

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02. Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части понизительной подстанции 110/35/6 кВ
«Каменная»

Студент

Г.А. Князев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

С.В. Шлыков

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

Тольятти 2022

Аннотация

Целью данной работы является «разработка проекта реконструкции электрической понизительной подстанции 110/35/6 кВ «Каменная».

Выполнен в работе анализ исходных данных, на основании которого осуществлены мероприятия по реконструкции электрической части понизительной подстанции переменного напряжения 110/35/6 кВ «Каменная» электрических сетей АО «РН-Няганьнефтегаз», включающий выбор и проверку числа и количества силовых трансформаторов, а также проводников и электрических аппаратов подстанции.

На основе характеристики схемы электрических соединений и потребителей электрической части подстанции, осуществлён выбор и проверка силовых трансформаторов, проводников, а также выбор новых современных электрических и коммутационных аппаратов напряжением 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ, обладающих повышенными показателями надёжности и экономичности.

Обоснование данных мероприятий в работе подтверждено на основании проведения расчётов и проверок.

В разделе по охране труда приведены основные мероприятия для безопасного выполнения работ на объекте исследования, включая мероприятия по электробезопасности, пожарной и экологической безопасности.

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

Содержание

Введение.....	4
1 Краткая характеристика понизительной подстанции	7
1.1 Техническая характеристика подстанции	7
1.2 Требования нормативных документов к подстанциям	17
1.3 Обоснование необходимости проведения реконструкции	20
2 Реконструкция электрической части подстанции	23
2.1 Расчёт электрических нагрузок	23
2.2 Выбор и проверка силовых трансформаторов	27
2.3 Выбор сечения проводников.....	33
2.4 Расчёт токов короткого замыкания	37
2.5 Выбор и проверка электрических аппаратов	44
3 Охрана труда.....	52
3.1 Нормативные документы по обеспечению охраны труда	52
3.2 Обеспечение выполнения охраны труда	54
3.3 Пожарная и экологическая безопасность	58
Заключение	61
Список используемых источников.....	63

Введение

В современных системах электроснабжения отечественной электроэнергетики, важнейшими элементами являются понижающие трансформаторные подстанции, которые, получая электроэнергию из энергосистемы, понижают и непосредственно распределяют её между потребителями, таким образом являясь связующим звеном между источниками и потребителями электроэнергии в замкнутом цикле её передачи и распределения по классической схеме [10].

Поэтому в случае сбоев и аварий на понижающих трансформаторных подстанциях энергосистемы, равно как и несоответствия поставляемой потребителям электроэнергии по нормам и качеству, все участники технологического процесса будут нести весомые технические и экономические убытки [10]. Следовательно, к понижающим трансформаторным подстанциям предъявляются жёсткие требования по ключевым техническим параметрам, а также качеству поставляемой электроэнергии потребителям согласно нормам и требованиям основных положений нормативных документов [1,4,6,8,14].

Основной целью работы является реконструкция схемы электрических соединений и оборудования распределительных устройств напряжением 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ на понизительной ТП-110/35/6 кВ «Каменная», осуществляемая путём замены устаревшего и изношенного оборудования электрической части данной подстанции на соответствующие современные инновационные разработки, обладающие повышенной надёжностью, экономичностью, удобствами монтажа, обслуживания и ремонта, а также электробезопасностью.

На основе характеристики схемы электрических соединений и потребителей электрической части подстанции, осуществлён выбор и проверка силовых трансформаторов, проводников, а также выбор новых современных электрических и коммутационных аппаратов напряжением 110

кВ, 35 кВ и 6 кВ, обладающих повышенными показателями надёжности, экономичности, безопасности и экологичности.

Объектом исследования в данной работе является электрическая часть понизительной подстанции напряжением 110/35/6 кВ «Каменная» электрических сетей АО «РН-Няганьнефтегаз».

Предметом исследования в работе выступает схема электрических соединений подстанции, а также оборудование распределительных устройств и электрические сети, входящие в электрическую часть понизительной подстанции 110/35/6 кВ «Каменная» электрических сетей АО «РН-Няганьнефтегаз».

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 [1,7,12].

Результатом данной работы является разработка, проверка и реализация технических решений, позволяющих осуществить качественную модернизацию и реконструкцию схемы электрических соединений, а также распределительных устройств напряжением 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ электрической части понизительной подстанции переменного напряжения 110/35/6 кВ «Каменная» электрических сетей АО «РН-Няганьнефтегаз» при неукоснительном соблюдении требований нормативных документов.

Согласно основной цели работы, а также заданию на выполнение, в работе необходимо решить следующие основные задачи:

- привести характеристику ТП-110/35/6 кВ «Каменная», являющейся объектом исследования в работе;
- привести основные требования, предъявляемые к трансформаторным подстанциям нормативными документами;

- обосновать необходимость проведения реконструкции электрической части подстанции;
- осуществить расчёт электрических нагрузок трансформаторной подстанции переменного тока 110/35/6 кВ «Каменная»;
- провести выбор и проверку силовых трансформаторов на трансформаторной подстанции переменного тока 110/35/6 кВ «Каменная» в результате реконструкции;
- выбрать и проверить проводники (электрические сети всех классов напряжения) на трансформаторной подстанции переменного тока 110/35/6 кВ «Каменная»;
- провести расчёт токов короткого замыкания в системе электроснабжения объекта исследования;
- выбрать и проверить электрические коммутационные и защитные аппараты на трансформаторной подстанции переменного тока 110/35/6 кВ «Каменная»;
- привести мероприятия по технике безопасности, а также по пожарной и экологической безопасности при выполнении работ обслуживающим персоналом на понизительной подстанции.

Решения приведённых выше основных поставленных в работе задач проводится, исходя из требований и положений нормативно – технических источников и документов, а также рекомендованной учебной литературы с применением типовых проектов.

1 Краткая характеристика понизительной подстанции

1.1 Техническая характеристика подстанции

Согласно теме и заданию на выполнение работы, необходимо разработать проект реконструкции тупиковой трансформаторной подстанции переменного напряжения ПС-110/35/6 кВ «Каменная», особенностью которой является тот факт, что на ней находятся трёхобмоточные силовые трансформаторы.

Известно, что характерной особенностью таких понижающих подстанций является [7]:

- в виду того, что используются трёхобмоточные понижающие трансформаторы, следовательно, на подстанции будут присутствовать три распределительные устройства (РУ): высшего (ВН), среднего (СН) и низшего (НН) номинальных напряжений;
- должны присутствовать значительные нагрузки потребителей подстанции, потому что силовые трансформаторы напряжением 110/35/6 кВ не выпускаются на малые мощности, а в случае их подключения на указанные нагрузки данные трансформаторы будут недогружены, что приведёт к значительным потерям электроэнергии в трансформаторах и в целом во всей электрической сети;
- как правило, на понижающих подстанциях такого типа устанавливаются два силовых трансформатора, что обусловлено, помимо наличия больших нагрузок, категорией надёжности потребителей (как правило, преобладают потребители I и II категориями надёжности, а также имеются потребители III категории).

Рассматриваемая в работе ТП-110/35/6 кВ «Каменная» является одной из основных потребительских подстанций электрических сетей АО «РН-Няганьнефтегаз», обеспечивая питанием потребителей на номинальном напряжении 35 кВ и 6 кВ. ПС-110/35/6 кВ «Каменное» находится в ХМАО,

входит в состав электрических сетей АО «РН-Няганьнефтегаз». Климат месторасположения ПС умеренно-континентальный со средней температурой января - в пределах минус 18-24 °С. Период с отрицательной температурой может достигать 7 месяцев, до середины июня возможны заморозки.

Тёплый месяц июль характеризуется средней температурой: 15-18 °С.

На западе ХМАО располагается нефтегазовое месторождение «Каменное» между городами Нягань и Ханты-Мансийск, на левом берегу и в пойме р. Оби (Верхнее Двубье). Запасы месторождения составляют более 300 млн тонн. Основным генерирующим элементом является ГТЭС «Каменная», которая покрывает собственные потребности в энергоснабжении, а также повышает уровень использования попутного нефтяного газа до 95%. Понижающая ПС 110/35/6кВ «Каменная» с транзитом мощности составляют энергосистему в составе электрических сетей АО «РН-Няганьнефтегаз». По месту расположения в энергосистеме рассматриваемая в работе подстанция 110/35/6 кВ «Каменная» электрических сетей АО «РН-Няганьнефтегаз» является тупиковой.

В структурной схеме понизительной подстанции 110/35/6 кВ «Каменная» электрических сетей АО «РН-Няганьнефтегаз», рассматриваемой в работе, есть следующие основные составляющие [8]:

- питающая линия напряжением 110 кВ, выполнена с использованием инновационного провода марки AERO-Z-261;
- 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). В состав распределительного устройства 110 кВ входят следующие коммутационные аппараты: устаревшие масляные баковые выключатели марки ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1 (введены в эксплуатацию в 1976 г.), разъединители марки РНДЗ-110-600 и SONK 12-31,5-2 (введены в эксплуатацию в 1983 г. и 2014 г.).

В виду этого, ОРУ-110 кВ требует модернизации с заменой указанного оборудования на новые современные марки, обладающие повышенными техническими характеристиками и условиями надёжности. Также в ОРУ-110 кВ есть аппараты, не требующие модернизации в виду того, что были введены в эксплуатацию недавно. К ним относятся трансформаторы тока марки ТФЗМ-110Б УХЛ1, 300-600/5 (введены в эксплуатацию в 2013 г.) и трансформаторы напряжения НАМИ-110 УХЛ1 (год ввода в эксплуатацию – 2012), а также ограничители перенапряжения марки ОПН-А-110/88-10/650(II)4УХЛ1 (введены в эксплуатацию в 2011 г.);

- два силовых трансформатора 110/35/6 кВ марки ТДТН-40000/110, 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. Необходимо проверить трансформаторы на допустимую перегрузку;
- 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). В ОРУ-35 кВ установлены: устаревшие масляные выключатели марки С-35М-630-10 (вводной, секционный и выключатель для всех отходящих линий, год ввода в эксплуатацию – 1980 г.), разъединители РНДЗ-35-630 (ввод в эксплуатацию – в 1969, 1976 г и 1978 гг.), трансформаторы тока марки ТФЗМ 35Б-I У1 (введены в эксплуатацию в 2012 г.), ограничители перенапряжения марки ОПНп-35/400-III УХЛ1 (введены в эксплуатацию в 2002 и 2014 гг.), трансформаторы напряжения марки ЗНОМ-35-65 У1 (введены в эксплуатацию в 2016 г.), предохранители для защиты ТН марки ПКН-001-35-У1;

– 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 выполнено комплектным с применением ячеек комплектного распределительного устройства типа КРУ2-10. В РУ – 6 кВ установлены устаревшие масляные выключатели марок ВМПЭ-10, ВБП-10, ВБМ-10 и ВМП-10, которые выработали свой ресурс и требуют замены на новые и современные марки оборудования (года ввода в эксплуатацию – 1967, 1968, 1986). Также в РУ-6 кВ установлены: ограничители перенапряжения ОПН-6/6,6-10/650(II)УХЛ1 (введены в эксплуатацию в 2017 г.), трансформаторы тока марок ТПЛ-НТЗ-10-13А-300/5 31,5 УХЛ2, ТОЛ-СЭЩ-10-21, ТПОЛМ-10 (год ввода в эксплуатацию – 2012, заменены в связи с модернизацией релейной защиты на подстанции), трансформаторы напряжения марки НТМИ-6 (введены в эксплуатацию в 2008 г.), предохранители для защиты ТН марки 3×ПКТ-101-10-8-31,5 УЗ (год ввода в эксплуатацию – 2004); предохранители для защиты ТСН марки 3×ПКН 001-10 УЗ (год ввода в эксплуатацию – 2006);

– потребители понизительной подстанции 110/35/6 кВ «Каменная», рассматриваемой в работе – включают в себя два отходящих фидера (линии), питающихся на напряжении 35 кВ, а также отходящие фидеры (линии) потребителей, питающихся на напряжении 6 кВ от шин подстанции. К основным потребителям электрической части подстанции относятся промышленные, коммунальные и бытовые потребители, получающие питание от указанной понижающей подстанции на номинальных напряжениях 35 кВ и 6 кВ. Также для питания релейной защиты и автоматики подстанции 110/35/6 кВ «Каменная» используется аккумуляторная установка напряжением 220В марки MARATHON M12V90FT. Кроме того, на подстанции в результате модернизации в 2013 г. были установлены два реактора на

вводе в РУ-6 кВ марки РТСТСГ-6-2х3200-0,35 У3 и РБАСМ-6х-2х1500. Все приведённые выше составляющие структурной схемы понижающей тупиковой ПС-110/35/6 кВ «Каменная» составляют единое целое и рассматриваются как одна общая система. Структурная схема рассматриваемой в работе понижающей понизительной подстанции ПС-110/35/6 кВ «Каменная» с основными составляющими, перечисленными и охарактеризованными ранее, представлена на рисунке 1.

