

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 Модернизация тяговой подстанции переменного тока ЭЧЭ-85 станции Нюхча

Обучающийся

А.А. Орлова

(Инициалы Фамилия)



(личная подпись)

Руководитель

к.т.н. В.И. Платов

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

Аннотация

В представленной выпускной квалификационной работе бакалавра изложена разработка проекта модернизации опорной тяговой электроподстанции переменного тока Нюхча Кемской дистанции электроснабжения.

Работа описывает разделы проекта, касающиеся модернизации тяговой электроподстанции. При модернизации учитываются требования современным техническим норм и правил, что позволит обеспечить продолжительное надежное функционирование разработанной инфраструктуры.

Результатом выполнения выпускной квалификационной работы (ВКР) является принятие проектных решений, на основе которых будет проводиться модернизация тяговой электроподстанции. Выпускная квалификационная работа выполнена в объеме 64 страниц, список используемых источников из 22 наименований, графическую часть на 6 листах формата А1.

Содержание

Ведение.....	4
1. Современные технические решения тяговых подстанций переменного тока	6
2. Анализ технического состояния подстанции ЭЧЭ-85 «Нюхча».....	11
2.1. Схема внешнего электроснабжения тяговой подстанции ЭЧЭ-85 «Нюхча».	11
2.2. Анализ действующей схемы тяговой подстанции.....	11
2.3. Анализ надежности работы существующего оборудования ЭЧЭ-85.....	17
2.4. Предложения по проведению мероприятий модернизации.	19
3. Расчетное обоснование проекта модернизации тяговой подстанции.	24
3.1. Составление расчетной схемы ЭЧЭ-85 «Нюхча».....	24
3.2. Расчет токов короткого замыкания на шинах ЗРУ-10.	33
3.3. Расчет тока короткого замыкания на шинах ОРУ-27,5.....	39
3.4. Расчет тока короткого замыкания на шинах собственных нужд.	44
3.5. Сводные результаты расчета.....	51
3.6. Расчет фильтрокомпенсирующего устройства.	52
4. Технико-экономическая оценка проекта модернизации тяговой подстанции переменного тока ЭЧЭ-85 ст. Нюхча.....	57
5. Оценка электробезопасности при работе тяговой подстанции переменного тока ЭЧЭ-84 ст. Нюхча.	59
Заключение.	62
Список используемых источников.....	63

Введение

Данная выпускная квалификационная работа (ВКР) посвящена разработке проекта модернизации опорной тяговой электроподстанции переменного тока Нюхча Кемской дистанции электроснабжения.

Тяговая электроподстанция – важнейший элемент дистанции электроснабжения железнодорожной сети. Назначение тяговой подстанции – обеспечение электроснабжением контактной сети обслуживаемой ей железнодорожной дистанции, так и обеспечение электроэнергией электросетей пристанционных населенных пунктов, а также электроснабжение собственных нужд путевой дистанции и самой подстанции. Для этого на тяговой подстанции устанавливается оборудование, обеспечивающее бесперебойное преобразование напряжения высоковольтной транспортной линии электропередач (ВВЛЭП) в напряжение тяговой контактной электросети, а также в напряжение местной линии электропередач (обычно 10 кВ). Бесперебойность электроснабжения потребителей тяговой электроподстанции обеспечивается за счет того, что к ней подходит несколько ВВЛЭП. При аварии на одной из питающих ВВЛЭП на подстанции происходит переключение на резервную ВВЛЭП до устранения аварии. [4, 5, 9,]

Тяговые подстанции классифицируются в зависимости от типа подключения (опорная – от специально проведенных ВВЛЭП, отпаечная – ответвление от существующих ВВЛЭП), напряжения питающей ВВЛЭП (110 кВ, 35 кВ), рода тока и величины напряжения контактной электросети (постоянный 3 кВ, переменный 27,5 кВ и т.д.).

Актуальность модернизации тяговой подстанции обусловлена следующими обстоятельствами. Оборудование тяговой электроподстанции (трансформаторы, коммутационное оборудование, выпрямительное

оборудование для тяговых подстанций постоянного тока) регулярно подвергается воздействию таких факторов, как напряжение свыше 10 кВ, большие коммутационные токи, дуговые разряды и т.д. Все это приводит к физическому износу оборудования. Также имеет место и моральный износ оборудования – появляются более современные его типы. Например, если на подстанции установлен масляный выключатель, его следует заменить на вакуумный или даже элегазовый. [14]

Помимо износа оборудования другой необходимостью модернизации подстанции является рост нагрузки потребителей, возможность перспективного подключения новых нагрузок. В этом случае может потребоваться замена трансформаторов на более мощные трансформаторы или введение дополнительных трансформаторов

1 Современные технические решения тяговых подстанций переменного тока

Тяговыми подстанциями переменного тока называют подстанции, обеспечивающие подачу на контактную рельсовую сеть переменного тягового напряжения 27,5 кВ, 50 Гц. Также бывают тяговые подстанции переменного тока на напряжение контактной сети 96 кВ, 50 Гц. Помимо тягового напряжения тяговая подстанция зачастую обеспечивает и напряжение 10 кВ для электроснабжения жилых домов пристанционного поселка. Также на тяговой подстанции имеется трансформатор собственных нужд (ТСН). Опорными тяговыми подстанциями называют тяговые подстанции, питающиеся от специально построенных воздушных линий, как правило, это линии на 110 кВ – ВЛ-110 кВ. Как правило, к одной опорной подстанции подходит не менее трех линий ВЛ-110, например, одна одноцепная и одна двухцепная ВЛ (две независимые трехфазные линии на одной опоре).

Важной конструктивной особенностью тяговых подстанций переменного тока является то, что распределительные устройства высокой, средней (на контактную сеть) и низкой (на пристанционный поселок) сторон выполняются открытыми. Исключение составляют только распределительные устройства собственных нужд подстанции.

В качестве распределительных устройств используют стандартные блоки КРУН-10, КРУН-27,5 (комплектные устройства наружной установки на 10 кВ, 27,5 кВ). Отметим, что конструкция КРУН является типовой сборной конструкцией. Несущие элементы КРУН выполнены из сборных железобетонных изделий, что ускоряет монтаж КРУН, уменьшает объем строительных работ по возведению КРУН, снижает площадь, занимаемую КРУН, а также снижает общую себестоимость работ по устройству КРУН и всей подстанции в целом. План типовой тяговой подстанции представлен на рисунке 1.

