжением 35 кВ

Наименование и марка аппарата	Условие	Расчетные величины	Каталожные данные	Выполнение условия
Выключатели ВБН-35П-20/1600 (вводной, секционный и отходящих линий)	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$
	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{max}} = 1456 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$	$1456 \text{ А} \leq 1600 \text{ А}$
	$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{отк.ном}}$	$I_{\text{п.т}} = 4,72 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 20 \text{ кА}$	$4,72 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}$
	$i_y \leq i_{\text{дин.}}$	$i_y = 9,35 \text{ кА}$	$i_{\text{дин.}} = 31,5 \text{ кА}$	$9,35 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T =$ $= 4,72^2 \cdot 3 =$ $= 66,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 31,5^2 \cdot 3 =$ $= 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$66,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq$ $2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Разъединители РГ- 35/1600 УХЛ1	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$
	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{max}} = 1456 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$	$1456 \text{ А} \leq 1600 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{\text{дин.}}$	$i_y = 9,35 \text{ кА}$	$i_{\text{дин.}} = 31,5 \text{ кА}$	$9,35 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T =$ $= 66,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 16^2 \cdot 3 =$ $= 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$66,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq$ $768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ТТ марки ТФЗМ 35Б-У1	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$
	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{max}} = 1456 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$1456 \text{ А} \leq 2500 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{\text{дин.}}$	$i_y = 9,35 \text{ кА}$	$i_{\text{дин.}} = 31,5 \text{ кА}$	$9,35 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T =$ $= 66,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 31,5^2 \cdot 3 =$ $= 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$66,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq$ $2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Ограничители перенапряжения ОПН-35М-У1	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$
Трансформатор напряжения ЗНОМ-35-65 У1	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$
ПКН-001-35-У1	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$

Таблица 7 – Результаты выбора и проверки электрических аппаратов напряжением 6 кВ

Наименование и марка аппарата	Условие	Расчетные величины	Каталожные данные	Выполнение условия
Выключатель ВВУ-СЭЩ-Э-10-40/3150 У2 (вводной и секционный) ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-20/1000 У2 (линейный – ко всем отходящим линиям)	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$10 \text{ кВ} \geq 6 \text{ кВ}$
	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{max}} = 3023 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$3023 \text{ А} \leq 3150 \text{ А}$
	$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{отк.ном}}$	$I_{\text{п.т}} = 19,9 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 20 \text{ кА}$	$19,9 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}$
	$i_y \leq i_{\text{дин.}}$	$i_y = 30,9 \text{ кА}$	$i_{\text{дин.}} = 31,5 \text{ кА}$	$30,9 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T =$ $= 19,9^2 \cdot 3 =$ $= 1188 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 31,5^2 \cdot 3 =$ $= 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$1188 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq$ $2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформаторы тока марки ТОЛ-СЭЩ-10-21; ТПЛ-НТЗ-10-13А-300/5 31,5 ХЛ1	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$10 \text{ кВ} \geq 6 \text{ кВ}$
	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{max}} = 3023 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$3023 \text{ А} \leq 4000 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{\text{дин.}}$	$i_y = 30,9 \text{ кА}$	$i_{\text{дин.}} = 80 \text{ кА}$	$30,9 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T =$ $= 19,9^2 \cdot 3 =$ $= 1188 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 80^2 \cdot 3 =$ $= 6400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$1188 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq$ $6400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Ограничители перенапряжения ОПН-6/6,6-10/650(II) ХЛ1	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$	$6 \text{ кВ} = 6 \text{ кВ}$

«Все выбранные в работе электрические аппараты напряжением 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ реконструируемой подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения удовлетворяют всем поставленным условиям выбора и проверки, поэтому могут быть использованы для установки на указанной подстанции переменного тока в соответствующих распределительных устройствах» [8].

«Все они показаны в графической части работы на» [8] листах 1 и 2.

2.6 Проверка генераторов питающей ГТЭС на допустимую перегрузку

Как было указано ранее, в силу увеличившихся перетоков мощности на ПС-110/10 кВ «НПС-10», которая питается ответвлением от ОРУ-110 кВ реконструируемой подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения, на питающей ГТЭС «Талаканская» (корпус «Б») дополнительно планируется установка нового генератора мощностью 16 МВт.

С учётом данного факта, суммарная мощность указанных генераторов корпуса «Б» составит 48 МВт.

В результате внедрения данного мероприятия, в работе была проведена реконструкция ОРУ-110 кВ путём ввода в эксплуатацию дополнительного вводного присоединения (линии) в связи с вводом в эксплуатацию на питающей ГТЭС «Талаканская» нового (третьего) генератора, в силу увеличившихся перетоков мощности на ПС-110/10 кВ «НПС-10», получающей питание отпайкой от ОРУ-110 кВ.

Поэтому, в связи с вводом новой нагрузки, необходимо проверить на перегрузочную способность «генераторы на питающей ГТЭС «Талаканская»» [11].