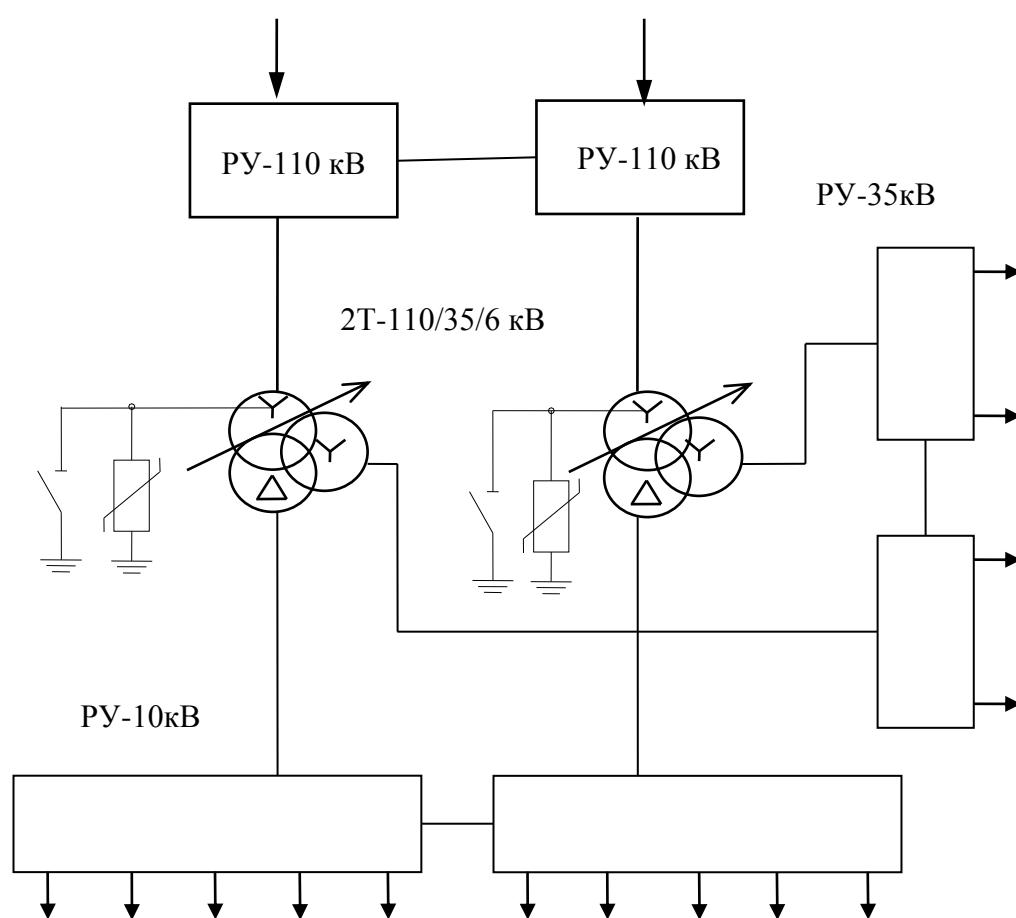


Рисунок 1 – Структурная схема понижающей подстанции ПС-110/35/6 кВ «Каменная»

Основой для дальнейших расчётов электрических нагрузок подстанции 110/35/6 кВ «Каменная» являются значения максимальной установленной нагрузки потребителей, данные о которой приведены в таблице 1.

Новые потребители подключаются на ячейки «резерв» каждой из секций сборных шин 6 кВ и для наглядности в таблице 1 взяты в круглые скобки.

Таблица 1 – Исходные данные о максимальных установленных нагрузках потребителей подстанции 110/35/6 кВ «Каменная»

Номер присоединения	Наименование потребителя подстанции	Максимальная установленная нагрузка, $P_{уст}$, кВт
Потребители 35 кВ		
1СШ 35 кВ		
1	Т127	7500
2	ТН2-35	150
Всего по 1СШ 35 кВ		7650
2СШ 35 кВ		
1	Т128	7500
2	ТН2-35	150
Всего по 2СШ 35 кВ		7650
Всего потребителей 35 кВ		15300
Потребители 6кВ (с учётом новых потребителей)		
С1-6 (с учётом новых потребителей)		
1	ТСН 1-6	40
2	2л-Ю-6	970
8	8л-Ю-6	1250
10	10л-Ю-6	1220
14	14л-Ю-6	1250
20	20л-Ю-6	1220
22	22л-Ю-6	1250
28	28л-Ю-6	970
34	Резерв (34л-Ю-6)	(1250)
Всего потребителей С1-6 (с учётом новых потребителей)		10230
С2-6 (с учётом новых потребителей)		
3	3л-Ю-6	950
5	ТН1-6	30
7	7л-Ю-6	970
9	ТСН3-6	40
11	11л-Ю-6	1650
13	13л-Ю-6	950
21	21л-Ю-6	1250
33	ТН2-6	30
35	35л-Ю-6	970
37	37л-Ю-6	1250
41	41л-Ю-6	1220
43	Резерв (43л-Ю-6)	(950)
Всего потребителей С2-6 (с учётом новых потребителей)		10260

Продолжение таблицы 1

Номер присоединения	Наименование потребителя подстанции	Максимальная установленная нагрузка, $P_{уст}$, кВт
С3-6 (с учётом новых потребителей)		
47	47л-Ю-6	1650
49	ТНЗ-6	30
51	51л-Ю-6	1250
53	53л-Ю-6	1650
55	55л-Ю-6	1250
57	57л-Ю-6	1650
59	59л-Ю-6	1650
61	Резерв (61л-Ю-6)	(950)
Всего потребителей С3-6 (с учётом новых потребителей)		10080
С4-6		
44	ТСН2-6	40
46	46л-Ю-6	1650
48	48л-Ю-6	950
50	50л-Ю-6	1250
52	52л-Ю-6	1650
54	54л-Ю-6	1250
56	56л-Ю-6	1650
58	58л-Ю-6	1250
60	Резерв (60л-Ю-6)	950
Всего потребителей С4-6 (с учётом новых потребителей)		10640
Всего потребителей 6 кВ (с учётом новых потребителей)		41210
Всего по ПС-110/35/6 кВ «Каменная» (с учётом новых потребителей)		56510

Все приведённые выше составляющие структурной схемы понижающей понизительной ПС-110/35/6 кВ составляют единое целое и рассматриваются как одна общая система.

Далее в работе, на основании разработанной структурной схемы понижающей подстанции 110/35/6 кВ «Каменная», проводится описание принципиальной схемы указанной подстанции.

Так как большинство потребителей подстанции относятся к I и II категориям надёжности, следовательно, они требуют двух независимых источников питания и соответствующего уровня резервирования [7,10].

Поэтому, в первую очередь, необходимо обеспечить в схеме данные условия.

Для РУ-110 кВ ПС-110/35/6 кВ в работе применяется схема электрических соединений «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» (схема 5Н) [7] с установленными двумя разъединителями в ремонтной перемычке (в нормальном режиме работы отключены), а также с применением двух блоков «выключатель – разъединитель» на линиях.

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

В работе для ОРУ-110 кВ понизительной подстанции 110/35/6 кВ, рассматриваемой в работе, предусмотрены коммутационные и защитные аппараты (применяются блоки «выключатель-разъединитель», а также «линия-разъединитель»), защита от грозовых перенапряжений (ограничители перенапряжения), а также обеспечено бесперебойное питание вторичных цепей (измерительные трансформаторы тока и напряжения).

В схеме ОРУ-35 кВ понизительной подстанции 110/35/6 кВ «Каменная», 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-35 кВ и обеспечивает качественное электроснабжение с учётом условий резервирования потребителей напряжением 35 кВ, питающихся от разных секций сборных шин.

В схеме электрических соединений ОРУ-35 кВ подстанции также применяется отдельный режим работы, рекомендованный [7].

Секционный выключатель 35 кВ в нормальном режиме работы отключён, включаясь под действием устройства автоматического включения резерва (АВР) при исчезновении напряжения по каким-то причинам на одной из секций сборных шин 35 кВ.

В работе для ОРУ-35 кВ понизительной подстанции 110/35/6 кВ, предусмотрены коммутационные и защитные аппараты (применяются блоки «выключатель-разъединитель» на питающей и отходящих линиях, а также на секционирующем соединении).

Данных блоков в принципиальной схеме ОРУ-35 кВ подстанции 110/35/6 кВ будет в количестве [7]:

- питающая линия – 2 блока;
- секционирующее соединение – 1 блок;
- отходящие линии – 4 блока (по 2 блока на каждую секцию сборных шин, из них: две линии – для питания потребителей, две линии – для питания трансформаторов напряжения).

Кроме того, в схеме электрических соединений ОРУ-35 кВ ПС-110/35/6 кВ «Каменная» предусмотрена защита от грозовых перенапряжений (ограничители перенапряжения), а также обеспечено бесперебойное питание вторичных цепей (измерительные трансформаторы тока и напряжения).

РУ-6 кВ рассматриваемой понизительной подстанции 110/35/6 кВ «Каменная» выполнено с применением ячеек наружной установки типа КРУ с установленными в них выключателями с использованием втычных контактов вместо разъединителей [11].

Исходя из рекомендаций [7], для РУ-6 кВ ПС-110/35/6 кВ «Каменная» применяется схема «Две рабочих, секционированных выключателями системы сборных шин».

В схеме РУ-6 кВ понизительной подстанции 110/35/6 кВ «Каменная», рассматриваемой в работе, также применяется отдельный режим работы, рекомендованный [7].

Секционные выключатели 6 кВ в нормальном режиме работы отключены, включаясь под действием устройства автоматического включения резерва (АВР) при исчезновении напряжения по каким-то причинам на одной из секций сборных шин напряжением 6 кВ.

Для защиты и коммутации в РУ-6 кВ понизительной подстанции применяются высоковольтные выключатели, по размещению в схеме выделяются вводные, секционный и линейные выключатели.

В виду того, что разработки оборудования и комплектация ячеек КРУ-6 кВ предусматривают применение ячеек с наличием втычных контактов, следовательно, разъединители в ячейках РУ-6 кВ ПС-110/35/6 кВ «Каменная» не устанавливаются [7].

Поэтому в схеме электрических соединений РУ-6 кВ понизительной подстанции 110/35/6 кВ «Каменная», рассматриваемой в работе, применяются блоки «линия-выключатель» (без разъединителей) на питающей и отходящих линиях, а также на секционирующем соединении.

Данных блоков в принципиальной схеме РУ-6 кВ ПС-110/35/6 кВ, рассматриваемой в работе, будет в количестве [7]:

- питающая линия – 4 блока;
- секционирующее соединение – 2 блока;
- отходящие линии – разное количество на каждой секциях сборных шин: (соответственно для секций сборных шин С1-6-С4-6 количество отходящих линий: 9-12-8-9).

Кроме того, в схеме предусмотрена защита от внутренних и внешних перенапряжений (ограничители перенапряжения), а также обеспечено бесперебойное питание вторичных цепей (измерительные трансформаторы тока и напряжения).

Также для обеспечения питания собственных нужд есть трансформаторы собственных нужд (далее – ТСН).

Рассмотренные структурная и принципиальная схемы ПС-110/35/6 кВ «Каменная» соответствуют основным требованиям нормативных документов [1-10] и может применяться для питания потребителей I и II категорий надёжности.