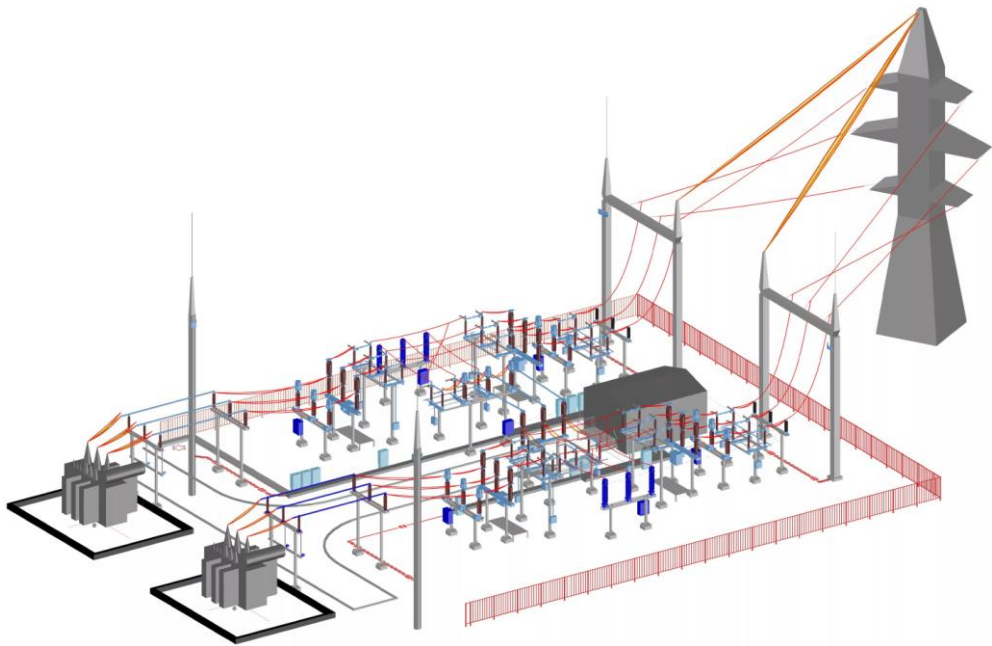


Рисунок 1 – План типовой тяговой подстанции переменного тока

Как видно из рисунка 1, структура подстанции включает в себя следующие основные блоки:

- силовые трансформаторы Т1 и Т2;
- ОРУ внешнего питания 110 кВ от ВЛ-110 кВ;
- ОРУ контактной тяговой электросети 27,5кВ;
- ЗРУ 10 кВ для питания пристанционного поселка (КРУН-10кВ);
- трансформаторы собственных нужд (ТСН);
- вводы №1 и №2 с разъединителями 1 и трансформаторами тока;
- шкафы собственных нужд;
- трансформаторы напряжения, разъединители высокой стороны трансформаторы Т1, и Т2, отделители, короткозамыкатели;
- молниеотвод.

Разрядники на низких (с геометрической точки зрения) опорных конструкциях, имеющие индивидуальное ограждение. Провода от ОРУ-110 с

помощью гирлянд изоляторов, подключенных к металлическим и железобетонным поперечникам, закрепленным на опорах, создается конструкция, охватывающая подстанцию. [1, 15]

Тяговая опорная трансформаторная оснащается коммутационным и измерительными электрическими аппаратами, основной перечень которых приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Коммутационно-защитная и измерительная аппаратура опорной тяговой подстанции

Тип аппарата	Наименование аппарата	Назначение аппарата
Коммутационный	Выключатель высоковольтный	Коммутация высоковольтных сетей (выше 1 кВ) переменного ток в нормальном и аварийном режиме
Коммутационно-защитный	Разъединитель	Коммутация предварительно обесточенных высоковольтных цепей, обозначение видимого разрыва (важно при проведении электромонтажных и электроремонтных работ)
Измерительный	Трансформатор тока	Преобразование электрической энергии по уровню тока с целью уменьшения первичного тока до значений, пригодных для питания измерительных приборов и реле
Измерительный/защитный	Трансформатор напряжения	Преобразование электрической энергии по уровню напряжения с целью уменьшения первичного напряжения до значений, пригодных для питания измерительных приборов и реле, а также для гальвано развязки измерительных приборов
Защитный	Ограничитель перенапряжения (ОПН)	Защита изоляции электрических аппаратов от пробоя вследствие выбросов напряжения. Наиболее распространен ОПН, работающий по принципу разрядника

Далее рассмотрим подробно конструкцию открытого распределительного устройства контактной сети переменного тока 27,5 кВ, 50 Гц – ОРУ-27,5.

Силовые трансформаторы Т1 и Т2 подключены к ОРУ 27,5 через вводы, расположенные на шинах «А» и «В», которые крепятся к опорным порталным конструкциям, которые установлены на железобетонных опорах

на средней стороне обмоток 27,5 кВ. Блоки ДПР и ТСН имеют схожую конструкцию с блоками вводов, а фидеры контактной сети отличаются от них тем, что выполнены на одну фазу и имеют более компактный размер. Блок со вспомогательным выключателем также имеет конструкцию фидера и включает разъединитель, который связывает рельсовый фидер с запасной шиной в случае плавки гололеда на контактной сети.

Секционные разъединители размещены в блоках вместе с трансформаторами напряжения и разрядниками, расположенными под порталами. Для крепления используются сборные шины, созданные из двойных гибких проводов из сталеалюминиевого сплава. Вдоль всей системы ОРУ-27,5 кВ простираются металлические балки, установленные на опорах, к которым прикреплены провода линий ДПР, контактной сети и фидера контактной сети через гирлянды изоляторов (то есть устройства, обеспечивающего подачу тягового напряжения 27,5 кВ на контактную сеть).

Блок фидера имеет металлическую раму, выполненную в виде сварки и закрепленную на металлической подставке. Разъединители шинный, линейный и обходной с дистанционными приводами размещаются на раме. Для доступа к блоку предусмотрена лестница. Масляный выключатель и трансформатор тока установлены внутри блока. С целью обеспечения безопасности сети установлено сетчатое ограждение. Запасная шина установлена на стержневом изоляторе и размещена на раме блока.

На низком фундаменте установлен блок ТСН с ограждением, который представляет собой сварную раму из профильной стали. Блок можно устанавливать как на фундамент, так и на железобетонные лежни. Основания масляного выключателя и трансформатора тока, которые подключены к токоведущим частям на значительной высоте, закреплены на швеллерах и ограждены для безопасности. Шинный разъединитель расположен на небольшой высоте и не требует ограждения.

На бетонированной площадке перед металлической рамой из швеллеров установлен шкаф с размещенными в отдельном отсеке заземляющими ножами, трансформатором тока и линейным разъемом.

Выключатель, оснащенный трансформаторами тока, имеет съемное сетчатое ограждение для удобства обслуживания во время ремонтных и профилактических работ. Шинный разъединитель с ручным приводом и линейный разъединитель с дистанционным приводом находятся на достаточной высоте, не требующей ограждения.

Шкаф имеет клеммные сборки, в которые подключены выводы от приводов выключателя и разъединителей, а также со вторичных обмоток трансформаторов тока. Запасная шина РУ-27,5 кВ расположена на опорно-стержневом изоляторе и крепится к железобетонным прутьям с помощью рамной конструкции из стали блока фидера контактной сети. Обходной разъединитель с дистанционным приводом находится в перпендикулярной плоскости к линейному разъединителю.