«Так как генератор сам является компенсатором реактивной мощности, следовательно, проверка на загрузку реактивной мощностью в работе не проводится» [12].

«Должны выполняться условия проверки, с учётом того, что рекомендуемая загрузка генератора должна быть не более 70% в нормальном режиме работы» [12]

$$0,7 \cdot P_{ном.г} \geq P_{С.}, \quad (40)$$

где « $P_{ном.г}$ – номинальная активная мощность генераторов питающей ГТЭС «Талаканская», кВт» [8];

« P_C - суммарная активная нагрузка потребителей, которых питают генераторы» [8] питающей ГТЭС «Талаканская», кВт.

Так как все три генератора на питающей ГТЭС «Талаканская» работают в параллельном режиме на ОРУ-110 кВ ПС-110/35/6 кВ, следовательно, с учётом этого факта, целесообразно рассмотреть суммарную нагрузку всех генераторов на объекте.

Исходя из этого, суммарная активная нагрузка генераторов на питающей ГТЭС «Талаканская» будет определяться нагрузкой реконструируемой подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения и перетоками мощности к ПС-110/10 кВ «НПС-10», получающей питание от ОРУ-110 кВ ПС-110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения:

$$P_C = P_{ПС} + P_{П}, \text{ кВт}, \quad (41)$$

где $P_{ПС}$ – суммарная активная нагрузка ПС-110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения, кВт;

$P_{ПС}$ – суммарная активная нагрузка ПС-110/10 «НПС-10», обусловленная перетоками мощности, кВт.

Суммарная расчётная активная нагрузка ПС-110/10 «НПС-10», обусловленная перетоками мощности

$$P_C = K_o \cdot P_{С.Ф}, \text{ кВт}, \quad (42)$$

где $P_{ПС}$ – фактическая суммарная активная нагрузка ПС-110/10 «НПС-10», обусловленная перетоками мощности, кВт;

K_o – коэффициент одновременности максимумов нагрузки на шинах ПС-110/10 «НПС-10».

Определяется суммарная расчётная активная нагрузка ПС-110/10 «НПС-10» с учётом исходных данных и коэффициентом одновременности максимума нагрузки, $K_o = 0,9$:

$$P_{II} = 0,9 \cdot 8000 = 7200 \text{ кВт.}$$

Суммарная активная нагрузка генераторов на питающей ГТЭС «Талаканская»

$$P_C = 25200 + 7200 = 32400 \text{ кВт.}$$

Далее проводится расчёт мощности трёх генераторов на питающей ГТЭС «Талаканская» с учётом установки нового генератора в схеме.

Суммарная активная мощность генераторов на питающей ГТЭС «Талаканская» с учётом их количества:

$$P_2 = n \cdot P_{ном.г}, \text{ кВт,} \quad (43)$$

где $P_{ном.г}$ – номинальная активная мощность генератора, кВт;

n – суммарное количество генераторов, шт.

Для трёх генераторов на питающей ГТЭС «Талаканская» с учётом их количества:

$$P_2 = 3 \cdot 16000 = 48000 \text{ кВт.}$$

После проведения соответствующих расчётов, проводится проверка генераторов питающей ГТЭС «Талаканская» на перегрузочную способность в связи с увеличением перетоков на ПС-110/10 кВ «НПС-10»:

$$0,7 \cdot 48000 = 33600 \text{ кВт} \geq 32400 \text{ кВт}. \quad (44)$$

Исходя из полученных результатов можно сделать вывод, что в результате ввода в эксплуатацию дополнительного вводного присоединения (линии) в связи с вводом в эксплуатацию на питающей ГТЭС «Талаканская» нового (третьего) генератора, в силу увеличившихся перетоков мощности на ПС-110/10 кВ «НПС-10», получающей питание отпайкой от ОРУ-110 кВ, условия проверки генераторов ГТЭС «Талаканская» на допустимую загрузку выполняются.

Следовательно, работоспособность и надёжность источников питания реконструируемой подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения в работе подтверждена на основании расчёта.

Можно сделать вывод, что реконструируемая схема подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения будет обладать требуемой надёжностью и устойчивостью.

2.7 Выбор автоматизированной системы управления электроснабжением подстанции

Далее в работе проводится выбор автоматизированной системы управления электроснабжением (далее – АСУЭ) подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения.

Назначение АСУЭ – для управления электроснабжением объектов, распределенными в пространстве.

АСУЭ решает следующие основные задачи: сбор информации, обработка информации, задачи, связанные с управлением (в зависимости от программного обеспечения).

Является универсальной системой, АСУЭ служит для реализации следующих функций применительно к электроэнергии:

- контроль электроэнергии,
- учёт электроэнергии,
- анализ электроэнергии,
- прогнозирование потребления электроэнергии,
- управление и регулирование в автоматизированных системах управления процессами выработки, распределения и потребления электроэнергии.