Схема главных электрических соединений подстанции 110/35/6 кВ «Каменная» представлена на графическом листе 2.

1.2 Требования нормативных документов к подстанциям

Известно, что обеспечение требуемых качеств электроэнергии, а также надежности и экономичности при передаче электроэнергии потребителям в энергосистеме, являются основными задачами в современных системах электроснабжения [1-4].

Также известно, что в современных системах электроснабжения отечественной электроэнергетики, важнейшими элементами являются понижающие трансформаторные подстанции, которые, получая электроэнергию из энергосистемы, понижают и непосредственно распределяют её между потребителями, таким образом являясь связующим звеном между источниками и потребителями электроэнергии в замкнутом цикле её передачи и распределения по классической схеме [5].

Поэтому в случае сбоев и аварий на понижающих трансформаторных подстанциях энергосистемы, равно как и несоответствия поставляемой потребителям электроэнергии по нормам и качеству, все участники технологического процесса будут нести весомые технические и экономические убытки [6].

Такой подход категорически недопустим требованиями нормативных документов, которые предписывают обеспечить бесперебойным питанием электроэнергией потребителей, основываясь на их категории надёжности и назначении [1-6].

Следовательно, к понижающим трансформаторным подстанциям предъявляются жёсткие требования как в плане надёжности, так и по экономичности, а также безопасности работ и экологической безопасности согласно [1-6].

Известно, что трансформаторные подстанции (ТП) делятся на повышающие и понижающие [7].

В классической электроэнергетике повышающие трансформаторные подстанции устанавливаются на границе «электростанция – энергосистема» и

служат для повышения генераторного напряжения до уровня 350-1150 кВ с целью его передачи на большие расстояния с минимальными потерями электроэнергии [6].

Все остальные трансформаторные подстанции, распределяя электроэнергию между соответствующими потребителями, образуют сеть понижающих подстанций [6].

Любая понизительная подстанция энергосистемы представляет собой совокупность силовых трансформаторов (как правило – один или два) и распределительных устройств, которых, как правило, столько, сколько классов напряжения присутствует на понизительной подстанции (как правило, не менее двух).

В распределительных устройствах высшего (РУ ВН) и низшего (РУ НН) напряжений всех типов трансформаторных подстанций должны быть обязательно установлены коммутационные и защитные электрические аппараты, аппараты защиты от атмосферных (внешних) и коммутационных (внутренних) перенапряжений, а также устройства заземления и молниезащиты.

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

К сетям относятся воздушные, кабельные линии различных классов напряжения, а также шинопроводы. Каждый тип сетей имеет свои преимущества и недостатки, поэтому применяется в каждой конкретной ситуации на основании, как правило, технических и экономических критериев выбора.

Известно, что системам электроснабжения понижающих трансформаторных подстанций всех типов и классов напряжения предъявляются требования по надёжности, качеству и экономичности электроснабжения [1-5].

«Электрические подстанции энергосистем проектируются и питаются по типичным электрическим схемам с учётом категорий надёжности потребителей» [8].

«При этом в электрических схемах учитывается категория надёжности потребителей, которые питает данная подстанция» [8].

«При этом для питания потребителей I и II категорий надёжности требуется два независимых источника питания, а для питания потребителей III категории достаточно иметь один источник» [8].

«Поэтому при проектировании систем электроснабжения современных трансформаторных подстанций на всех звеньях цепи очень важно учесть все указанные нормы» [8].

«Также на всех ступенях схемы должна быть обеспечена надёжная защита и коммутация электрической сети, для чего необходимо выбрать электрические аппараты, в полной мере соответствующие выбранной схеме и техническим условиям, и проверить всё выбранное оборудование на термическую и электродинамическую стойкость» [8].

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

Качество поставляемой электроэнергии имеет одно из основных значений на подстанциях [4]. Нормы и критерии электроэнергии находятся в довольно жёстких числовых рамках, что позволяет эффективно контролировать данный цикл в целом.

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

В частности, эти требования также необходимо использовать в данной работе.

Неукоснительное выполнение основных требований и аспектов к схемам и оборудованию трансформаторных подстанций приводит к реализации технически грамотного проекта, обеспечивающего высокую эффективность внедрения принятых решений и экономическую целесообразность внедрения основных мероприятий по требуемой модернизации и реконструкции оборудования электрической части понизительной подстанции 110/35/6 кВ «Каменная».

1.3 Обоснование необходимости проведения реконструкции

В результате проведения анализа установлено, что в РУ-35 кВ и РУ-6 кВ рассматриваемой в работе понизительной подстанции переменного тока 110/35/6 кВ «Каменная» электрических сетей АО «РН-Няганьнефтегаз» находятся некоторые устаревшие и выработавшие свой ресурс электрические аппараты, которые необходимо заменить на новые современные аппараты соответствующих типов и марок.

К таким аппаратам относятся:

- в ОРУ-110 кВ – выключатели, разъединители;
- в ОРУ-35 кВ – выключатели, разъединители;
- в РУ-6 кВ – выключатели.

Данные аппараты подлежат замене на новые, современные марки оборудования.

Мероприятия по замене устаревших аппаратов подстанции переменного тока ТП-110/35/6 кВ «Каменная», повысят надёжность системы электроснабжения понизительной подстанции, оптимизируют показатели энергосистемы, режим её работы, а также потребителей подстанций и приёмников, получающих питание от подстанции.

Остальные аппараты, установленные на ТП-110/35/6 кВ «Каменная» электрических сетей АО «РН-Няганьнефтегаз», срок ввода в эксплуатацию которых не превышает 15-20 лет и техническое состояние которых

нормальное, необходимо проверить на условия их работы в нормальном и послеаварийном режимах согласно требованию нормативных документов [1,4,8].

Кроме того, указанные в работе мероприятия по модернизации и реконструкции оборудования подстанции переменного тока ТП-110/35/6 кВ «Каменная», повысят надёжность системы электроснабжения понизительной подстанции, оптимизируют показатели энергосистемы, режим её работы, а также потребительских подстанций и приёмников, получающих питание от подстанции.

При этом целесообразность приведённых мероприятий по модернизации подтверждается соответствующими расчётами и проверками, проведёнными в работе далее.

Остальные аппараты, установленные на ТП-110/35/6 кВ «Каменная», срок ввода в эксплуатацию которых не превышает 15-20 лет и техническое состояние которых нормальное, необходимо проверить на условия их работы в нормальном и послеаварийном режимах согласно требованию нормативных документов [1,4,7,12].

С другой стороны, на понизительной подстанции переменного тока 110/35/6 кВ «Каменная» необходима реконструкция схемы электрических соединений РУ-6 кВ, связанная с вводом в эксплуатацию новых потребителей, которые будут подключены на ячейки «Резерв» каждой секции сборных шин напряжением 6 кВ понизительной подстанции (всего – четыре присоединения).

Основываясь на краткой исходной характеристике потребителей подстанции переменного тока ТП-110/35/6 кВ «Каменная» электрических сетей АО «РН-Няганьнефтегаз», приведённой в таблице 1, а также на исходной схеме главных электрических соединений подстанции, далее в работе проводится решение поставленных основных задач.

Выводы по разделу 1.

В результате выполнения первого раздела, приведён исходный анализ объекта исследования и его технических характеристик.

Детально рассмотрено оборудование подстанции 110/35/6 кВ «Каменная» электрических сетей АО «РН-Няганьнефтегаз».

Установлено, что объектом исследования является оборудование распределительных устройств и схема электрических соединений понизительной подстанции 110/35/6 кВ «Каменная» электрических сетей АО «РН-Няганьнефтегаз».

Обоснована частичная замена оборудования на подстанции, которое на данный момент является устаревшим и изношенным.

Кроме того, обоснована необходимость подключения дополнительной нагрузки в схеме электрических соединений 6 кВ с целью ввода новых мощностей потребителей подстанции, осуществляемой путём ввода в работу новых потребителей, подключённых на ячейки «Резерв» СШ1-СШ4 РУ-6 кВ.

На основании приведённых исходных данных, а также нормативных сведений и источников, обоснована необходимость и целесообразность реконструкции понизительной подстанции 110/35/6 кВ «Каменная» электрических сетей АО «РН-Няганьнефтегаз».

Указанная реконструкция понизительной подстанции 110/35/6 кВ «Каменная» электрических сетей АО «РН-Няганьнефтегаз» в работе осуществляется с учетом требований и указаний нормативных документов с использованием рекомендованной литературы, а также применением типовых схем.

2 Реконструкция электрической части подстанции

2.1 Расчёт электрических нагрузок

Проводится «расчёт электрических нагрузок ПС-110/35/6 кВ» [7] «Каменная».

При этом учитываются нагрузки новых присоединений 6 кВ подстанции ПС-110/35/6 кВ «Каменная», которые будут подключены на ячейки «Резерв» (фидеры).

Расчёт проводится по следующим формулам [11]:

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

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

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

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;

$\text{tg } \varphi$ – коэффициент реактивной мощности, с учётом компенсации реактивной мощности до значения $\cos\varphi = 0,93$, в работе принимается соответствующее ему значение $\text{tg}\varphi = 0,4$.

В работе проводится расчёт электрических нагрузок присоединений на примере присоединения Т1 ТП-1 (1СШ 35 кВ) понизительной подстанции 110/35/6 кВ «Каменная» по условиям (1 – 3):

$$P_{np} = 7500 \text{ кВт}.$$

$$Q_{np} = 7500 \cdot 0,4 = 3000 \text{ квар}.$$

$$S_{np} = \sqrt{7500^2 + 3000^2} = 8077,7 \text{ кВА}.$$

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

Также в работе необходимо рассчитать значение расчётной активной, реактивной и полной нагрузки соответствующих секций сборных шин напряжением 35 кВ и 6 кВ.

Причём расчёты проводятся отдельно для нагрузки 35 кВ и 6 кВ (сначала для секций шин (СШ), потом – суммарная их нагрузка).

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].

$K_0 = 0,85$ для нагрузки 35 кВ, $K_0 = 0,9$ для нагрузки 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 секций сборных шин 35 кВ и 6 кВ [11]:

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

Расчёт электрических нагрузок проводится на примере 1СШ 35 кВ по условиям (4) – (6):

$$P_c = 0,9 \cdot (7500 + 150) = 6885 \text{ кВт.}$$

$$Q_c = 0,9(3000 + 60) = 2754 \text{ квар.}$$

$$S_c = \sqrt{6885^2 + 2754^2} = 7415,4 \text{ кВА.}$$

Для остальных секций сборных шин 35 кВ и 6 кВ нагрузка рассчитана аналогично и результаты представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчёта электрических нагрузок подстанции 110/35/6 кВ «Каменная»

Номер присоединения	Наименование потребителя	P_{np} , кВт	Q_{np} , квар	S_{np} , кВА
Потребители 35 кВ				
1СШ 35 кВ				
1	Т127	7500	3000	8077,7
2	ТН2-35	150	60	161,6
Всего 1 СШ 35 кВ ($K_o = 0,9$)		6885	2754	7415,4
2СШ 35 кВ				
1	Т127	7500	3000	8077,7
2	ТН2-35	150	60	161,6
Всего 1 СШ 35 кВ ($K_o = 0,9$)		6885	2754	7415,4
Всего нагрузки 35 кВ		13770	5508	14830,7
Потребители 6кВ				
С1-6				
1	ТСН 1-6	40	16	43,1
2	2л-Ю-6	970	388	1044,7
8	8л-Ю-6	1250	500	1346,3
10	10л-Ю-6	1220	500	1346,3
14	14л-Ю-6	1250	500	1346,3
20	20л-Ю-6	1220	488	1314
22	22л-Ю-6	1250	500	1346,3
28	28л-Ю-6	970	388	1044,7
34	34л-Ю-6	1250	500	1346,3
Всего нагрузки С1-6 ($K_o = 0,9$)		9207	3402	9815,4
С2-6				
3	3л-Ю-6	950	380	1023,2
5	ТН1-6	30	12	32,3
7	7л-Ю-6	970	388	1044,7
9	ТСН3-6	40	16	43,1
11	11л-Ю-6	1650	660	1777,1