2 Анализ технического состояния подстанции ЭЧЭ-85 «Нюхча»

2.1 Схема внешнего электроснабжения тяговой подстанции ЭЧЭ-85 «Нюхча»

Тяговая подстанция Нюхча является опорной подстанцией. Она получает питание от трех воздушных линий ВЛ-110:

- от линии Малошуйка-Нюхча (энергосистема Архангельской области);
- от двухцепной линии Беломорск-Нюхча (Энергосистема Республики Карелия) – это линии №159 и №160.

Все вводы ВЛ-110 выполнены проводом АС-150, т.е. проводом сечением 150 мм². Схема включения подстанции Нюхча в энергосистему представлена на рисунке 2.

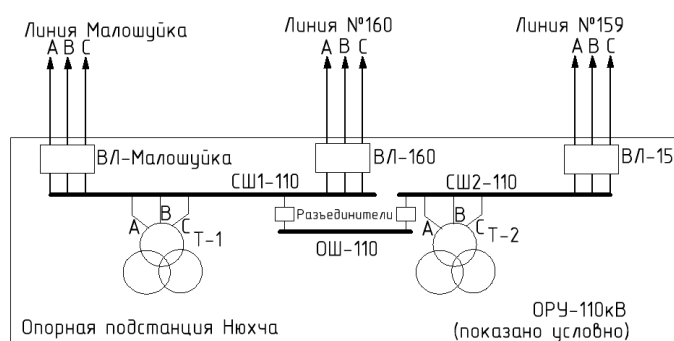


Рисунок 2 - Схема включения подстанции в линию электроснабжения

2.2 Анализ действующей схемы тяговой подстанции

По подключению в энергосистему по высокой стороне тяговая подстанция ЭЧЭ-85 «Нюхча» является опорной. Тяговая подстанция расположена в капитальном здании и является стационарной. К ней подходят специально сооруженные высоковольтные линии. Включение опорной

подстанции Нюхча в систему энергоснабжения реализовано с помощью ОРУ-110 кВ. Так как на подстанции 110 кВ, то применяется включение по типу «Две сборные шины и обходная шина».

Открытое распределительное устройство ОРУ-110 содержит в своем составе следующие системы шин:

- систему обходных шин ОШ-110;
- систему сборных шин СШ-1-110;
- систему сборных шин СШ-2-110.

Обходная шина предназначена для присоединения оборудования подстанции на время ремонта сборных шин.

К системе шин СШ1-110 выполнены следующие присоединения:

- линия ВЛ-110 Малошуйка-Нюхча;
- линия ВЛ-110 №160 Беломорск-Нюхча;
- силовой трансформатор Т1 типа ТМТНЖСМ;
- трансформатор напряжения ТН1-110 типа НКФ-110.

К системе сборных шин СШ2-110 выполнены следующие присоединения:

- линия ВЛ-110 №159 Беломорск-Нюхча;
- силовой трансформатор Т2 типа ТМТНЖСМ;
- трансформатор напряжения ТН2-110 типа НКФ-110.

При выводе в ремонт СШ1-110 и СШ2-110 соответствующие присоединения переключаются на обходную шину ОШ.

Для переключения силового трансформатора Т1 между обходной системой шин и СШ1-110 используются соответственно разъединители РОШТ-1-110 и РШВТ-1-110.

Для переключения линии ВЛ-110 №160 Беломорск-Нюхча между обходной системой шин и СШ1-110 используются разъединители РОШЛ-160 и РШВЛ-160.

Для переключения линии ВЛ-110 Малошуйка-Нюхча между ОШ и СШ1-110 используются разъединители РОШЛ-Малошуйка и РШВЛ-Малошуйка.

Для переключения силового трансформатора Т2 между обходной системой шин и СШ2-110 используются соответственно разъединители РОШТ-2-110 и РШВТ-2-110.

Для переключения линии ВЛ-110 №159 Беломорск-Нюхча между обходной системой шин и СШ2-110 используются разъединители РОШЛ-159 и РШВЛ-159.

Все разъединители имеют тип РДЗ1(2)-110Б/1000Н УХЛ1 и оснащены приводом типа ПДГ-23(21)-5УХЛ1 (управление местное, дистанционное)

Присоединения подключаются к сборным шинам с помощью выключателей междушинных типа ВМТ-110Б 25/1250-УХЛ1. Эти выключатели имеют привод типа ППрК-1600-УХЛ1 (управление местное, дистанционное).

Линия ВЛ-110 № 160 Беломорск-Нюхча подключается к СШ-1 с помощью выключателя междушинного ВЛ-160.

Линия ВЛ-110 № 159 Беломорск-Нюхча подключается к СШ-2 с помощью выключателя междушинного ВЛ-159.

Линия ВЛ-110 Малошуйка-Нюхча подключается к СШ-1 с помощью выключателя междушинного ВЛ-Малошуйка.

Силовой трансформатор Т1 подключается к СШ-1 с помощью выключателя ВТ1-110.

Силовой трансформатор Т2 подключается к СШ-2 с помощью выключателя ВТ2-110. Также отметим, что все присоединения оборудованы релейной защитой.

На тяговой подстанции установлены два силовых трансформатора типа ТМТНЖСМ-25000/110УХЛ1. Каждый из данных трансформаторов имеет среднюю высокую сторону 110 кВ, среднюю сторону 27,5 кВ, низкую сторону 10 кВ.

От силовых трансформаторов запитаны ЗРУ 10 кВ (на район) и ОРУ-27,5 кВ (на контактную сеть)

Схема закрытого распределительного устройства ЗРУ-10 приведена на рисунке 3.