Комплекс технических и программных средств АСУЭ имеет структуру многоуровневой системы на базе сети контролируемой контроллером и сети на базе компьютеров совместимых с IBM.

В зависимости от объёма функциональных задач включает в себя следующие структурные блоки и модули:

- периферийный модуль,
- программируемый контроллер,
- блоки выходных реле, датчики, преобразователи,
- модуль диспетчерского пункта,
- вычислительный комплекс – сеть персональных компьютеров.

На объекте исследования АСУЭ предусматривает и выполняет следующие основные функции:

- контроль и учёт потребляемой электроэнергии,
- управление электроэнергией потребителей,
- контроль, учёт и управление электроэнергией, поступающей на подстанцию (включая перетоки электроэнергии),
- прогнозирование потребления электроэнергии подстанцией и отдельными потребителями,
- анализ потерь электроэнергии в системе электроснабжения,
- связь между всеми объектами посредством телекоммуникаций и облачной системы.

Блок-схема обработки информации в АСУЭ представлена на рисунке 8.

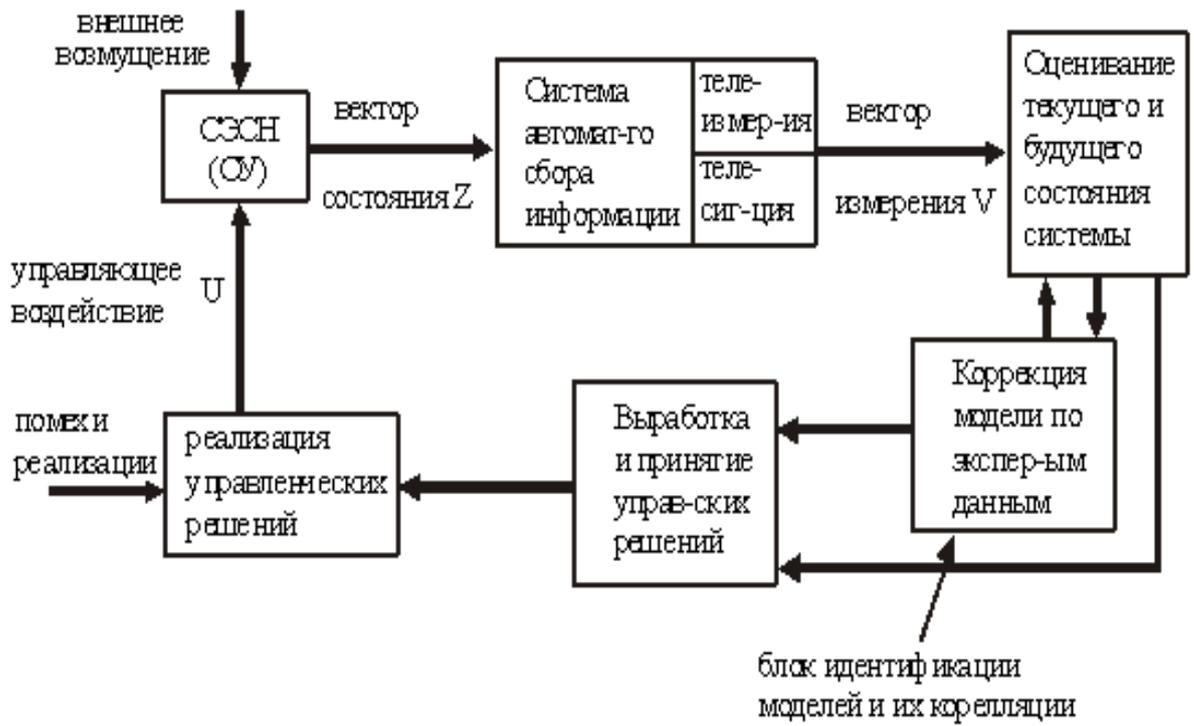


Рисунок 8 – Блок-схема обработки информации в АСУЭ, применяемой на объекте

Блок-схема передачи информации в АСУЭ, применяемой на объекте, представлена на рисунке 9.