Продолжение таблицы 2

Номер присоединения	Наименование потребителя	P_{np} , кВт	Q_{np} , квар	S_{np} , кВА
Потребители 6кВ				
С1-6				
1	ТСН 1-6	40	16	43,1
2	2л-Ю-6	970	388	1044,7
8	8л-Ю-6	1250	500	1346,3
10	10л-Ю-6	1220	500	1346,3
14	14л-Ю-6	1250	500	1346,3
20	20л-Ю-6	1220	488	1314
22	22л-Ю-6	1250	500	1346,3
28	28л-Ю-6	970	388	1044,7
34	34л-Ю-6	1250	500	1346,3
Всего нагрузки С1-6 ($K_o = 0,9$)		9207	3402	9815,4
С2-6				
3	3л-Ю-6	950	380	1023,2
5	ТН1-6	30	12	32,3
7	7л-Ю-6	970	388	1044,7
9	ТСН3-6	40	16	43,1
11	11л-Ю-6	1650	660	1777,1
Всего нагрузки С2-6 ($K_o = 0,9$)		9234	3693,6	9945,3
С3-6				
47	47л-Ю-6	1650	660	1777,1
49	ТН3-6	30	12	32,3
51	51л-Ю-6	1250	500	1346,3
53	53л-Ю-6	1650	660	1777,1
55	55л-Ю-6	1250	500	1346,3
57	57л-Ю-6	1650	660	1777,1
59	59л-Ю-6	1650	660	1777,1
61	61л-Ю-6	950	380	1023,2
Всего нагрузки С3-6 ($K_o = 0,9$)		9072	3628,8	9770,8
С4-6				
44	ТСН2-6	40	16	43,1
46	46л-Ю-6	1650	660	1777,1
48	48л-Ю-6	950	380	1023,2
50	50л-Ю-6	1250	500	1346,3
52	52л-Ю-6	1650	660	1777,1
54	54л-Ю-6	1250	500	1346,3
56	56л-Ю-6	1650	660	1777,1
58	58л-Ю-6	1250	500	1346,3
60	60л-Ю-6	950	380	1023,2
Всего нагрузки С4-6 ($K_o = 0,9$)		9576	3830,4	10313,7
Всего нагрузки 6 кВ		37089	14554,8	39842,6

Результаты расчёта электрических нагрузок понизительной подстанции переменного напряжения 110/35/6 кВ «Каменная» используются далее.

Расчётная нагрузка всей понизительной подстанции переменного тока 110/35/6 кВ «Каменная» определяется с учётом суммарной нагрузки потребителей 35 кВ и 6 кВ:

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

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

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

Расчёт электрических нагрузок всей понизительной подстанции переменного тока 110/35/6 кВ «Каменная» по условиям (7) – (9):

$$P_{ПС} = 13770 + 37089 = 50859 \text{ кВт.}$$

$$Q_{ПС} = 5508 + 14554,8 = 20062,8 \text{ квар.}$$

$$S_{ПС} = \sqrt{50859^2 + 20062,8^2} = 54673,2 \text{ кВА.}$$

Полученные результаты электрических нагрузок понизительной подстанции 110/35/6 кВ «Каменная» используются в работе далее.

2.2 Выбор и проверка силовых трансформаторов

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

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

где $S_{ПС}$ – полная расчетная нагрузка реконструируемой трансформаторной подстанции, кВА.

По условию (10):

$$S_{ном.т} = 0,7 \cdot 54673,2 = 38271,2 \text{ кВА.}$$

Предварительно принимается к установке на понизительной подстанции переменного тока 110/35/6 кВ «Каменная» два силовых трёхобмоточных трансформатора марки ТДТН–40000/110, которые совпадают с трансформаторами, установленными на данной подстанции в реальных условиях.

Техническая характеристика выбранного силового трансформатора марки ТДТН–40000/110 приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Техническая характеристика силового трансформатора типа ТДТН-40000/110

$S_{ном},$ кВА	Номинальное напряжение, кВ			$U_{к},$ %	$P_{к},$ кВт	$P_{х},$ кВт	$I_{х},$ %
	ВН	СН	НН				
40000	115	38,5	6,6	ВН-СН - 10,5, ВН-НН - 17,5, СН-НН - 6,5	200	35	0,2

Далее выбранные в работе силовые трансформаторы марки ТДТН-40000/110 на подстанции 110/35/6 кВ «Каменная» необходимо проверить на нагрузочную способность в нормальном и послеаварийном режимах работы согласно [10].

Проводится проверка силовых трансформаторов на перегрузочную способность как в нормальном, так и в максимальном (послеаварийном) режиме работы.

При этом для данной цели в работе используется упрощенный суточный график нагрузок потребителей подстанции переменного тока 110/35/6 кВ «Каменная», представленный в работе на графическом листе 4.

Выбранные силовые трансформаторы проверяются на аварийную перегрузку таким образом [14]:

$$K_2 \leq K_{2\text{доп}}, \quad (11)$$

где K_2 – «расчетный коэффициент аварийной перегрузки» [12];

$K_{2\text{доп}}$ – «коэффициент допустимой аварийной перегрузки» [12].

При этом:

$$S_{\text{max}} \leq S_{\text{ном.Т}} \cdot K_{2\text{доп}}. \quad (12)$$

Для решения поставленных задач на упрощённом суточном графике заданы нагрузки потребителей в виде максимальных значений активной мощности P_{max} , которая соответствует 100 % максимальной ступени для суточного графика (рисунок 2).

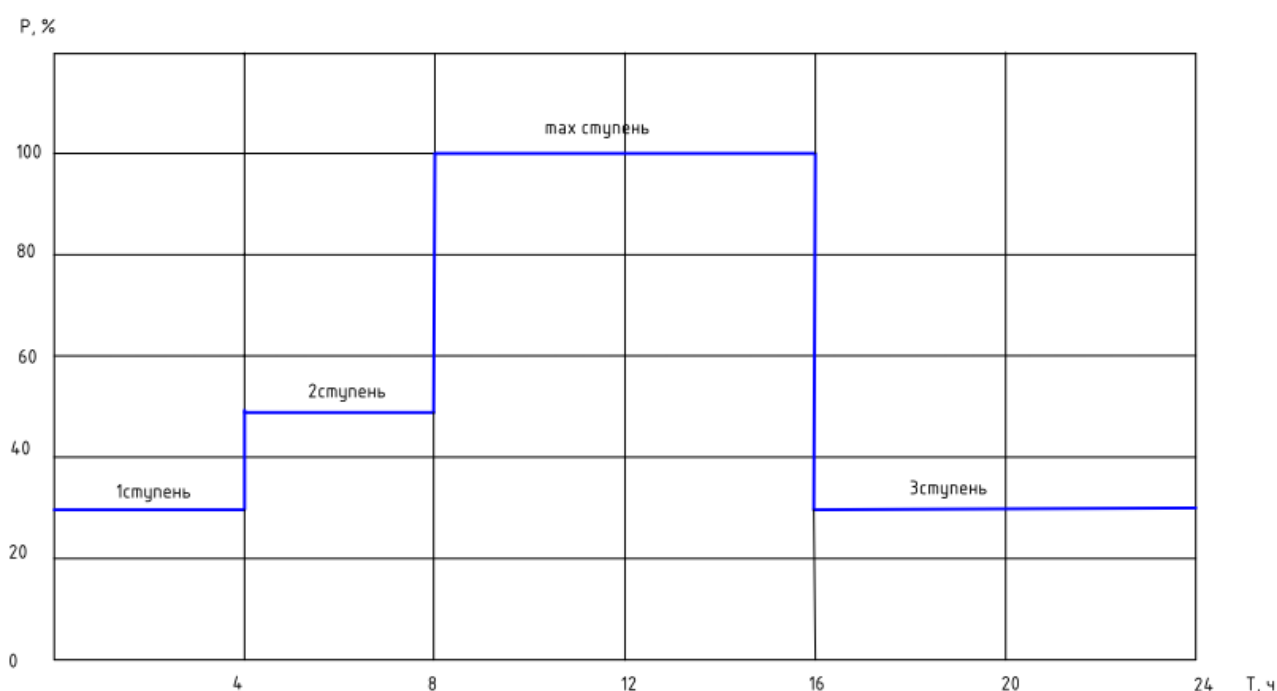


Рисунок 2 – Суточный график нагрузки понижительной подстанции переменного напряжения 110/35/6 кВ «Каменная»

Согласно полученным результатам расчёта электрических нагрузок, значение $P_{\text{max}} = 50859 \text{ кВт} \approx 50,9 \text{ МВт}$.

С использованием заданного значения коэффициента мощности потребителей график активной мощности преобразуется в график полной мощности по выражению:

$$S_{\max} = \frac{P_{\max}}{\cos \varphi}, \text{ МВА.} \quad (13)$$

$$S_{\max} = \frac{50,9}{0,93} \approx 54,7 \text{ МВА.}$$

Далее рассчитывается полная мощность для всех остальных ступеней, представленных на суточном графике, для этого решается пропорция:

$$54,7 \text{ МВА} - 100 \%$$

$$S_{1\text{ступени}} - 30 \%.$$

Отсюда:

$$S_{1\text{ступени}} = S_{3\text{ступени}} = \frac{54,7 \cdot 30}{100} \approx 16,4 \text{ МВА.}$$

Аналогично рассчитываются остальные ступени графика:

$$S_{2\text{ступени}} = \frac{54,7 \cdot 50}{100} \approx 27,4 \text{ МВА.}$$

Проводится проверка трансформаторов по графику нагрузки понизительной подстанции переменного напряжения 110/35/6 кВ «Каменная».

Для этого проводится преобразование исходного графика нагрузки в эквивалентный график (рисунок 3).

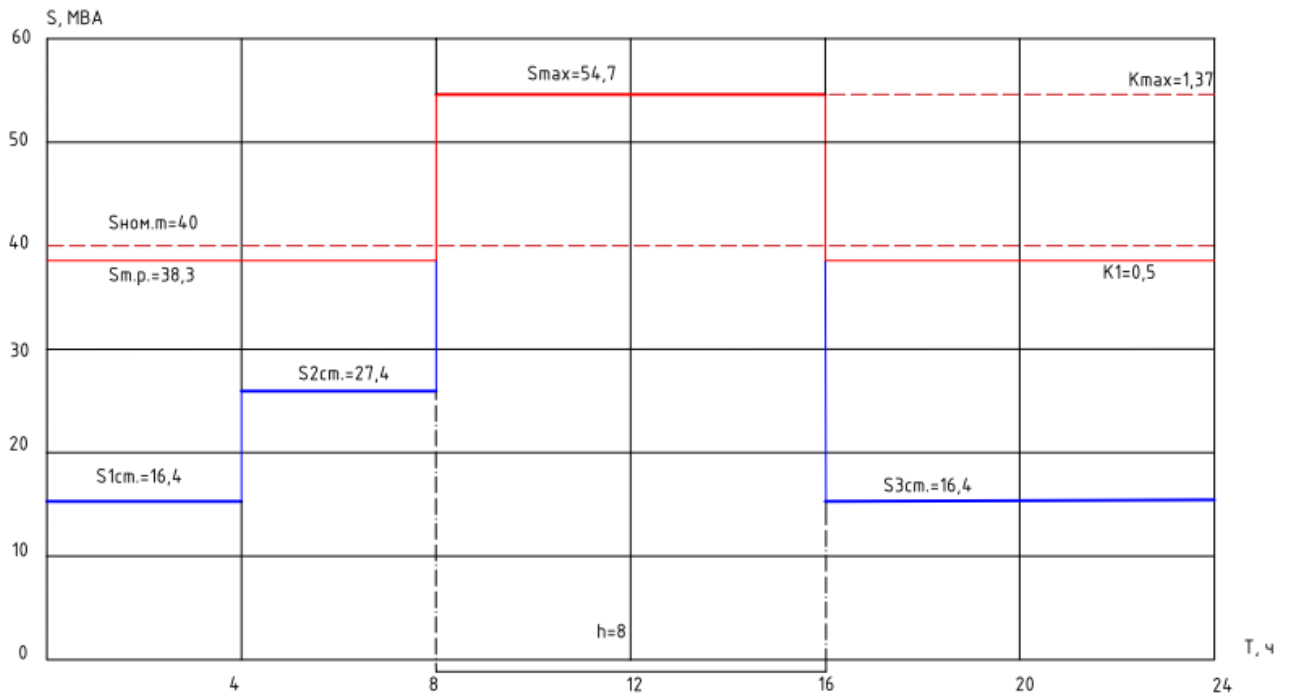


Рисунок 3 – Эквивалентный график нагрузки понизительной подстанции переменного напряжения 110/35/6 кВ «Каменная»

Значение начальной нагрузки K_1 эквивалентного графика нагрузки определяется так:

$$K_1 = \frac{1}{S_{ном}} \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}}, o.e. \quad (14)$$

По условию (14):

$$K_1 = \frac{1}{40} \sqrt{\frac{16,4^2 \cdot 4 + 27,4^2 \cdot 4 + 16,4^2 \cdot 8}{16}} \approx 0,5.$$

Предварительное значение нагрузки K'_2 эквивалентного графика:

$$K'_2 = \frac{1}{S_{ном}} \sqrt{\frac{(S'_1)^2 \Delta h_1 + (S'_2)^2 \Delta h_2 + \dots + (S'_p)^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}}, o.e. \quad (15)$$

По условию (15):

$$K'_2 = \frac{1}{40} \sqrt{\frac{54,7^2 \cdot 8}{8}} \approx 1,37.$$

Должно выполняться следующее условие:

$$K'_2 \geq 0,9 \cdot K_{\max}. \quad (16)$$

Условие (16) выполняется:

$$K'_2 = 1,37 \geq 0,9 \cdot \frac{54,7}{40} = 1,23.$$

Следовательно, принимается для дальнейших расчётов с продолжительностью перегрузки $h = 8$ ч:

$$K_2 = K'_2 = 1,37.$$

Все полученные в работе значения откладываются на эквивалентном графике нагрузки (графический лист 4).