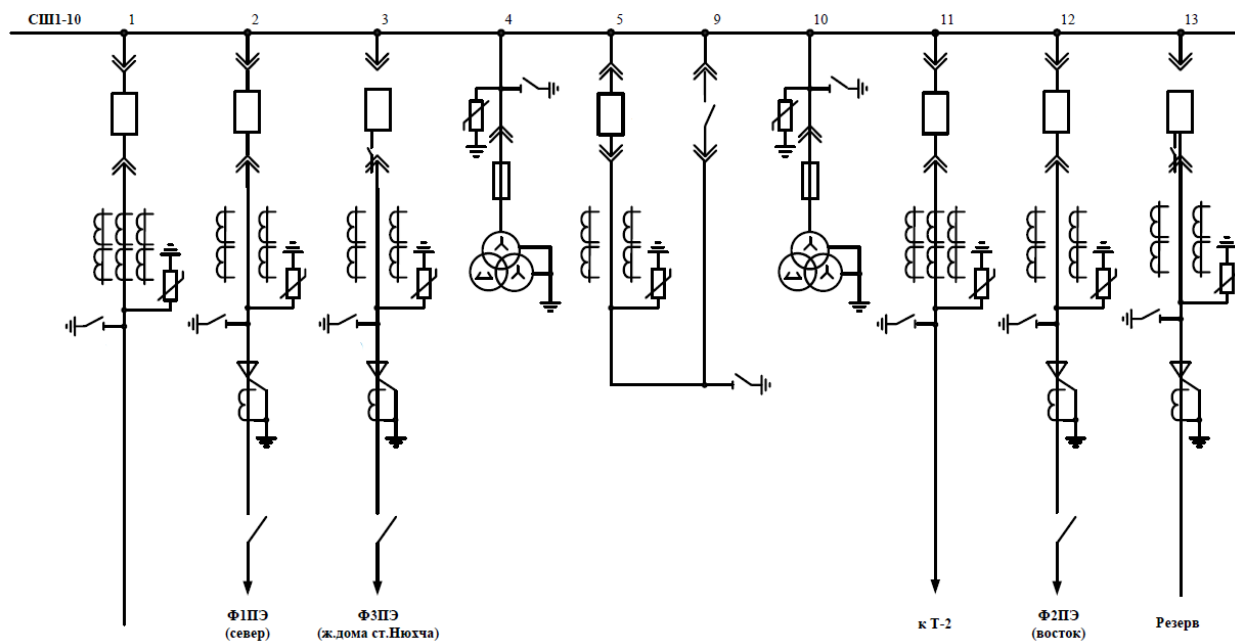


Рисунок 3 – Схема закрытого распределительного устройства 10 кВ

Рассмотрим схему ЗРУ-10. От первой секции шин 10 кВ СШ1-10 запитаны Ф1ПЭ (Север), Ф3ПЭ (жилые дома ст.Нюхча). Также от секции запитан измерительный трансформатор ТН1-10 типа ЗНОЛ-0,6/10. Секция шин получает питание от низкой стороны силового трансформатора Т1.

От второй секции шин 10 кВ СШ2-10 запитан Ф2ПЭ (восток), на секции предусмотрено резервное присоединение. Секция шин получает питание от низкой стороны силового трансформатора Т2.

При выводе одного из трансформаторов в ремонт или при пропадании напряжения на одном из них сборные шины объединяются с помощью секционного выключателя ВС-10 типа ВВЭ-М-10-630-20-У3. Также между секциями установлен секционный разъединитель СР-1 типа К59-28-630-У3.

Тем самым обеспечивается бесперебойное снабжение электроэнергией всех районных потребителей подстанции.

Все присоединения оборудованы выключателями вакуумными типа ВВЭ-М-10-630-20-УЗ. Присоединения на потребителей оборудованы кроме того разъединителями типа К59-24-630-УЗ. Отметим, что ЗРУ-10 оборудовано измерительными трансформаторами напряжения и измерительными трансформаторами тока.

Тяговые потребители подстанции (Контактная сеть переменного тока) питаются от средней стороны 27,5 кВ тех же трансформаторов Т1 и Т2. Схема ОРУ 27,5 кВ для контактной сети представлена на рисунке 4.

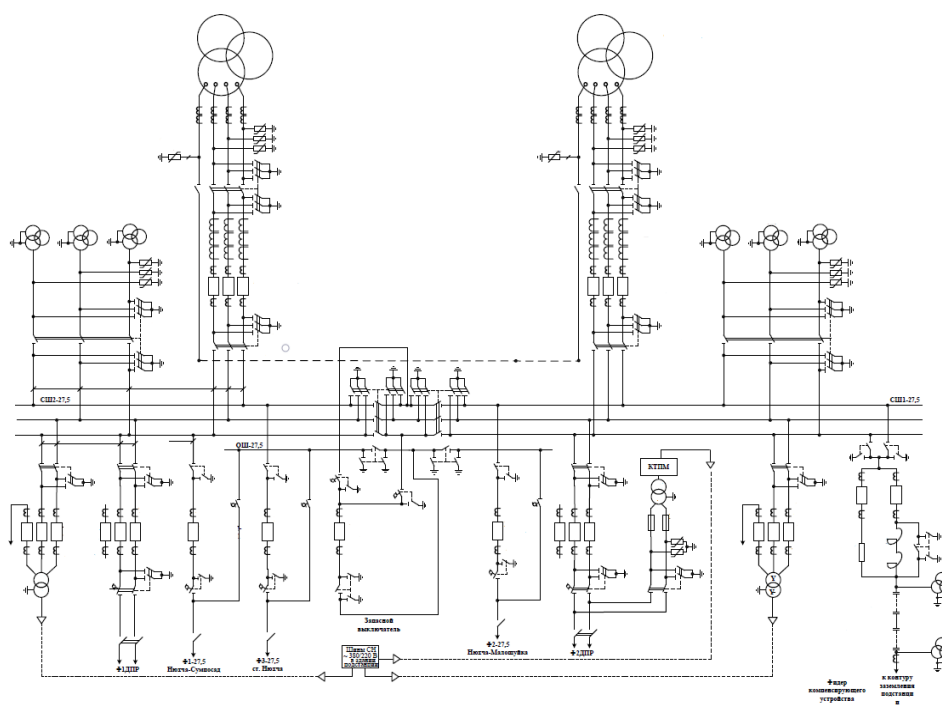


Рисунок 4 – Схема открытого распределительного устройства 27,5 кВ

Как видно из рисунка, ОРУ-27,5 кВ получает питание от средних сторон трансформаторов Т1 и Т2 (должен быть подключен только один трансформатор, второй в резерве или в ремонте).

Трансформаторы Т1 и Т2 подключены соответственно к системам сборных шин СШ1-27,5 и СШ2-27,5. Между системами шин имеются секционные разъединители СР1-27,5 и СР2-27,5. В данном открытом распределительном устройстве тяговой контактной сети предусмотрена обходная шина ОШ-27,5.

Линии (фазы) «a1» и «c1» сборной шины СШ2-27,5 снабжают питанием по системе ДПР («два провода - рельс» - система электроснабжения нетяговых потребителей на железнодорожной дистанции) нетяговых потребителей контактной сети Ф1ДПР, а фазы a1, c1 СШ1-27,5 – нетяговых потребителей Ф2ДПР. Сам рельс – так называемый «рельс заземленной фазы» - соединен со средней точкой вторичной обмотки фазы «С» трансформатора Т1. Такое решение обеспечивает однофазное электроснабжение тяговых потребителей – фазное напряжение электропоезд получает через контактный провод, подвешенный над рельсами, а в качестве «нулевого провода» используется «рельс заземленной фазы».

От СШ1-27,5 снабжаются тяговые потребители ЖД-дистанции Нюхча-Малошуйка (фидер Ф2-27,5), а от СШ2-27,5 – тяговые потребители ЖД-дистанции Нюхча-Сумпосад (фидер Ф1-27,5, Ф3-27,5). Каждый фидер оборудован вакуумным выключателем типа ВБЭТ-27,5-Ш. Эти выключатели на схеме обозначены соответственно как ВФ1-27,5 и ВФ3-27,5.

От средней стороны 27,5 кВ главных силовых трансформаторов Т1,Т2 запитано два идентичных трансформатора собственных нужд (ТСН).