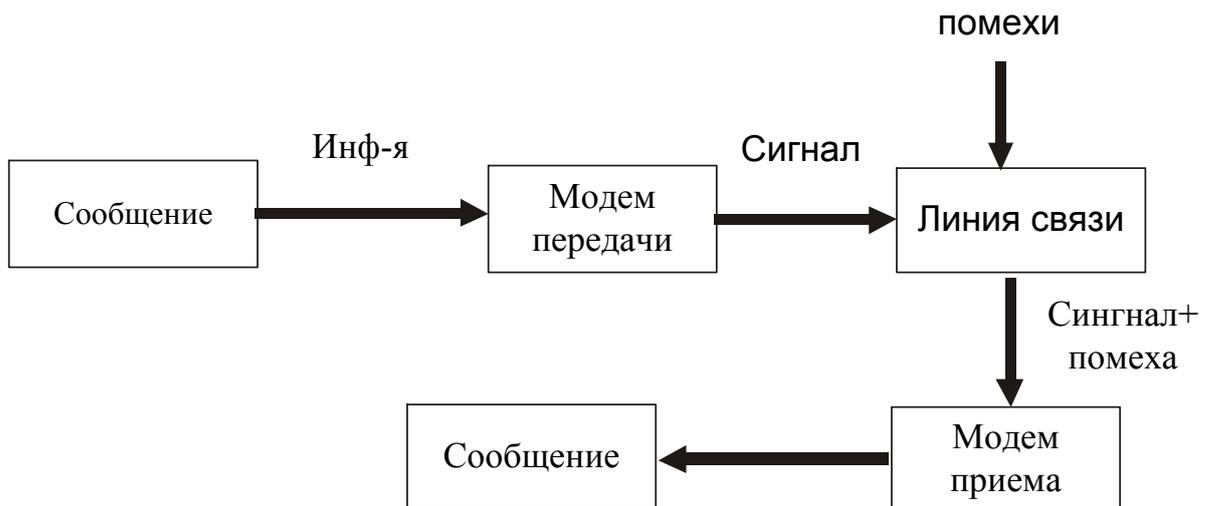


Рисунок 9 – Блок-схема передачи информации в АСУЭ, применяемой на объекте

На подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения «контроль за режимом работы основного и вспомогательного оборудования осуществляется как с помощью традиционных технических средств (контрольно-измерительных приборов), так и с помощью программно-технических комплексов» [20], «которые в последние годы полностью вытеснили устаревшие индукционные и электромагнитные системы, обладая значительными преимуществами перед ними, состоящие и выражающиеся в простоте, надёжности, компактности, работоспособности, экономичности и экологичности» [8].

«Именно поэтому принимается к внедрению» [8] на подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения АСУЭ «Сириус», которая состоит в тесном взаимодействии с «автоматизированной системой контроля и управления электроэнергией (АСКУЭ)» [20], как источников питания, так и всех потребителей, получающих питание от подстанции. Такая система обеспечивает полный контроль и учёт как поступаемой, так и потребляемой электроэнергии, что также позволяет контролировать и вести учёт не только электроэнергии и параметров системы, а и потерь электроэнергии в системе электроснабжения подстанций. Кроме того, в АСУЭ можно устанавливать лимиты потребления электроэнергии.

АСУЭ подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения состоит из совокупности «АСКУЭ, выполненных на базе современного электронного счётчика электроэнергии марки Меркурий-234 ARTM-03 РВ.Г 3х230/400В 5(10) А класса точности 0,5s/1,0, который используется в работе и выбран для установки на каждой питающей и отходящей линии на подстанции, что является современным инновационным решением» [20].

«Питание АСУЭ «Сириус» осуществляют трансформаторы тока, через которые в сеть и на выводы поступает нормированный допустимый рабочий ток системы» [19].

Кроме того, система АСУЭ также контролирует параметры РЗиА, телеуправления и сигнализации [2].

Выбранная система АСУЭ для применения в системе электроснабжения подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения «характеризуется надёжностью, экономичностью, точностью, экологичностью и безопасностью, а также удобством эксплуатации» [20].

Выводы по разделу 2.

В работе при выполнении второго раздела, на ПС-110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения внедрены практические мероприятия по реконструкции схемы электрических соединений данной подстанции:

- проведена реконструкция ОРУ-35 кВ путём ввода в эксплуатацию трёх дополнительных присоединений (линий) к новым потребителям с установкой новых блоков «разъединитель – выключатель» для всех новых присоединений;
- осуществлена реконструкция ОРУ-110 кВ путём ввода в эксплуатацию дополнительного вводного присоединения (линии) в связи с вводом в эксплуатацию на питающей ГТЭС «Талаканская» нового (третьего) генератора, в силу увеличившихся перетоков мощности на ПС-110/10 кВ «НПС-10», получающей питание отпайкой от ОРУ-110 кВ.

На основании результатов расчёта электрических нагрузок и токов КЗ на ПС-110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения, в работе решены следующие основные задачи:

- показано, что силовые трансформаторы марки ТДТН-63000/110, установленные на ТП-110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения, выдержат допустимую перегрузку с учётом подключения новых потребителей (линий) к ОРУ-35 кВ;
- выбраны и проверены проводники ТП-110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения с использованием стандартных

сечений сталеалюминиевых проводов марки АС различных сечений: питающая воздушная линия напряжением 110 кВ, отходящие воздушные линии напряжением 35 кВ, отходящие воздушные линии напряжением 6 кВ;

- выбраны электрические аппараты для установки в ОРУ-110 кВ, ОРУ-35 кВ и РУ-6 кВ ТП-110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения;
- установлено, что в результате ввода в эксплуатацию дополнительного вводного присоединения (линии) в связи с вводом в эксплуатацию на питающей ГТЭС «Талаканская» нового (третьего) генератора, в силу увеличившихся перетоков мощности на ПС-110/10 кВ «НПС-10», получающей питание отпайкой от ОРУ-110 кВ, условия проверки генераторов ГТЭС «Талаканская» на допустимую загрузку выполняются;
- выбрана и описана схема АСУЭ для непосредственного её применения в системе электроснабжения подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения.