Для допустимых аварийных перегрузок силового трансформатора при системе охлаждения типа Д и полученных результатах расчётных коэффициентов и времени перегрузки, по [12] определяется $K_{2\text{доп}}=1,37$, что соответствует коэффициенту фактической перегрузки $K_2= 1,37$.

Условие соблюдается.

С учётом этого, необходимо проверить соблюдение в работе условия (12):

$$S_{\max} = 54,7 \text{ MVA} \leq 40 \cdot 1,37 = 54,8 \text{ MVA}.$$

Условие проверки (12) соблюдается, следовательно, силовые трансформаторы марки ТДТН-40000/110, установленные на ТП-110/35/6 кВ «Каменная», выдержат допустимую перегрузку на данной подстанции в нормальном и послеаварийном режимах работы.

2.3 Выбор сечения проводников

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

$$F_3 = \frac{I_{p.}}{j_3}, \quad (17)$$

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

Расчётный ток [11]:

$$I_{p.} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}}, \quad (18)$$

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

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

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]:

$$I_{\text{доп}} \geq I_p, \quad (19)$$

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]:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{p.\text{max}}, \quad (20)$$

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

Значит [10]:

$$I_{p.\text{max}} = 1,4 \cdot I_p. \quad (21)$$

Так как на рассматриваемой в работе понижающей подстанции 110/35/6 кВ в дальнейшей перспективе планируется дополнительное расширение с введением новых нагрузок потребителей [16], а также исходя из рекомендаций, приведённых в таблице 2.5.5 [11], сечение питающей воздушной линии напряжением 110 кВ выбирается, исходя из номинальной мощности силовых трансформаторов, которые от неё питаются.

В связи с этим, ток нормального режима питающей ВЛ-110 кВ для питания каждого трансформатора подстанции будет определяться так:

$$I_p = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} \approx 209,9 \text{ А.}$$

Сечение питающей ВЛ-110 кВ понизительной подстанции переменного напряжения:

$$F_3 = \frac{209,9}{1,1} = 190,9 \text{ мм}^2.$$

Принимается для питающей воздушной линии ВЛ-110 кВ модернизируемой подстанции 110/35/6 кВ «Каменная» стандартное сечение проводника $F_{ст} = 261 \text{ мм}^2$ [10].

Основываясь на полученных результатах расчёта и методике выбора, для питающей воздушной линии ВЛ-110 кВ модернизируемой подстанции 110/35/6 кВ, в работе выбирается инновационный провод ВЛ-110 кВ марки АЕРО-Z-261с предельным значением допустимого тока $I_{дон} = 510 \text{ А}$ [10].

Проверка выбранного сечения провода питающей ВЛ-110 кВ реконструируемой понизительной подстанции переменного напряжения 110/35/6 кВ выполняется:

$$510 \text{ А} \geq 209,9 \text{ А}.$$

Значение максимального расчётного тока провода воздушной линии ВЛ-110 кВ модернизируемой подстанции 110/35/6 кВ с учётом резервирования в схеме:

$$I_{p.\max} = 1,4 \cdot 209,9 \approx 293,9 \text{ А}.$$

Проверка в послеаварийном режиме работы выполняется:

$$510 \text{ А} \geq 293,9 \text{ А}.$$

Проверка выбранного сечения питающей воздушной линии ВЛ-110 кВ модернизируемой подстанции 110/35/6 кВ по условию коронирующего разряда и механической прочности также выполняется:

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

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

$$\Delta U = \frac{PR_l + QX_l}{U_n^2} \cdot 100, \% \quad (22)$$

Проверка по потере напряжения для ВЛ-110 кВ не проводится согласно [4], потому что что ВЛ-35 кВ и выше она не обоснована с экономической точки зрения. 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 «Каменная», окончательно принимается инновационный провод марки AERO-Z-261 с предельным допустимым током $I_{доп} = 510$ А. Аналогично проведен выбор сечений проводов отходящих линий 35 кВ и 6 кВ подстанции (таблица 4).

Таблица 4 – Результаты выбора сечения проводников воздушных линий подстанции переменного тока 110/35/6 кВ «Каменная»

Линия	S_p , кВА	I_p , А	$F_\varnothing / F_{ст}$, мм ²	$I_{p.max}$, А	Марка провода	$I_{доп.}$, А
Питающая ВЛ-110 кВ						
ВЛ-110 кВ-Т1	40000	209,9	190,9/261	293,9	AERO-Z-261	510
ВЛ-110 кВ-Т2	40000	209,9	190,9/261	293,9	AERO-Z-261	510
Потребители 35 кВ						
1СШ 35 кВ						
Т127	8077,7	133,2	121,1/120	186,5	АС-120/19	390
2СШ 35 кВ						
Т128	8077,7	133,2	121,1/120	186,5	АС-120/19	390
Потребители 6 кВ						
С1-6						
2л-Ю-6	1044,7	100,5	91,4/95	140,7	АС-95/16	330
8л-Ю-6	1346,3	129,5	117,8/120	181,3	АС-120/19	390
10л-Ю-6	1346,3	129,5	117,8/120	181,3	АС-120/19	390
14л-Ю-6	1346,3	129,5	117,8/120	181,3	АС-120/19	390
20л-Ю-6	1314,0	126,4	114,9/120	177,0	АС-120/19	390

Продолжение таблицы 4

Линия	S_p , кВА	I_p , А	$F_{\Sigma} / F_{ст}$, мм ²	$I_{p,max}$, А	Марка провода	$I_{доп.}$, А
22л-Ю-6	1346,3	129,5	117,8/120	181,3	АС-120/19	390
28л-Ю-6	1044,7	100,5	91,4/95	140,7	АС-95/16	330
34л-Ю-6	1346,3	129,5	117,8/120	181,3	АС-120/19	390
С2-6						
3л-Ю-6	1023,2	98,5	89,5/95	137,9	АС-95/16	330
7л-Ю-6	1044,7	100,5	91,4/95	140,7	АС-95/16	330
11л-Ю-6	1777,1	171,0	155,5/150	239,4	АС-150/24	450
13л-Ю-6	1023,2	98,5	89,5/95	137,9	АС-95/16	330
21л-Ю-6	1346,3	129,5	117,8/120	181,3	АС-120/19	390
35л-Ю-6	1044,7	100,5	91,4/95	140,7	АС-95/16	330
37л-Ю-6	1346,3	129,5	117,8/120	181,3	АС-120/19	390
41л-Ю-6	1314,0	126,4	114,9/120	177,0	АС-120/19	390
43л-Ю-6	1023,2	98,5	89,5/95	137,9	АС-95/16	330
С3-6						
47л-Ю-6	1777,1	171,0	155,5/150	239,4	АС-150/24	450
51л-Ю-6	1346,3	129,5	117,8/120	181,3	АС-120/19	390
53л-Ю-6	1777,1	171,0	155,5/150	239,4	АС-150/24	450
55л-Ю-6	1346,3	129,5	117,8/120	181,3	АС-120/19	390
57л-Ю-6	1777,1	171,0	155,5/150	239,4	АС-150/24	450
59л-Ю-6	1777,1	171,0	155,5/150	239,4	АС-150/24	450
61л-Ю-6	1023,2	98,5	89,5/95	137,9	АС-95/16	330
С4-6						
46л-Ю-6	1777,1	171,0	155,5/150	239,4	АС-150/24	450
48л-Ю-6	1023,2	98,5	89,5/95	137,9	АС-95/16	330
50л-Ю-6	1346,3	129,5	117,8/120	181,3	АС-120/19	390
52л-Ю-6	1777,1	171,0	155,5/150	239,4	АС-150/24	450
54л-Ю-6	1346,3	129,5	117,8/120	181,3	АС-120/19	390
56л-Ю-6	1777,1	171,0	155,5/150	239,4	АС-150/24	450
58л-Ю-6	1346,3	129,5	117,8/120	181,3	АС-120/19	390
60л-Ю-6	1023,2	98,5	89,5/95	137,9	АС-95/16	330

2.4 Расчёт токов короткого замыкания

Расчёт токов КЗ 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).

Расчётная схема для расчёта токов КЗ с выбором точек КЗ представлена на рисунке 4.

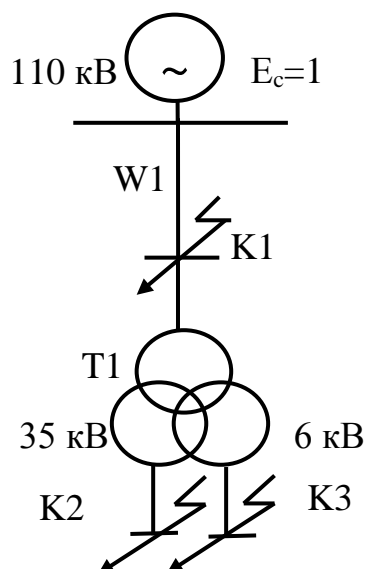


Рисунок 4 – Расчетная схема для определения токов КЗ

Схема замещения цепи КЗ, составленная, исходя из расчётной схемы, представлена на рисунке 5.

На схеме замещения указываются сопротивления всех элементов и точки для расчётов токов КЗ.

Точки КЗ при расчёте делят схему на соответствующие части.

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

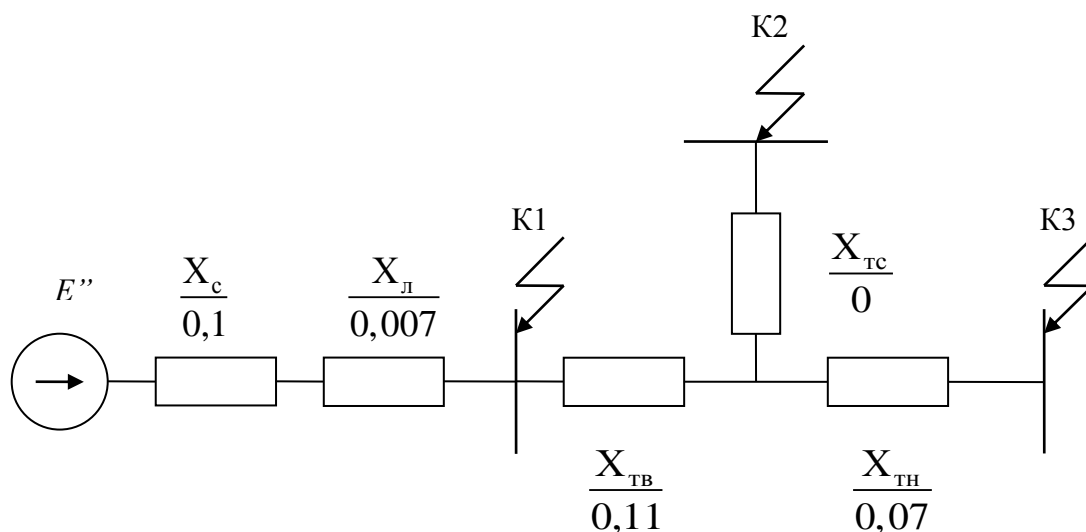


Рисунок 5 – Исходная схема замещения

Расчет токов короткого замыкания в работе проводится в относительных единицах по методике, приведённой в [12].