Первый трансформатор марки ТМЖ 250/27,5 №1 изготовлен в 2005 году, введен в эксплуатацию в 2013-ом году после капитального ремонта (срок эксплуатации 18 лет с одним ремонтом), второй трансформатор ТМЖ 250/27,5 №1 введен в эксплуатацию в 2004 г после складского хранения, изготовлен в 2001 г., срок эксплуатации – 19 лет без капитального ремонта.

Каждый трансформатор имеет номинальное напряжение высокой стороны 27,5 кВ, на вторичных обмотках трансформатора (на низкой

стороне) – трехфазное напряжение 0,4 кВ, т.е. типовое напряжение электросети для конечных потребителей.

Первый трансформатор обозначен на схеме как ТСН1-27,5 и запитан от СШ1-27,5 следующим образом. Две фазные обмотки запитаны от линий «a1», «с1» системы сборных шин, третья обмотка подключена к заземляющему рельсу. Таким образом трансформатор ТСН1-27,5 подключен по своей высокой стороне по принципу ДПР (два провода и рельс).

Второй трансформатор обозначен на схеме как ТСН2-27,5 и запитан от СШ2-27,5 аналогичным образом. Оба трансформатора собственных нужд оборудованы выключателями типа ВБЭТ-35-3, обозначенными на схеме соответственно как ВТСН-1 и ВТСН-2.

Оба трансформатора подключены к сборным шинам через разъединители двухполюсные – соответственно ШРТСН1-27,5 и ШРТСН2-27,5 (третий фазный ввод трансформатора заземлен, поэтому полюс разъединителя на него не предусмотрен).

Таким образом, в целом о подстанции можно сказать, что ее силовое оборудование относительно современное и надежное, но большинство аппаратов коммутационно-защитного оборудования с большой вероятности нуждаются в замене, что и будет обосновано в следующем пункте.

2.3 Анализ надежности работы существующего оборудования ЭЧЭ-85

При выполнении анализа надежности будем руководствоваться «Выполнение капитального ремонта» и «Внедрение новой техники, модернизация оборудования и замена их частей» типового технического паспорта данной подстанции [6]. Также будем использовать сведения о годах ввода в эксплуатацию силового оборудования подстанции.

Силовые трансформаторы типа ТМТНЖСМ мощностью 25 МВА каждый, а также их коммутационно-защитное оборудование (главный выключатель ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1 и максимальная токовая защита МТЗ) находятся в эксплуатации 19 лет (год ввода в эксплуатацию – 2004, год изготовления трансформаторов – 2003 г.). [2] Также согласно техпаспорту ЭЧЭ-85, при проектировании подстанции заложен резерв, как на районных потребителей 10 кВ, так и на тяговых потребителей 27,5 кВ, который не использован. Таким образом, замена на более мощные трансформаторы не требуется. Так как нормативный срок службы силового трансформатора составляет 25-30 лет и никаких ремонтных работ по обслуживанию трансформатора в паспорте не отражено, то замены силовых трансформаторов не требуется.

Согласно пункта 9 типового технического паспорта ЭЧЭ-85 на подстанции проводились капитальные ремонты разъединителей, а также измерительных трансформаторов и трансформаторов тока.

Капитальные ремонты проводились в период в 2013-2014 годах, т.е. спустя 8 лет с момента ввода в эксплуатацию (год ввода в эксплуатацию согласно техпаспорту - 2005). [10, 11, 12] Ремонты заключались в разборке/сборке разъединителей, а также смазке требуемых точек без замены элементов.

Наибольшее количество капитальных ремонтов приходится на разъединители - 43 ремонта из всего проведенных 57 капитальных ремонтов.

При этом число ремонтов распределилось следующим образом:

- разъединители на ОРУ-110 кВ – 21 ремонт;
- разъединители на ЗРУ-10 кВ – 1 ремонт;
- разъединители на ОРУ-27 кВ – 35 ремонтов.

2.4 Предложения по проведению мероприятий модернизации

Многое оборудование подстанции ЭЧЭ-85 «Нюхча» имеет сравнительно небольшой моральный и физический износ.

Силовые трансформаторы не выработали нормативный срок службы и не подвергались капитальному ремонту. Кроме того, силовые трансформаторы подстанции имеют запас по мощности, потому их замена на более новые или более мощные в настоящее время нецелесообразна. [3]

Вместе с тем, как показал проведенный анализ, имеет место значительный износ и переработка разъединителей. Многие из них подвергались капитальному ремонту для продления срока службы эксплуатации 10 лет-назад.

В связи с этим предлагается замена выработавших свой ресурс и морально устаревших разъединителей на более современные. На ОРУ-110 кВ предлагается замена разъединителей типа РДЗ-110 на разъединители типа РГП СЭЩ-110 кВ. Сравнение разъединителей типа РДЗ-110 и РГП приведено в таблице 2.

Таблица 2 – Сравнение разъединителей

Показатель	Значение для РДЗ-110	Значение для РГП СЭЩ-110
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	126
Номинальный ток, А	1000	Не менее 1250
Ток электродинамической стойкости, кА	80	100
Ток термической стойкости, кА	37,5	40
Длина пути утечки внешней изоляции, мм	190	190
Масса, кг	166	235
Габариты (д х ш х в), мм	2010 × 1950 × 510	2070 × 610 × 1500
Время протекания тока термической стойкости для главных ножей, с	3	3
Время протекания тока термической стойкости для заземляющих ножей, с	1	1

Как видно из таблицы 2, разъединители, предлагаемые на замену, имеют лучшие электрические параметры. В силу большего номинального тока ножи у новых разъединителей имеют серебряное (более долговечное) покрытие, в то время как ножи существующих разъединителей – медные без покрытия.

На стороне тягового напряжения ЭЧЭ-85 «Нюхча» также предполагается замена коммутационно-защитного оборудования (выключателей и разъединителей). Согласно техническому паспорту ЭЧЭ-85 на ОРУ-27,5 установлены выключатели типа ВБЭТ-27,5 IV-25/1600 УХЛ1 для питания тяговых потребителей (три однофазных тяговых цепи на линии Сумпосад-Нюхча, ст. Нюхча и Нюхча-Малошуйка) и два выключателя типа ВБЭТ-35 III-25/630 УХЛ1 для нетяговых потребителей по схеме ДПР.

В соответствии с техническим паспортом эти выключатели уже давно выработали свой гарантийный срок эксплуатации 5 лет, почти выработали срок службы 20 лет (ввод подстанции в эксплуатацию в 2005 г.) и подвергались капитальному ремонту. Также эти выключатели работали при значительных токах (номинальный ток тяговой нагрузки порядка 1,2 кА, 1200 А), т.е. через них протекали высшие гармоники коммутационных токов, поэтому целесообразно выполнить их замену. [7, 8]

Для замены целесообразно использовать выключатели типа ВБС-35, примерно такие же по габариту, но имеющие более высокое рабочее напряжение (т.е. штатно выдерживающие возможные скачки напряжения при коммутациях). Сравнение выключателей типа ВБЭТ-27,5 и ВБС-35 приведено в таблице 3.