3 Расчёт релейной защиты, автоматики и управления подстанции

3.1 Расчёт уставок релейной защиты и автоматики на подстанции

На подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения в качестве блоков релейной защиты и автоматики (далее – РЗА) выбираются следующие современные блоки РЗА на микропроцессорной основе, которые лишены недостатков устаревших индукционных реле.

Такие микропроцессорные блоки РЗА 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.

Далее в работе проводится расчёт уставок релейной защиты и автоматики на подстанции.

Известно, что для расчёта уставок РЗА на первом этапе необходимо определить [14]:

- 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, рассчитанных в работе ранее (при выборе сечений проводников). При выборе первичных токов ТТ применяется таблица стандартных токов [18]. Исходя из этого, полученные результаты выбора первичных токов и коэффициентов трансформации ТТ на подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения приводятся в форме таблицы 8.

Таблица 8 – Результаты выбора первичных токов и коэффициентов трансформации ТТ на подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения

Наименование линии (присоединения)	$I_{p,max}$, А	$I_{ТТ1}$, А	$I_{ТТ2}$, А	K_T
Питающая ВЛ-110 кВ				
ВЛ-110 кВ-Т1, Т2	463	500	5	100
Трансформаторы Т1, Т2 (63000 кВА)				
Сторона 110 кВ	463	500	5	100
Сторона 35 кВ	1456	1500	5	300
Сторона 6 кВ	3023	4000	5	800
Отходящие ВЛ-35 кВ				
ПАО «ВЧНГ»	94,5	100	5	20
МТС	79,6	80	5	16
ОАО «Аэропорт Сургут»	87,1	100	5	20
Транснефть	112,0	150	5	30
Скважина-1	62,2	75	5	15
Скважина-2	62,2	75	5	15
Скважина-3	62,2	75	5	15
Скважина-4	62,2	75	5	15
Скважина-5	62,2	75	5	15
Отходящие ВЛ-6 кВ				
ТСН 1-6	36,4	40	5	8
ТСН 2-6	36,4	40	5	8

Далее в работе, на основании результатов выбора первичных токов и коэффициентов трансформации ТТ на подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения, проводится выбор уставок РЗиА всего оборудования подстанции.

Расчёт уставок РЗиА на подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения, в работе включает [3]:

- расчёт уставок РЗиА линий (питающей линии 110 кВ и отходящих линий 35 кВ и 6 кВ);
- расчёт уставок РЗиА силовых трансформаторов (на сторонах 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ).

В работе применяются следующие виды защит и устройств автоматики для подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения [16]:

- для силовых трансформаторов – максимальная токовая защита (далее – МТЗ), дифференциальная защита (далее – ДЗ), газовая защита (далее – ГЗ), защита от однофазных замыканий на землю (далее – ЗОЗ), при этом ДЗ и ГЗ устанавливаются на стороне 110 кВ, а МТЗ и ЗОЗ – на сторонах 35 кВ и 6 кВ;
- для отходящих линий 35 кВ и 6 кВ – ДЗ, МТЗ, ЗОЗ, АПВ (далее – автоматическое повторное включение);
- для вводов 35 кВ и 6 кВ – ДЗ, МТЗ, ЗОЗ;
- для секционного присоединения 6 кВ – ДЗ, МТЗ, ЗОЗ, АВР (далее – автоматическое включение резерва).

Так как в работе применяются новейшие микропроцессорные блоки, значит, расчёт уставок основных защит должен проводиться по упрощённой методике, без учёта коэффициентов самозапуска, надёжности и возврата, которые присущи только устаревшим индукционным реле [18].

Известно, что ток срабатывания защит от внутренних повреждений в микропроцессорных блоках определяется с учётом коэффициента отстройки от максимального рабочего тока по следующему условию [16]:

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

где K_o – коэффициент отстройки.

Ток срабатывания защит от внешних повреждений в микропроцессорных блоках определяется с учётом коэффициента отстройки от максимального тока КЗ по следующему условию [16]:

$$I_{с.з} \geq K_{отс} \cdot I_{к}. \quad (46)$$

Для всех защит принимаются различные значения коэффициента отстройки (в зависимости от типа защит и назначения – основная или резервная).

При этом действительный ток срабатывания защит (ток срабатывания релейного микропроцессорного элемента) с учётом коэффициента трансформации ТТ при коэффициенте схемы, равном единице (соединение ТТ и блоков РЗиА в полную и/или неполную звезду) согласно [16]:

$$I_{c.p} \geq \frac{I_{c.з}}{K_m}, \quad (47)$$

где K_m – коэффициент трансформации ТТ.