Для проведения расчёта, на первом этапе принимаются базисные условия.

Базисная мощность принимается равной мощности силового трансформатора, установленного на подстанции:

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

Базисные напряжения для трёх ступеней трансформации (110 кВ, 35 кВ и 6 кВ):

$$U_{\sigma 1} = 115 \text{ кВ}.$$

$$U_{\sigma 2} = 38,5 \text{ кВ}.$$

$$U_{\sigma 3} = 6,6 \text{ кВ}.$$

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

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3}U_{\sigma}}. \quad (23)$$

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

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

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

Далее проводится непосредственный расчёт параметров схемы замещения, представленной на рисунке 5. Все полученные результаты расчётов наносятся на схему замещения (рисунок 5).

Сопротивление энергосистемы:

$$x_{c*} = \frac{S_{\sigma}''}{S_{\kappa}}, \text{ о.е.}, \quad (24)$$

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

$$x_{c*} = \frac{40}{400} = 0,1 \text{ о.е.}$$

Сопротивление питающей линии 110 кВ с учётом её длины:

$$x_{l*} = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2}, \text{ о.е.}, \quad (25)$$

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

L - суммарная длина ВЛ, км.

$$x_{l*} = 0,4 \cdot 6,1 \cdot \frac{40}{115^2} = 0,007 \text{ о.е.}$$

Относительные сопротивления лучей [12]:

$$x_{m\sigma*} = \frac{S_{\sigma}}{S_{НОМ}} \cdot \frac{0,5 \cdot (U_{\kappa.вн}, \% + U_{\kappa.вс}, \% - U_{\kappa.сн}, \%)}{100}. \quad (26)$$

$$x_{m\varsigma*} = \frac{S_{\sigma}}{S_{НОМ}} \cdot \frac{0,5 \cdot (U_{\kappa.вс}, \% + U_{\kappa.сн}, \% - U_{\kappa.вн}, \%)}{100}. \quad (27)$$

$$x_{*mn} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном}} \cdot \frac{0,5 \cdot (U_{к.вн}, \% + U_{к.сн}, \% - U_{к.вс}, \%)}{100} \quad (28)$$

$$x_{*m\bar{\sigma}} = \frac{40}{40} \cdot \frac{0,5 \cdot (17,5 + 10,5 - 6,5)}{100} \approx 0,11 \text{ о.е.}$$

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

$$x_{*mn} = \frac{40}{40} \cdot \frac{0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5)}{100} \approx 0,07 \text{ о.е.}$$

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

$$I'' = \frac{E''}{x_{рез}} \cdot I_{\bar{\sigma}} \quad (29)$$

«Схема замещения для расчётной точки К1 (выводы трансформатора 110 кВ) представлена на рисунке 6» [14].

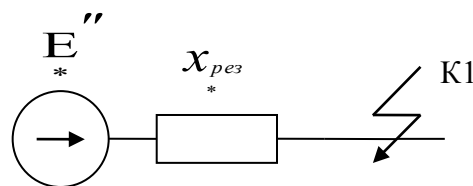


Рисунок 6 – Схема замещения для расчётной точки К1

Для точки К1:

$$x_{рез} = x_c + x_l, \text{ о.е.} \quad (30)$$

$$x_{рез} = 0,1 + 0,007 = 0,107.$$

$$I''_{K1} = \frac{1}{0,107} \cdot 0,2 = 1,87 \text{ кА.}$$

«Схема замещения для точки К2 представлена на рисунке 7» [14].

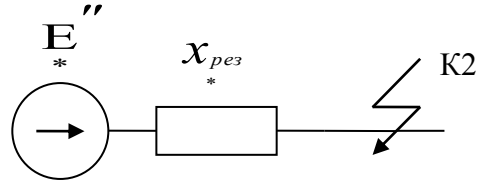


Рисунок 7 – Схема замещения для расчётной точки К2

Для точки К2:

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

$$x_{рез}^* = 0,1 + 0,007 + 0,11 + 0 = 0,217 \text{ о.е.}$$

$$I''_{K2} = \frac{1}{0,217} \cdot 0,6 = 2,76 \text{ кА.}$$

«Схема замещения для расчётной точки К3 представлена на рисунке 8» [14].

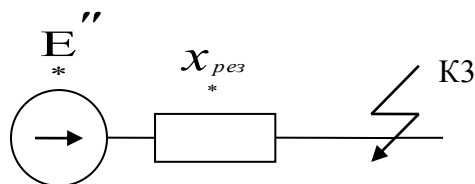


Рисунок 8 – Схема замещения для расчётной точки К3

Для точки К3:

$$x_{рез}^* = x_c^* + x_l^* + x_{тв}^* + x_{тн}^*, \text{ о.е.} \quad (32)$$

$$x_{рез}^* = 0,1 + 0,007 + 0,11 + 0,07 \approx 0,29 \text{ о.е.}$$

$$I''_{K3} = \frac{1}{0,29} \cdot 3,5 = 12,09 \text{ кА.}$$

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

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{уд} \cdot I''_K, \text{ кА}, \quad (33)$$

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

Для К1-К3 значение ударных токов, рассчитанных в расчётных точках схемы:

– в точке К1:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 1,87 \approx 4,5 \text{ кА.}$$

– в точке К2:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 2,76 \approx 5,5 \text{ кА.}$$

– в точке К3:

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot 1,1 \cdot 12,09 \approx 18,8 \text{ кА.}$$

Исходя из поставленного в работе задания, определены максимальные значения расчётных токов короткого замыкания, а также ударные токи в принятых точках схемы. «Результаты расчёта токов КЗ, а также ударных токов, в системе электроснабжения подстанции 110/35/6 кВ «Каменная» представлены в таблице 5» [14].

Таблица 5 – Результаты расчетов токов короткого замыкания и ударных токов на ПС-110/35/6 кВ «Каменная»

Параметр	Расчётная точка КЗ		
	Точка К1	Точка К2	Точка К3
I_k , кА	1,87	2,76	12,09
$i_{уд}$, кА	4,5	5,5	18,8

Результаты расчёта токов КЗ на понизительной подстанции переменного напряжения 110/35/6 кВ «Каменная» используются далее в работе.

2.5 Выбор и проверка электрических аппаратов

Для защиты и коммутации выбираются высоковольтные выключатели, установленные в соответствующих распределительных устройствах на ПС-110/35/6 кВ «Каменная».

Для обеспечения видимого разрыва с целью безопасного проведения работ согласно [8], в ОРУ-110 кВ и ОРУ-35 подстанции 110/35/6 кВ тупикового типа, предусматривается установка разъединителей, а в РУ-6 кВ их заменяют втычные контакты [8].

Для питания вторичных цепей (измерения, релейная защита, автоматика и сигнализация) используются ТТ и ТН.

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

$$U_{уст} \leq U_n; \quad (34)$$

$$I_{раб.макс.} \leq I_n. \quad (35)$$

«Для отключающих аппаратов» [14]:

$$I_{н.т} \leq I_{отк.ном}. \quad (36)$$

«Возможность отключения аperiodической составляющей тока» [12]:

$$i_{a.\tau} \leq i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{отк.ном}}, \quad (37)$$

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

$i_{a.\text{ном}}$ – «допускаемое значение аperiodической составляющей» [12].

«Проверка аппаратов на электродинамическую стойкость» проводится по двум условиям [12]:

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

$$I'' \leq I_{\text{отк.ном}}; \quad (38)$$

- «по величине ударного тока» [6,7]:

$$i_y \leq i_{\text{дин.}}, \quad (39)$$

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

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

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (40)$$

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

t_T – «длительность 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 «Каменная» по условиям (2.34) – (2.40).

При этом в работе выбираются новые аппараты в ОРУ-110 кВ и РУ-6 кВ, а также проводится проверка всех остальных аппаратов, не нуждающихся в замене.

Для применения в ОРУ-110 кВ модернизируемой понижающей подстанции 110/35/6 кВ «Каменная» вместо устаревших масляных выключателей, в работе выбирается современный тип выключателя высокого напряжения, а именно: выключатель колонковый элегазовый трехполюсный GL 312 F1 с трехполюсным управлением, с пружинным приводом с величиной рабочего напряжения 220 В, номинальный ток 3150 А, номинальный ток отключения 40 кА (производитель – компания Alstom Grid).

Конструкция данного типа выключателя в работе приведена на графическом листе 5.

Вместо устаревших разъединителей в ОРУ-110 кВ модернизируемой понижающей подстанции 110/35/6 кВ «Каменная» выбираются современные разъединители марки РН-СЭЩ-1-Пн-110-1250 УХЛ1 (производитель – группа компаний «Электрощит» - ТМ Самара)).

В качестве новых выключателей в ОРУ-35 кВ модернизируемой понижающей подстанции 110/35/6 кВ «Каменная» выбираются современные выключатели марки ВБН-35П-20/1600 У1 (производитель – АО «Верхнестуринский машиностроительный завод»).

Вместо устаревших разъединителей в ОРУ-35 кВ модернизируемой понижающей подстанции 110/35/6 кВ «Каменная» выбираются современные разъединители марки РГ-35/1000 (производитель – ЗАО «ЗЭТО») [12].

Для данных разъединителей характерными являются минимальный износ контактов (главных и дугогасительных), улучшенная работа привода с усовершенствованной поворотной системой, а также значительно увеличенная пропускная способность и стойкость к сквозным токам короткого замыкания.

В качестве новых выключателей в КРУ-6 кВ понижающей подстанции 110/35/6 кВ «Каменная» выбираются современные выключатели марки ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-20/1000 У2 (производитель – группа компаний «Электрощит» ТМ Самара)).

В работе для РУ-6 кВ используются современные ячейки типа КРУН.К59 (графический лист 4).

Благодаря применению таких ячеек, исключается установка разъединителей, что благоприятно сказывается как на работоспособности, так и габаритах ячеек.

Комплектация ячеек РУ-6 кВ предполагает несколько вариантов, в работе принимается наиболее оптимальный вариант комплектации по соотношению «цена – качество» [14].

В работе проверяется выполнение условий выбора и проверки электрических аппаратов в табличной форме.

При этом соответствующие параметры электрических аппаратов должны быть больше или равны соответствующим параметрам сети.

В случае, если данное условие выбора и проверки аппаратов не выполняется, следует принять другой аппарат либо выбрать другую модификацию этого же аппарата.

У отключающих аппаратов обязательно должны быть проверены условия отключения токов КЗ, которые рассчитаны в работе ранее, а также стойкость к ударным токам.

У коммутационных аппаратов, которые нельзя отключать под нагрузкой (например, разъединители), необходимо проверить условия термической и динамической стойкости к токам КЗ.

Для удобства все расчёты и проверки электрических аппаратов в работе сводятся в следующие таблицы:

- результаты выбора и проверки электрических аппаратов напряжением 110 кВ – в таблицу 6;
- результаты выбора и проверки электрических аппаратов напряжением 35 кВ – в таблицу 7;
- результаты выбора и проверки электрических аппаратов напряжением 6 кВ – в таблицу 8.