Таблица 3 – Сравнение выключателей на ОРУ-27,5

Показатель	Значение для ВБЭТ-27,5	Значение для ВБС-35
Номинальное напряжение, кВ	27,5	35
Наибольшее рабочее напряжение	29	40

Продолжение таблицы 3

Показатель	Значение для ВБЭТ-27,5	Значение для ВБС-35
Число циклов переключения гарантированное	20000	30000
Собственное время включения, с.	0,15	0,13
Собственное время отключения	0,06	0,04
Номинальный ток, А	630/1600	630/1600
Ток электродинамической стойкости, кА	64	100
Ток термической стойкости ,кА	37,5	40
Масса, кг.	600	600

Как видно из таблицы 3, предлагаемые на замену выключатели имеют лучшие электрические параметры, в частности обладают большим количеством переключений, имеют более высокий ток электродинамической стойкости и т.д.

Другим важным мероприятием по модернизации являются меры по обеспечению симметричности нагрузки тяговых трансформаторов. Тяговые трансформаторы подстанции ЭЧЭ-85 «Нюхча» обслуживают тяговую нагрузку по схеме с «отсасывающим фидером». «Отсасывающий фидер» или «заземленная фаза» это устройство для подключения ответвления обмоток тяговой стороны трансформатора (которые соединены треугольником) к заземляющему рельсу – к рельсу подключается фаза «С» тяговой (средней стороны) трансформатора Т1 и Т2. По типовой схеме, на контактную сеть подаются соответственно фазы «А» и «В» средней стороны силовых трансформаторов Т1 и Т2. [16,17, 22]

Так как на каждой тяговой подстанции одновременно невозможно обеспечить нахождение одинакового количества одинаковых поездов (равную электрическую нагрузку), то нагрузка на трансформатор несимметрична. Никаких мер по симметрированию нагрузки и снижению коммутационных токов, существующим проектом ЭЧЭ-85 «Нюхча» не

предусмотрено, поэтому в рамках модернизации предлагается внедрить симметрирующие и фильтрокомпенсационные устройства (ФКУ).

В ЗРУ-10 предполагается также провести замену выключателей. В настоящее время используются выключатели типа ВВБ-10. Предполагается их заменить на более долговечные выключатели типа ВБКЭ-10. Сравнение выключателей типа ВВЭ-10 и ВБКЭ-10 приведено в таблице 4.

Таблица 4 – Сравнение выключателей в ЗРУ-10

Показатель	Значение для ВВЭ-10	Значение для ВБКЭ-10
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Число циклов переключения гарантированное	20000	30000
Собственное время включения, с.	0,07	0,05
Собственное время отключения	0,045	0,04
Номинальный ток, А	630/100/1600	630/1000/1600
Ток электродинамической стойкости, кА	64	100
Ток термической стойкости, кА	37,5	40
Масса, кг.	600	190

Как видно из таблицы 4, предлагаемые на замену выключатели имеют лучшие электрические параметры, в частности обладают большим количеством переключений, имеют более высокий ток электродинамической стойкости и т.д. Основные мероприятия модернизации отражены в таблице 5.

Таблица 5 – Предложения по модернизации ЭЧЭ-85 «Нюхча»

Мероприятие по модернизации	Ожидаемый эффект
Открытое распределительное устройство 110 кВ (ОРУ-110 кВ)	
Замена разъединителей, выработавших свой ресурс, на более современные	Повышение надежности работы, снижение эксплуатационных затрат (Разъединители нового типа предполагают работу без обслуживания в течение всего срока эксплуатации)

Продолжение таблицы 5

Мероприятие по модернизации	Ожидаемый эффект
Открытое распределительное устройство 27,5 кВ (ОРУ-27,5)	
Внедрение симметрирующих устройств и ФКУ	Симметрирование тяговой нагрузки ЭЧЭ-85 «Нюхча» и снижение коммутационных токов позволит повысить надежность работы тяговых трансформаторов.
Замена вводных выключателей	Согласно технического паспорта на ЭЧЭ-85 значительное количество коммутационно-защитной аппаратуры тяговой стороны подстанции подвергалось ремонту, несмотря на то, что их паспортный срок службы еще не истек. Предполагается их замена в рамках модернизации на новые, более устойчивые к воздействию коммутационных токов и не требующие ремонта и регулирования на протяжении всего срока службы.
Закрытое распределительное устройство 10 кВ (ЗРУ-10)	
Замена существующих выключателей типа ВВЭ на выключатели типа ВБКЭ	Существующие выключатели, во-первых, выработали свой гарантийный срок без ремонта и настройки, во-вторых, предлагаемые к замене выключатели имеют лучшие характеристики.

Таким образом, предлагаемая программа модернизации ЭЧЭ-85 «Нюхча» будет содержать в себе следующие этапы:

- замена существующих разъединителей типа РДЗ-110 на разъединители типа РГП СЭЩ-110 кВ на ОРУ-110;
- замена существующих выключателей типа ВВЭ на выключатели типа ВБКЭ в ЗРУ-10;
- замена существующих выключателей типа ВБЭТ-27,5 на выключатели типа ВБС-35 на ОРУ-27,5 (тяговые потребители контактной сети и нетяговая нагрузка сети ДПР);
- внедрение фильтрокомпенсирующего устройства на основе пассивных фильтрующих элементов - реакторов (по устоявшейся терминологии - катушек индуктивности, способных выдерживать протекание значительных токов) и высоковольтных конденсаторов.

3 Расчетное обоснование проекта модернизации тяговой подстанции

3.1 Составление расчетной схемы ЭЧЭ-85 «Нюхча»

Для составления расчетной схемы была взята существующая схема тяговой подстанции «Нюхча». Подстанция ЭЧЭ-85 «Нюхча» питается по трем линиям электропередач напряжением 110 кВ:

- ВЛ-110 Линия Малошуйка-Нюхча, подключена к СШ1-110;
- ВЛ-110 Линия №160 Беломорск-Нюхча, подключена к СШ1-110;
- ВЛ-110 Линия №159 Беломорск-Нюхча, подключена к СШ2-110.

Определим точки для расчета токов короткого замыкания по существующей схеме внешнего электроснабжения:

- точка К1 - ввод подстанции 110 кВ (СШ1-110 на ОРУ-110);
- точка К2 - ввод подстанции 110 кВ (СШ2-110 на ОРУ-110);
- точка К2 – Шины районной нагрузки (СШ1-10, СШ2-10 в ЗРУ-10);
- точка К3 - Шины тяговой нагрузки (СШ1-27,5, СШ2-27,5 на ОРУ-27,5);
- точка К4 – Цепи собственных нужд (фидеры ДПР на нетяговую нагрузку на СШ1-27,5 и СШ2-27,5).