На подстанции МТЗ является основной защитой от внутренних повреждений, поэтому она отстраивается от максимального рабочего тока с $K_o = 1,1$. Селективность МТЗ обеспечивается подбором времени срабатывания [16] (начиная от источника к потребителю). Выбор уставок тока и времени срабатывания МТЗ представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор уставок МТЗ на подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения

Наименование линии (присоединения)	$I_{p.max}$, А	K_T	$I_{c.з}$, А	$I_{c.p}$, А	$t_{c.з}$, с
Питающая ВЛ-110 кВ					
ВЛ-110 кВ-Т1, Т2	463	100	510	5,1	0,5
Трансформаторы Т1, Т2 (63000 кВА), вводные и секционные выключатели					
Сторона 35 кВ Т1, Т2/ввод 35 кВ	1456	300	1601	5,4	0,5/1,0
Сторона 6 кВ Т1, Т2/ввод 6 кВ/секционный 6 кВ	3023	800	3326	4,2	0,5/1,0/1,5
Отходящие ВЛ-35 кВ					
ПАО «ВЧНГ»	94,5	20	104	5,2	1,5
МТС	79,6	16	88	5,5	1,5
ОАО «Аэропорт Сургут»	87,1	20	96	4,8	1,5
Транснефть	112,0	30	123	4,1	1,5
Скважина-1	62,2	15	68	4,6	1,5
Скважина-2	62,2	15	68	4,6	1,5
Скважина-3	62,2	15	68	4,6	1,5
Скважина-4	62,2	15	68	4,6	1,5
Скважина-5	62,2	15	68	4,6	1,5
Отходящие ВЛ-6 кВ					
ТСН 1-6	36,4	8	40	5	1,5
ТСН 2-6	36,4	8	40	5	1,5

ДЗ является основной защитой от внешних повреждений, поэтому отстраивается от максимального тока КЗ с $K_o = 1,3$. ДЗ выполняется без выдержки времени.

Селективность ДЗ обеспечивается подбором тока срабатывания.

Выбор уставок тока и времени срабатывания ДЗ представлен в таблице 10.

В таблице 10 для секционного соединения 6 кВ принят максимальный ток КЗ схемы, исходя из различных значений за трансформаторами в сети 6 кВ.

Таблица 10 – Выбор уставок ДЗ подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения

Наименование линии (присоединения)	I_k , А	K_T	$I_{c.з}$, А	$I_{c.р}$, А
Питающая ВЛ-110 кВ				
ВЛ-110 кВ-Т1, Т2	2940	100	3822	38,2
Трансформаторы Т1, Т2 (63000 кВА), вводные и секционные выключатели				
Сторона 110 кВ Т1, Т2	2940	500	3822	7,6
Ввод 35 кВ	4720	300	6136	20,5
Ввод 6 кВ/секционный 6 кВ	19860	800	25818	32,3
Отходящие ВЛ-35 кВ				
ПАО «ВЧНГ»	4720	20	6136	306,8
МТС	4720	16	6136	383,5
ОАО «Аэропорт Сургут»	4720	20	6136	306,8
Транснефть	4720	30	6136	204,5
Скважина-1	4720	15	6136	409,1
Скважина-2	4720	15	6136	409,1
Скважина-3	4720	15	6136	409,1
Скважина-4	4720	15	6136	409,1
Скважина-5	4720	15	6136	409,1
Отходящие ВЛ-6 кВ				
ТСН 1-6	19860	8	25818	3237,3
ТСН 2-6	19860	8	25818	3237,3

ЗОЗ является основной защитой от однофазных замыканий на землю.

Учитывая требования [10], принимается в работе:

- для ЗОЗ трансформаторов подстанции – $I_{c.з} = 100$ А, $t_{c.з} = 1$ с;
- для ЗОЗ всех линий подстанции – $I_{c.з} = 5$ А, $t_{c.з} = 0$ с (без выдержки времени).

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

- для АПВ на линиях – $t_{с.з} = 1$ с;
- для АВР на секционном присоединении 6 кВ – $t_{с.з} = 2$ с.

Выбранные уставки РЗиА подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения показаны в работе на графическом листе 5.

3.2 Разработка схемы управления наружным освещением на трансформаторной подстанции

Для освещения ОРУ-110 кВ и ОРУ-35 кВ на подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения, применяется наружное прожекторное освещение.

Всего для наружного освещения подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения используется двадцать четыре «прожектора типа ИО 04-1000-001 с лампами Г-1000-5, степень защиты данных прожекторов – IP54, с расположением по два прожектора на опоре» [7], при этом используются:

- десять прожекторов – для наружного освещения ОРУ-110 кВ,
- восемь прожекторов – для наружного освещения ОРУ-35 кВ,
- четыре прожектора – для наружного освещения силовых трансформаторов,
- четыре прожектора – для наружного освещения РУ-6 кВ.