Таблица 6 – Результаты выбора аппаратов напряжением 110 кВ

Наименование и марка электрического аппарата	Условие	Расчетные величины	Каталожные данные	Выполнение условия
Выключатели GL 312 F1-40/3150 У1	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 293,9 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$293,9 \text{ А} \leq 3150 \text{ А}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном}$	$I_{н.т} = 1,87 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 40 \text{ кА}$	$1,87 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 4,5 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 40 \text{ кА}$	$4,5 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T =$ $= 10,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 40^2 \cdot 3 =$ $= 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$15,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq$ $4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Разъединители РН-СЭЩ-1-Пн-110- 1250 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 293,9 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$293,9 \text{ А} \leq 1250 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 4,5 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 40 \text{ кА}$	$4,5 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T =$ $= 10,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 40^2 \cdot 3 =$ $= 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$15,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq$ $4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Разъединители РН-СЭЩ-2-Пн-110- 1250 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 293,9 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$293,9 \text{ А} \leq 1250 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 4,5 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 40 \text{ кА}$	$4,5 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T =$ $= 10,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 40^2 \cdot 3 =$ $= 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$15,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq$ $4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ТТ марки ТФЗМ-110Б УХЛ1, 300-600/5	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 293,9 \text{ А}$	$I_{ном} = 600 \text{ А}$	$293,9 \text{ А} \leq 600 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 4,5 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 40 \text{ кА}$	$4,5 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T =$ $= 10,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 26^2 \cdot 3 =$ $= 2028 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$10,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq$ $2028 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Ограничители перенапряжения ОПН-110	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$
ТН НАМИ-110	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$

Таблица 7 – 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)	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 923,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$923,8 \text{ А} \leq 1600 \text{ А}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном}$	$I_{н.т} = 2,76 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА}$	$2,76 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 5,5 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 20 \text{ кА}$	$5,5 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 22,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$22,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Разъединители РГ1-35/1000 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 923,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$923,8 \text{ А} \leq 1000 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 5,5 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 16 \text{ кА}$	$5,5 \text{ кА} \leq 16 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 22,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$22,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Разъединители РГ2-35/1000 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 923,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$923,8 \text{ А} \leq 1000 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 5,5 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 16 \text{ кА}$	$5,5 \text{ кА} \leq 16 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 22,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$22,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ТТ марки ТФЗМ 35Б-І У1	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 923,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$923,8 \text{ А} \leq 1000 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 5,5 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 134 \text{ кА}$	$5,5 \text{ кА} \leq 134 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 22,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 134^2 \cdot 3 = 53868 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$22,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 53868 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ОПН-35М-У1	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$
Трансформатор напряжения ЗНОМ-35-65 У1	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$
ПКН-001-35-У1	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$

Таблица 8 – 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-Э3-10-20/1000 У2 (линейный – ко всем отходящим линиям)	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10 \text{ кВ} \geq 6 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 3137 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$3137 \text{ А} \leq 3150 \text{ А}$
	$I_{п.т} \leq I_{отк.ном}$	$I_{п.т} = 12,09 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА}$	$12,09 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 18,8 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 40 \text{ кА}$	$18,8 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T =$ $= 12,09^2 \cdot 3 =$ $= 438,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 =$ $= 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$438,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq$ $1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ТТ марки ТОЛ-СЭЩ-10-21	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10 \text{ кВ} \geq 6 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 3137 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$3137 \text{ А} \leq 3150 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 18,8 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 80 \text{ кА}$	$18,8 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T =$ $= 12,09^2 \cdot 3 =$ $= 438,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 =$ $= 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$438,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq$ $1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
НТМИ-6	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$6 \text{ кВ} = 6 \text{ кВ}$
ПКТ-101-10-8-31,5 У3, ПКН 001-10 У3	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10 \text{ кВ} \geq 6 \text{ кВ}$

Все выбранные в работе электрические аппараты напряжением 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ реконструируемой подстанции переменного тока 110/35/6 кВ тупикового типа «Каменная» удовлетворяют всем поставленным условиям выбора и проверки, поэтому могут быть использованы для установки на указанной подстанции переменного тока в соответствующих распределительных устройствах.

Они показаны в графической части работы.

Выводы по разделу 2.

В работе на ПС-110/35/6 кВ «Каменная» внедрены мероприятия по реконструкции подстанции. Для применения в ОРУ-110 кВ вместо устаревших масляных выключателей, в работе выбран современный выключатель колонковый элегазовый трехполюсный GL 312 F1 с трехполюсным управлением, с пружинным приводом 220 В, номинальный ток 3150 А, номинальный ток отключения 40 кА (производитель – компания Alstom Grid). Вместо устаревших разъединителей в ОРУ-110 кВ выбраны современные разъединители марки РН-СЭЩ-1-Пн-110-1250 УХЛ1 (производитель – группа компаний «Электрощит» - ТМ Самара)).

В качестве новых выключателей в ОРУ-35 кВ выбраны современные выключатели марки ВБН-35П-20/1600 У1 (производитель – АО «Верхнестуринский машиностроительный завод»). Вместо устаревших разъединителей в ОРУ-35 кВ выбраны современные разъединители марки РГ-35/1000 (производитель – ЗАО «ЗЭТО»). В качестве новых выключателей в КРУ-6 кВ выбираются современные выключатели марки ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-20/1000 У2 (производитель – группа компаний «Электрощит» - ТМ Самара)).

Также в работе, на основе расчёта электрических нагрузок понизительной подстанции 110/35/6 кВ «Каменная», выбраны и проверены:

- силовые трансформаторы подстанции (установлено, что ранее установленные силовые трансформаторы ТРДН-40000/110 не нуждаются в замене и выдержат перегрузку как в нормальном, так и в послеаварийном режимах работы);
- сечения проводников 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ (питающая сеть 110 кВ – провод воздушной линии АЕРО-Z-261, а распределительная сеть 35 кВ и 6 кВ – проводами марки АС разных сечений).

Выбор всего оборудования для реконструкции понизительной подстанции переменного тока 110/35/6 кВ «Каменная» в работе проведён на основании результатов расчёта электрических нагрузок, токов короткого замыкания и ударных токов КЗ.

3 Охрана труда

3.1 Нормативные документы по обеспечению охраны труда

В работе рассматриваются нормативные документы по охране труда в организации, которая обслуживает подстанцию.

Это – АО «РН-Няганьнефтегаз», обслуживающее оборудование подстанции переменного напряжения 110/35/6 кВ «Каменная» электрических сетей.

Известно, что полную ответственность за обеспечение охраны труда, на предприятии АО «РН-Няганьнефтегаз», обслуживающем оборудование подстанции переменного напряжения 110/35/6 кВ «Каменная» электрических сетей, согласно действующему законодательству, лежит на руководителе предприятия [7].

Он, принимая на работу персонал, берёт на себя ответственность за жизнь и здоровье работника.

С целью безопасного проведения работ назначаются ответственные соблюдение норм охраны труда, которых назначает своим приказом руководитель предприятия.

Кроме того, на предприятии АО «РН-Няганьнефтегаз», обслуживающем оборудование подстанции переменного напряжения 110/35/6 кВ «Каменная» электрических сетей, есть служба по охране труда, работниками которых проводится разъяснительная и предупредительная работа среди рабочего персонала предприятия: разработка документации, проведения инструктажей, а также дней охраны труда и соответствующих мероприятий по охране труда в зависимости от направлений (электробезопасность, пожарная безопасность и т.д.).

Структура службы охраны труда на предприятии АО «РН-Няганьнефтегаз», обслуживающем оборудование подстанции переменного напряжения 110/35/6 кВ «Каменная» электрических сетей, представлена на рисунке 9.



Рисунок 9 – Структура службы охраны труда на предприятии АО «РН-Няганьнефтегаз», обслуживающем оборудование подстанции переменного напряжения 110/35/6 кВ «Каменная» электрических сетей

Также следует отметить, что помимо отдела охраны труда на предприятии АО «РН-Няганьнефтегаз», обслуживающем оборудование подстанции переменного напряжения 110/35/6 кВ «Каменная» электрических сетей, непосредственную ответственность за соблюдение охраны труда в подразделениях несут и руководители этих подразделений: начальники служб, смен, участков, мастера и прочие ответственные работники, которые назначаются приказами по предприятию.

Для всех работников, согласно действующего законодательства [7], установлены минимально допустимые квалификационные группы [7].

В базу знаний этих работников входит владение элементарными электротехническими знаниями электроустановок, на которых они работают, при четком представлении об опасности электрического тока и приближении к токоведущим частям [7].

Лицам, ответственным за безопасную организацию работ, следует, в первую очередь, решить такие вопросы:

- разработать и утвердить инструкции по эксплуатации оборудования;

- организовать контроль за учетом и выдачей документации в установленные сроки;
- установить и оформить личные карты учета выдачи документации работникам по установленной форме;
- периодическое опробование, обновление и проверка пригодности должностных инструкций и нормативных положений на предприятии;
- выдавать приказы работодателя об утверждении должностных инструкций и нормативных положений на предприятии;
- завести и поддерживать в надлежащем виде журналы по охране труда (пронумерованные, прошнурованные и скрепленные печатью);
- обеспечение со стороны работодателя надлежащего ухода по всем вопросам охраны труда.

3.2 Обеспечение выполнения охраны труда

Понижительная подстанция переменного тока 110/35/6 кВ «Каменная» относится к объектам, где присутствуют высокие классы напряжения, опасные для людей, а также флоры и фауны региона.

Выполняемые работы на таких понижительных подстанциях систем электроснабжения относятся к опасным и особо опасным [11].

Аварийные ситуации на объекте могут возникнуть в таких случаях:

- повреждение изоляции оборудования и сетей;
- несрабатывание либо позднее срабатывание устройств релейной защиты;
- грубое нарушение установленных правил и норм технологического процесса;
- неправильные оперативные переключения в цепях электроустановок и сетей объекта;
- ввод в эксплуатацию просроченного и непроверенного оборудования и сетей;

- использование технологического оборудования и сетей не по назначению;
- нарушение правил техники безопасности и пожарной безопасности на объекте;
- прочие производственные и непроизводственные факторы.

Анализ воздействия объекта на окружающую среду заключается в проявлении следующих факторов:

- возможность утечки масла в грунт из силовых трансформаторов подстанции;
- возможное попадание на объект животных и их поражение электрическим током и дугой;
- загрязнение грунта отходами тяжёлых металлов при технологическом процессе на объекте;
- загрязнение воздуха выбросами производственной деятельности объекта;
- утечка в грунт септиков и стоков в результате непроизводственной деятельности на объекте.

Известно, что работы выполняются по наряду-допуску либо по распоряжению.

В первом случае наряд – это долгосрочное задание на выполнение работ, которое не ограничивается одним рабочим днём и может быть продлён вплоть до месяца.

Как правило, наряд имеет право выдавать лицо из числа оперативно-технических работников либо инженерного персонала.

За получение наряда-допуска ответственные лица расписываются в журнале выдачи нарядов и распоряжений.

Распоряжение, в отличие от наряда-допуска, носит краткосрочный характер.

Распоряжение, как правило, выдаётся на одни рабочие сутки и, в отличие от наряда-допуска, не продлевается.

Распоряжение, также как и наряд-допуск, имеет право выдавать лицо из числа оперативно-технических работников либо инженерного персонала.

За получение распоряжения ответственные лица расписываются в журнале выдачи нарядов и распоряжений.

Мероприятия по обеспечению охраны труда на предприятии АО «РН-Няганьнефтегаз», обслуживающем оборудование подстанции переменного напряжения 110/35/6 кВ «Каменная» электрических сетей представлены на рисунке 10.