Укажем мощности энергосистем, питающих подстанцию ЭЧЭ-85 «Нюхча» в соответствии с «Нормальной схемой электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону Карельского РДУ». По линии ВЛ-110 «Малошуйка» подстанция питается от Архангельской Энергосистемы. Линия №160 получает питание от Маткожненской ГЭС, а линия №159 – от Беломорской ГЭС. Обе ГЭС подключены через ВЛ-110, так как являются электростанциями малой мощности (иначе потребовалась бы ВЛ-220 или даже ВЛ-330). И у той, и у другой ГЭС энергоагрегаты вырабатывают напряжение 10 кВ, которое затем

повышается до 110 кВ, и транспортируются потребителям (Беломорск и Нюхча) без дальнейших повышений напряжения.

Мощность Маткожненской ГЭС составляет $S_{c3} = 63$ МВА, мощность Беломорской ГЭС составляет $S_{c2} = 27$ МВА, а мощность, которую способна обеспечить линия Малошуйка $S_{c1} = 70$ МВА. Далее будем называть эти мощности - мощностями генераторов или источников. Протяженность линий составляет соответственно:

- для линии Малошуйка $L_1 = 69,0$ км;
- для линии №159 $L_2 = 60,7$ км;
- для линии №160 $L_3 = 60,7$ км.

Расчет тока короткого замыкания производим методом относительных единиц. За основу метода берется приведение всех сопротивлений схемы к базисным условиям. Составляем эквивалентную схему замещения до точек К1 и К2 – точек внешнего электропитания подстанции. Эквивалентная схема замещения представлена на рисунке 5.

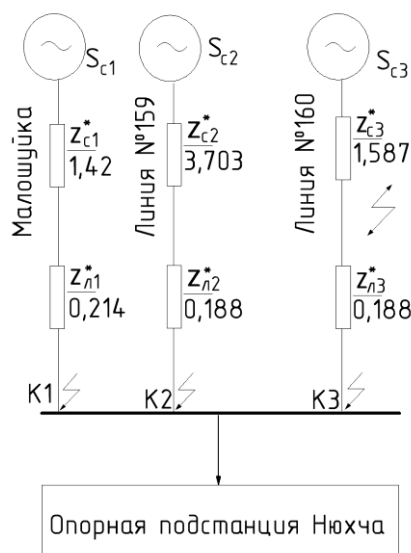


Рисунок 5 - Схема замещения для расчета точек внешнего питания опорной подстанции ЭЧЭ-85 «Нюхча»

Далее выполняем расчет токов короткого замыкания в точках К1 и К2. Прежде всего, находим базисный ток короткого замыкания, приняв за базисную мощность $S_6 = 100\text{MVA}$, а за базисное напряжение

$$U_6 = 1,05 \cdot U_{\text{НОМ}} = 1,05 \cdot 110 = 115,5 \text{ кВ}, \quad (1)$$

Имеем:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_6} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115,5} = 0,499 \approx 0,5 \text{ кА}$$

Рассчитываем относительные (относительно базисной энергосистемы) сопротивления энергосистемы линии Малошуйка, а также Маткожненской и Беломорской ГЭС по следующим формулам:

$$z_{c1}^* = \frac{S_6}{S_{c1}} = \frac{100}{70} = 1,42 \text{отн. ед}, \quad (2)$$

$$z_{c2}^* = \frac{S_6}{S_{c2}} = \frac{100}{27} = 3,703 \text{отн. ед}, \quad (3)$$

$$z_{c3}^* = \frac{S_6}{S_{c3}} = \frac{100}{63} = 1,587 \text{отн. ед}, \quad (4)$$

Отметим, что активное внутреннее сопротивление генераторов примерно на 2 порядка отличается от активного внутреннего сопротивления питающих линий, поэтому активные сопротивлениями генераторов в расчетах пренебрегаем: $z_c = x_c$

Проверим, надо ли учитывать активные сопротивления линий, питающих данную подстанцию. Все линии внешнего питания подстанции выполнены алюминиево-стальным проводом марки АС-150 (сечение 150 кв.мм).

Для этого провода значения реактивного (индуктивного) и активного удельных сопротивлений соответственно равны: $x_{уд} = 0,358\text{Ом/км}$, $r_{уд} =$

0,21 Ом/км. Чтобы не учитывать активные сопротивления должно выполняться условие:

$$r_{уд} < \frac{1}{3} x_{уд}$$

Между тем, это условие не выполняется, так как $0,21 > \frac{1}{3} \cdot 0,358 = 0,119$. Таким образом, при расчете необходимо учесть активное сопротивление всех трех ВЛ-110, питающих ЭЧЭ-85 «Нюхча».

Полное сопротивление проводов находится по формуле:

$$z_{уд} = \sqrt{r_{уд}^2 + x_{уд}^2}, \quad (5)$$

Имеем для проводов АС-150:

$$z_{уд} = \sqrt{0,21^2 + 0,358^2} = 0,41 \text{ Ом/км}$$

Находим сопротивления проводов линий Малошуйка, №159 и №150, выраженные в омах:

$$z_{л1} = z_{уд} \cdot L_1 = 0,41 \cdot 69 = 28,29 \text{ Ом}$$

$$z_{л2} = z_{уд} \cdot L_2 = 0,41 \cdot 60,7 = 24,887 \text{ Ом}$$

$$z_{л3} = z_{уд} \cdot L_3 = 0,41 \cdot 60,7 = 24,887 \text{ Ом}$$

Приводим их к относительным значениям сопротивлений в соответствии со следующей формулой приведения:

$$z_{л}^* = z_{л} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2}, \quad (6)$$

Находим для трех рассматриваемых линий:

$$z_{л1}^* = z_{л1} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2} = 28,29 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,214 \text{отн. ед}$$

$$z_{л2}^* = z_{л2} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2} = 24,887 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,188 \text{отн. ед}$$

$$z_{л3}^* = z_{л3} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2} = 24,887 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,188 \text{отн. ед}$$

Далее находим начальные токи трехфазного короткого замыкания во всех трех точках по формуле:

$$I_{K1..3}^{(3)} = \frac{I_{\sigma}}{z_c + z_{л}}, \quad (7)$$

Имеем:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{I_{\sigma}}{z_{c1} + z_{л1}} = \frac{0,5}{1,42 + 0,214} = 0,305 \text{кА}$$

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{I_{\sigma}}{z_{c1} + z_{л2}} = \frac{0,5}{3,703 + 0,188} = 0,128 \text{кА}$$

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{I_{\sigma}}{z_{c1} + z_{л2}} = \frac{0,5}{1,587 + 0,188} = 0,281 \text{кА}$$