В качестве светильников для внутреннего рабочего освещения подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения применяются светильники TCS036/1361 0 с лампами TL-D.

Однако на подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения наружное освещение не автоматизировано и включается в ручном режиме, что вызывает множество технических неудобств.

Чтобы исключить человеческий фактор и снизить расход электроэнергии на наружное освещение, необходимо его автоматизировать.

В качестве целевой серии для построения САУ наружным освещением подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения «выбираются устройства компании Siemens, а именно универсальные логические модули LOGO» [14].

«Для построения САУ» [14] наружным освещением подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения «нужны модули» [13]:

- «блок питания LOGO! Power» [13],
- «программируемое реле Siemens LOGO! 24RC» [13],
- «модуль расширения LOGO! DM16 24R» [13],
- «модуль интерфейса связи LOGO! CM LON» [13],
- «преобразователь интерфейса LON / RS-232» [13],
- «прочая коммутационная и защитная электроаппаратура» [13].

При этом также нужно разделить потребители САУ наружным освещением подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения.

Исходя из технологического назначения, с целью удобств, предлагается выделить четыре группы прожекторов наружного освещения подстанции, а именно:

- первая линия – десять прожекторов для наружного освещения ОРУ-110 кВ;
- вторая линия – восемь прожекторов для наружного освещения ОРУ-35 кВ;
- третья линия – четыре прожектора для наружного освещения силовых трансформаторов;
- четвёртая линия – четыре прожектора для наружного освещения РУ-6 кВ.

В системе управления наружным освещением подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения «необходимо визуально отображать текущую освещённость и выбранный режим работы (автоматический, ручной, полуавтоматический)» [13].

«Для этого используются семисегментные индикаторы» [16].

«Используя выбранные компоненты, разрабатывается принципиальная электрическая» [13] САУ наружным освещением подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения.

При этом все светильники одного назначения разделены на группы с целью повышения надёжности.

«Управление обмотками реле групп исполнительных элементов схемы будет производиться программируемым реле Siemens LOGO! 24RC» [13].

«К нему используется модуль расширения LOGO! DM16 24R, позволяющий коммутировать дополнительно до 16 групп» [14].

«Этот аспект крайне важен при возможном расширении заданной САУ» [13] наружным освещением подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения и «позволяет подключать дополнительные элементы, а также способствует резервированию и повышению надёжности элементов САУ» [13].

«Для обеспечения питанием программируемого реле и модулей используется блок питания LOGO! Power» [14]. «Для обеспечения связи с компьютером АРМ диспетчера используется модуль интерфейса связи LOGO! CM LON» [14].

«Для подключения к сети с интерфейсом LON персонального компьютера АРМ диспетчера используется преобразователь интерфейса LON/RS-232» [13].

Разработанная САУ наружным освещением подстанции также подключается к системе АСУЭ. Схема разработанной САУ наружным освещением подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения представлена на графическом листе 6.

Выводы по разделу 3.

В разделе проведён выбор уставок РЗиА современных микропроцессорных блоков защиты для защиты линий и трансформаторов на подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения.

Выбраны и проверены уставки срабатывания РЗиА основных базовых защит трансформаторов и линий напряжением 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ объекта исследования.

Разработана САУ наружным освещением подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения, позволяющая оптимизировать управление освещением и снизить «расход электроэнергии на собственные нужды».

Такая полностью автоматизированная система способна значительно повысить надёжность системы электроснабжения потребителей и оборудования подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения, а также значительно снизить плату в системе собственных нужд объекта при нерациональном использовании световой энергии.

Заключение

В работе проведена реконструкция электрической части понизительной подстанции переменного напряжения 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения.

На основе исходных данных к работе, приведён анализ объекта исследования и его технических характеристик.

Детально рассмотрено оборудование, структурная схема и схема главных электрических соединений подстанции 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения.

В результате проведения анализа предложены и обоснованы мероприятия по реконструкции схемы электрических соединений понизительной подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения, которые заключаются, с одной стороны, в реконструкции ОРУ-35 кВ путём ввода в эксплуатацию трёх дополнительных присоединений (линий) к новым потребителям с установкой новых блоков «разъединитель – выключатель» для всех новых присоединений.

С другой стороны, предложена реконструкция ОРУ-110 кВ путём ввода в эксплуатацию дополнительного вводного присоединения (линии) в связи с вводом в эксплуатацию на питающей ГТЭС «Талаканская» нового (третьего) генератора, в силу увеличившихся перетоков мощности на ПС-110/10 кВ «НПС-10», получающей питание отпайкой от ОРУ-110 кВ.

В результате детального анализа оборудования, установленного в распределительных устройствах подстанции, установлено, что оно не нуждается в модернизации и должно быть проверено в работе.