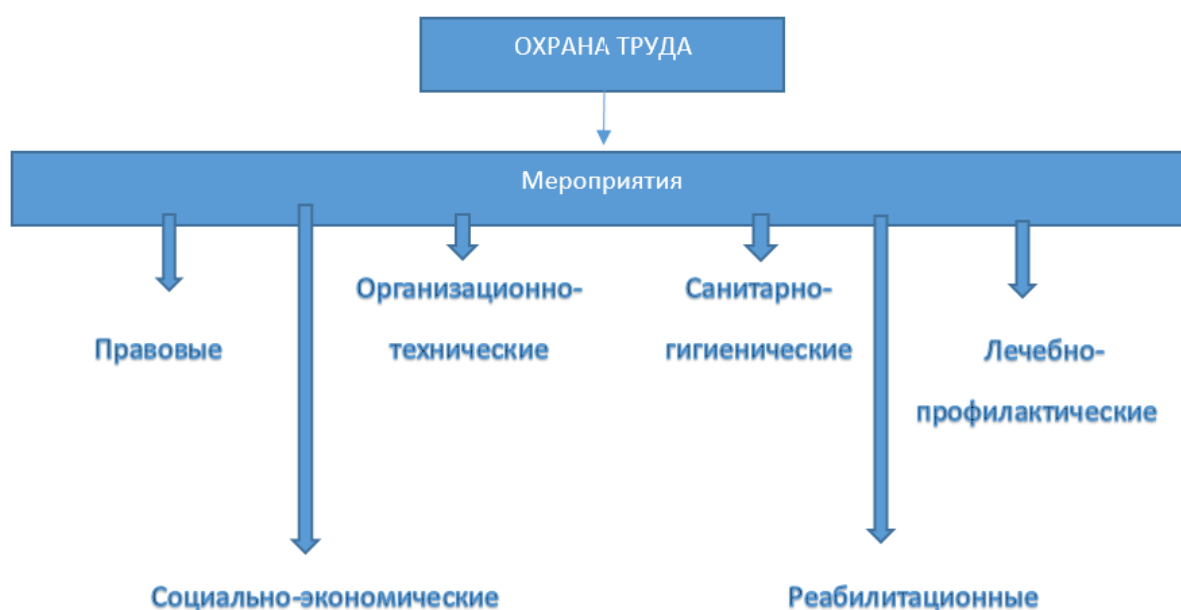


Рисунок 10 – Мероприятия по обеспечению охраны труда на предприятии АО «РН-Няганьнефтегаз», обслуживающем оборудование подстанции переменного напряжения 110/35/6 кВ «Каменная» электрических сетей

Организационные мероприятия по недопущению поражения электрическим током заключаются в организации выполнения работ строго по инструкции и нормам охраны труда, назначение ответственных лиц для контроля выполнения работ и норм безопасности, выдачу нарядов и распоряжений для выполнения работ, допуск персонала к работе, организацию работ на рабочем месте, премирование исполнительных работников и наказание злостных нарушителей.

Технические мероприятия по недопущению поражения электрическим током заключаются во внедрении технических мер при строгом соблюдении всех нормативов. К таким мероприятиям относятся, например, установка запрещающих, предписывающих и информационных плакатов на месте работы, ограждение рабочего места, проведение оперативных переключений, заземление оборудования и т.д.

Далее следует привести краткий алгоритм порядка выполнения работ в электроустановках при неукоснительном соблюдении мероприятий по охране труда.

Перед началом любых работ в электроустановках персонал обязан пройти инструктаж на рабочем месте, в котором указываются как его обязанности, так и обязанности других членов бригады, а также характер и расположение опасностей.

Далее старший (руководитель работ) даёт команду на подготовку рабочего места. Рабочее место подготавливают, как правило, опытные работники с соответствующими группами по электробезопасности (в электроустановках до 1 кВ – не ниже третьей, а в электроустановках выше 1 кВ – не ниже четвёртой группы). После этого проводятся оперативные переключения и отключения, которые согласовываются с диспетчером сетей.

Затем указателями напряжения соответствующих классов проверяют отсутствие напряжения на токоведущих частях оборудования, где будут проводиться работы. После этого накладывается переносное заземление на токоведущие части либо включаются заземляющие ножи оборудования (если таковые предусмотрены конструкцией). Затем ограждается рабочее место и вывешиваются плакаты по технике безопасности. Только после всех перечисленных мероприятий бригада может приступить к выполнению работ. В процессе выполнения работ при необходимости можно организовать перерыв, для чего бригада полностью выводится с места работ, а двери электроустановок закрываются на ключ. Допуск посторонних лиц на объект работ при этом категорически запрещён.

3.3 Пожарная и экологическая безопасность

Пожарная безопасность объекта исследования (на понизительной подстанции переменного тока 110/35/6 кВ «Каменная») в работе обеспечивается применением и использованием следующих мероприятий:

- применением негорючих материалов в электроустановках и несгораемых конструкций оборудования, зданий и сооружений;
- наличием средств пожаротушения на объекте (пожарный щит, огнетушители, гидранты и т.п.);
- профилактическими проверками и инспекциями, выявляющих общее состояние пожарной безопасности оборудования;
- работой пожарной дружины на объекте, а также постоянным источником связи с пожарной инспекцией.

На объекте в обязательном порядке должны быть предусмотрены пожарные извещатели и система пожарной сигнализации, которые должны предупреждать обслуживающий персонал о пожаре.

Такие системы должны быть полностью автоматизированы и питаться от бесперебойного источника питания, который не зависит от основных централизованных источников.

Проверку системы пожарной сигнализации следует проводить в строго установленные и регламентированные сроки.

Кроме того, должна быть предусмотрена система пожаротушения, система пожаротушения.

Известно, что системы пожаротушения бывают следующих видов:

- «система водяного пожаротушения» [13];
- «система пенного пожаротушения» [13];
- «порошковая система пожаротушения» [13];
- «система аэрозольного пожаротушения» [13];
- «газовая система пожаротушения» [13].

Все системы пожаротушения должны обязательно быть автоматизированными.

В последние годы рекомендуется применять модульную систему пожаротушения, в которой совмещены несколько упомянутых выше систем пожаротушения.

Такая модульная система позволяет тушить пожары любого класса в зависимости от вида возгорания.

Например, горящую электропроводку нельзя тушить водой, что обуславливает применение модульной системы пожаротушения на объекте исследования.

С точки зрения пожаробезопасности, наибольшую опасность представляет на объекте силовой трансформатор и прочее маслonaполненное оборудование, в котором существует высокая вероятность пожара и взрыва.

Поэтому данные объекты необходимо контролировать самым тщательным образом как во время обходов (плановых и неплановых), так и во время проверок.

Как показывают статистические исследования [19], также для обеспечения пожарной безопасности очень важное значение играет поддержание территории объекта в чистоте.

Для этого необходимо скашивать сухую траву, утилизировать ветошь, поддерживать чистоту на объекте.

Указанные мероприятия позволят не допустить самовозгорание на объекте в сухую жаркую погоду, а также не допустить распространение пожара на объекте и быстро его локализовать.

При выполнении работ на подстанции необходимо строго соблюдать мероприятия по нормам экологической безопасности.

Среди опасностей также следует упомянуть и экологическую опасность, актуальность которой всё больше приобретает смысл в последние годы.

Загрязнение окружающей среды в свете изменения климата стало злободневной темой.

На объекте наибольшую опасность с экологической точки зрения представляют следующие возможные факторы:

- утечка масла в грунт из маслonaполненного оборудования;
- загрязнение септиками и химикатами окружающей среды;
- загрязнение и запылённость воздуха;
- опасность для флоры и фауны;
- влияние шумов на живые организмы;
- влияние высоких напряжений на биосферу.

Все указанные мероприятия обязательны к применению и внедрению в систему электроснабжения производства.

Экологическая безопасность на объекте исследования при нормальных стандартных условиях находится под контролем руководства согласно [17].

Законодательная база регламентирует как административную, так и уголовную ответственность за нарушение закона.

Такое развитие ситуации необходимо предусмотреть и бороться с её возникновением и возможными последствиями на законодательном уровне.

Выводы по разделу 3.

В результате выполнения раздела, осуществлена разработка мероприятий по технике безопасности при выполнении работ на электрооборудовании и в электрических сетях ТП-110/35/6 кВ «Каменная».

Рассмотрены актуальные мероприятия по технике безопасности, электробезопасности, пожарной безопасности, а также экологической безопасности при выполнении работ на понизительной подстанции переменного тока 110/35/6 кВ «Каменная».

Заключение

В работе проведена реконструкция электрической части понизительной подстанции переменного напряжения 110/35/6 кВ «Каменная» электрических сетей АО «РН-Няганьнефтегаз».

На основе проведённого анализа установлено, что определённые виды оборудования распределительных устройств на ТП-110/35/6 кВ «Каменная» нуждаются в реконструкции вследствие значительного износа, а также являются морально и физически устаревшими, так как установлены на данной подстанции в 70-80 гг. 20 века.

Также установлено, что на стороне 6 кВ подстанции в схеме электрических соединений ОРУ-6 кВ ТП-110/35/6 кВ «Каменная» необходимо подключить четыре дополнительных фидера напряжением 6 кВ, что связано с увеличением нагрузки потребителей подстанции.

Исходя из результатов анализа, на трансформаторной подстанции 110/35/6 кВ «Каменная» внедрены следующие практические мероприятия по реконструкции оборудования подстанции, приведённые далее.

Для применения в ОРУ-110 кВ вместо устаревших масляных выключателей, в работе выбран современный выключатель колонковый элегазовый трехполюсный GL 312 F1 с трехполюсным управлением, с пружинным приводом 220 В, номинальный ток 3150 А, номинальный ток отключения 40 кА (производитель – компания Alstom Grid). Вместо устаревших разъединителей в ОРУ-110 кВ выбраны современные разъединители марки РН-СЭЦ-1-Пн-110-1250 УХЛ1 (производитель – группа компаний «Электроцит» - ТМ Самара»).

В качестве новых выключателей в ОРУ-35 кВ выбраны современные выключатели марки ВБН-35П-20/1600 У1 (производитель – АО «Верхнетуринский машиностроительный завод»). Вместо устаревших разъединителей в ОРУ-35 кВ выбраны современные разъединители марки РГ-35/1000 (производитель – ЗАО «ЗЭТО»).

В качестве новых выключателей в КРУ-6 кВ выбираются современные выключатели марки ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-20/1000 У2 (производитель – группа компаний «Электрощит» - ТМ Самара»).

Также в работе, на основе расчёта электрических нагрузок понизительной подстанции 110/35/6 кВ «Каменная», выбраны и проверены:

- силовые трансформаторы подстанции (установлено, что ранее установленные силовые трансформаторы ТРДН-40000/110 не нуждаются в замене и выдержат перегрузку как в нормальном, так и в послеаварийном режимах работы);
- сечения проводников 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ (питающая сеть 110 кВ – провод воздушной линии АЕРО-Z-261, распределительная сеть 35 кВ и 6 кВ – проводами марки АС разных сечений).

Выбор всего оборудования для реконструкции понизительной подстанции переменного тока 110/35/6 кВ «Каменная» в работе проведён на основании результатов расчёта электрических нагрузок и токов короткого замыкания.

Помимо реконструкции электрических аппаратов, в схеме электрических соединений подстанции также введены в работу четыре дополнительных фидера в РУ-6 кВ, которые находились в резерве в исходной схеме электрических соединений.

Кроме того, в работе рассмотрены актуальные мероприятия по технике безопасности, электробезопасности, пожарной безопасности, а также экологической безопасности при выполнении работ на понизительной подстанции переменного тока ТП-110/35/6 кВ «Каменная».

Результаты работы соответствуют всем требованиям основных нормативных документов.

В следствие решения данных указанных аспектов, основная цель работы достигнута.

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: 22.03.2022).
2. Кадомская К.П., Лавров Ю.А. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. 343 с.
3. Курдюмов В.И., Зотов Б.И. Проектирование и расчет средств обеспечения безопасности. М.: Колос, 2018. 184 с.
4. Межотраслевые правила по охране труда. Правила безопасности при эксплуатации электроустановок (ПОТ РМ-016-2001). М.: ОАО «Научно-технический центр по безопасности в промышленности», 2017. 208 с.
5. Михайлов Ю.М. Охрана труда при эксплуатации электроустановок. М.: Издательство «Альфа-Пресс», 2018. 224 с.
6. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для ВУЗов. 5-е издание. М.: Энергоатомиздат, 2019. 608 с.
7. Никитенко Г.В. Электрооборудование, электротехнологии и электроснабжение. Дипломное проектирование: учебное пособие. Санкт-Петербург: 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: 22.03.2022).
9. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. 4-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 2017. 174 с.
10. Правила технической эксплуатации электроустановок

потребителей. 4-е изд., перераб. и доп. Москва: Энергоатомиздат, 2018. 392 с.

11. Правила устройства электроустановок. 7-е изд., перераб. и доп. М.: Главгосэнергонадзор России, 2018. 692 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, 2017. 464 с.

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

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

16. 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: 12.02.2022).

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: 22.03.2022).

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: 22.03.2022).

19. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. М.: 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.