На основе результатов проведённого сравнительного анализа, на ПС-110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения внедрены следующие практические мероприятия по реконструкции схемы электрических соединений данной подстанции:

- проведена реконструкция ОРУ-35 кВ путём ввода в эксплуатацию трёх дополнительных присоединений (линий) к новым потребителям с установкой новых блоков «разъединитель – выключатель» для всех новых присоединений;
- осуществлена реконструкция ОРУ-110 кВ путём ввода в эксплуатацию дополнительного вводного присоединения (линии) в связи с вводом в эксплуатацию на питающей ГТЭС «Талаканская» нового (третьего) генератора, в силу увеличившихся перетоков мощности на ПС-110/10 кВ «НПС-10», получающей питание отпайкой от ОРУ-110 кВ.

На основании результатов расчёта электрических нагрузок и токов КЗ на ПС-110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения, в работе также решены следующие основные задачи:

- показано, что силовые трансформаторы марки ТДТН-63000/110, установленные на ТП-110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения, выдержат допустимую перегрузку с учётом подключения новых потребителей (линий) к ОРУ-35 кВ;
- выбраны и проверены проводники ТП-110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения с использованием стандартных сечений сталеалюминиевых проводов марки АС различных сечений: питающая воздушная линия напряжением 110 кВ, отходящие воздушные линии напряжением 35 кВ, отходящие воздушные линии напряжением 6 кВ;
- выбраны электрические аппараты для установки в ОРУ-110 кВ, ОРУ-35 кВ и РУ-6 кВ ТП-110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения;
- установлено, что в результате ввода в эксплуатацию дополнительного вводного присоединения (линии) в связи с вводом в эксплуатацию на питающей ГТЭС «Талаканская» нового (третьего) генератора, в силу увеличившихся перетоков мощности на ПС-110/10 кВ «НПС-10»,

получающей питание отпайкой от ОРУ-110 кВ, условия проверки генераторов ГТЭС «Талаканская» на допустимую загрузку выполняются;

- выбрана и описана схема АСУЭ для непосредственного её применения в системе электроснабжения подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения;
- проведён выбор уставок РЗиА современных микропроцессорных блоков защиты для защиты линий и трансформаторов на подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения, выбраны и проверены уставки срабатывания РЗиА основных базовых защит трансформаторов и линий напряжением 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ объекта исследования.
- разработана САУ наружным освещением подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения, позволяющая оптимизировать управление освещением и снизить «расход электроэнергии на собственные нужды», такая полностью автоматизированная система способна значительно повысить надёжность системы электроснабжения потребителей и оборудования подстанции переменного тока 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения, а также значительно снизить плату в системе собственных нужд объекта при нерациональном использовании световой энергии.

Проведённая в работе реконструкция понизительной подстанции 110/35/6 кВ Центрального блока Талаканского месторождения в работе осуществлена с учетом требований и указаний нормативных документов с использованием рекомендованной литературы, а также применением типовых схем.

Список используемых источников

1. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200104301> (дата обращения: 22.08.2022).
2. Кадомская К.П. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. 343 с.
3. Кадомская К.П. Электрооборудование систем автоматического управления нового поколения. Вологда: Инфра-Инженерия, 2019. 343 с.
4. Кангин В.В. Промышленные контроллеры в системах автоматизации технологических процессов: учебное пособие. Ст. Оскол: ТНТ, 2018. 408 с.
5. Межотраслевые правила по охране труда. Правила безопасности при эксплуатации электроустановок (ПОТ РМ-016-2001). Москва: ОАО «Научно-технический центр по безопасности в промышленности», 2017. 208 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. Москва: Энергоатомиздат, 2019. 608 с.
7. 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: 22.08.2022).
8. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. 4-е изд., перераб. и доп. Москва: Энергоатомиздат, 2017. 174 с.
9. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. 4-е изд., перераб. и доп. Москва: Энергоатомиздат, 2018. 392 с.
10. Правила устройства электроустановок. 7-е изд., перераб. и доп. Москва: Главгосэнергонадзор России, 2018. 692 с.

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

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

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

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

15. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения». [Электронный ресурс]: URL: <https://www.twirpx.com/file/24666/> (дата обращения: 22.08.2022).

16. Схиртладзе А.Г. Автоматизация технологических процессов: учебное пособие. Ст. Оскол: ТНТ, 2018. 524 с.

17. Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 № 35-ФЗ об энергосбережении [Электронный ресурс]: URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_41502/ (дата обращения: 22.08.2022).

18. Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» от 23.11.2009 № 261-ФЗ [Электронный ресурс]: URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_93978/ (дата обращения: 22.08.2022).

19. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. Москва: Форум-Инфра, 2017. 136 с.

20. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года. РД РАО «ЕЭС России». Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р Москва: Министерство энергетики, 2020.

21. Указ Главы Республики Саха (Якутия) от 29 апреля 2022 года N

2424 "О схеме и программе развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2022 - 2026 годы". [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/406063293> (дата обращения: 22.08.2022).