Находим ударные токи в точках К1, К3 по формуле:

$$i_{y(K1..3)}^{(3)} = 2,55 \cdot I_{K1..3}^{(3)}, \quad (8)$$

Имеем:

$$i_{y(K1)}^{(3)} = 2,55 \cdot I_{K1}^{(3)} = 2,55 \cdot 0,305 = 0,777 \text{кА}$$

$$i_{y(K2)}^{(3)} = 2,55 \cdot I_{K2}^{(3)} = 2,55 \cdot 0,128 = 0,326 \text{кА}$$

$$i_{y(K3)}^{(3)} = 2,55 \cdot I_{K3}^{(3)} = 2,55 \cdot 0,281 = 0,716 \text{кА}$$

Находим действующие значения токов короткого замыкания в точках К1, К3 по формулам:

$$I_{y(K1..3)}^{(3)} = 1,52 \cdot I_{K1..3}^{(3)}, \quad (9)$$

Имеем:

$$I_{y(K1)}^{(3)} = 1,52 \cdot I_{K1}^{(3)} = 1,52 \cdot 0,305 = 0,464 \text{кА}$$

$$I_{y(K2)}^{(3)} = 1,52 \cdot I_{K2}^{(3)} = 1,52 \cdot 0,128 = 0,194 \text{кА}$$

$$I_{y(K3)}^{(3)} = 1,52 \cdot I_{K3}^{(3)} = 1,52 \cdot 0,281 = 0,427 \text{кА}$$

Через полное сопротивление (сопротивление источника питающего линию плюс сопротивление проводов) и базисную мощность находим мощности короткого замыкания в точках К1, К3 по следующей формуле:

$$S_{K(K1..3)}^{(3)} = \frac{S_б}{z_c + z_l}, \quad (10)$$

Имеем:

$$S_{K(K1)}^{(3)} = \frac{S_{\bar{6}}}{z_{c1} + z_{л1}} = \frac{100}{1,42 + 0,214} = 61,20 \text{MBA}$$

$$S_{K(K2)}^{(3)} = \frac{S_{\bar{6}}}{z_{c2} + z_{л2}} = \frac{100}{3,703 + 0,188} = 25,7 \text{MBA}$$

$$S_{K(K3)}^{(3)} = \frac{S_{\bar{6}}}{z_c + z_{л}} = \frac{100}{1,587 + 0,188} = 56,33 \text{MBA}$$

Находим токи двухфазного короткого замыкания в точках К1, К3 по следующей формуле:

$$I_{y(K1..3)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot S_{K(K1..3)}^{(3)}}{2} \quad (11)$$

Имеем:

$$I_{y(K1)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot S_{K(K1)}^{(3)}}{2 \cdot U_{\bar{6}}} = 0,866 \cdot \frac{61,2}{115,5} = 0,458 \text{кА}$$

$$I_{y(K2)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot S_{K(K2)}^{(3)}}{2 \cdot U_{\bar{6}}} = 0,866 \cdot \frac{25,7}{115,5} = 0,192 \text{кА}$$

$$I_{y(K3)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot S_{K(K3)}^{(3)}}{2 \cdot U_{\bar{6}}} = 0,866 \cdot \frac{56,33}{115,5} = 0,422 \text{кА}$$

Находим ударные токи двухфазного короткого замыкания в точках К1, К3 по формуле:

$$i_{y(K1..3)}^{(2)} = 2,55 \cdot I_{K1..3}^{(2)}, \quad (12)$$

Имеем:

$$i_{y(K1)}^{(2)} = 2,55 \cdot I_{K1}^{(2)} = 2,55 \cdot 0,458 = 1,1679 \text{кА}$$

$$i_{y(K2)}^{(2)} = 2,55 \cdot I_{K2}^{(2)} = 2,55 \cdot 0,192 = 0,4896 \text{кА}$$

$$i_{y(K3)}^{(2)} = 2,55 \cdot I_{K3}^{(2)} = 2,55 \cdot 0,422 = 1,0761 \text{кА}$$

Находим действующие значения токов двухфазного короткого замыкания в точках К1, К3 по формулам:

$$I_{y(K1..3)}^{(2)} = 1,52 \cdot I_{K1..3}^{(2)}, \quad (13)$$

Имеем:

$$I_{y(K1)}^{(2)} = 1,52 \cdot I_{K1}^{(2)} = 1,52 \cdot 0,458 = 0,696 \text{кА}$$

$$I_{y(K2)}^{(2)} = 1,52 \cdot I_{K2}^{(2)} = 1,52 \cdot 0,192 = 0,292 \text{кА}$$

$$I_{y(K3)}^{(2)} = 1,52 \cdot I_{K3}^{(2)} = 1,52 \cdot 0,422 = 0,641 \text{кА}$$

Определяем мощность двухфазного короткого замыкания по следующей формуле:

$$S_{K(K1..3)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot S_{K(K1..3)}^{(3)}, \quad (14)$$

Имеем:

$$S_{K(K1)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot S_{K(K1..3)}^{(3)} = 0,866 \cdot 61,2 = 52,999 \text{ МВА}$$

$$S_{K(K2)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot S_{K(K1..3)}^{(3)} = 0,866 \cdot 25,7 = 22,2562 \text{ МВА}$$

$$S_{K(K3)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot S_{K(K1..3)}^{(3)} = 0,866 \cdot 56,33 = 48,782 \text{ МВА}$$

Находим начальные значения токов однофазного короткого замыкания в точках К1, К3 по следующей формуле:

$$I_{K1..3}^{(1)} = \frac{3 \cdot I_6}{z_c + z_{л}}, \quad (15)$$

Имеем:

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{I_6}{z_{c1}^* + z_{л1}^*} = \frac{3 \cdot 0,5}{1,42 + 0,214} = 0,915 \text{кА}$$

$$I_{K2}^{(1)} = \frac{I_6}{z_{c2} + z_{л2}} = \frac{3 \cdot 0,5}{3,703 + 0,188} = 0,384 \text{кА}$$

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{I_6}{z_{c3} + z_{л3}} = \frac{3 \cdot 0,5}{1,587 + 0,188} = 0,843 \text{кА}$$

Находим мощность однофазного короткого замыкания в точках К1, К3 по следующей формуле:

$$I_{K1..3}^{(1)} = \frac{3 \cdot I_6}{z_c + z_{л}}, \quad (16)$$

Имеем:

$$S_{K(K1)}^{(1)} = \frac{S_6}{z_{c1}^* + z_{л1}^*} = \frac{100}{1,42 + 0,214} = 61,57 \text{МВА}$$

$$S_{K(K2)}^{(1)} = \frac{S_6}{z_{c2}^* + z_{л2}^*} = \frac{100}{3,703 + 0,188} = 25,7 \text{МВА}$$

$$S_{K(K3)}^{(1)} = \frac{S_6}{z_{c3}^* + z_{л3}^*} = \frac{100}{1,587 + 0,188} = 50,94 \text{МВА}$$

Далее переходим к расчету токов короткого замыкания на ЗРУ-10.

3.2 Расчет токов короткого замыкания на шинах ЗРУ-10.

Схема замещения для расчета токов КЗ на ЗРУ-10 представлена на рисунке 6.

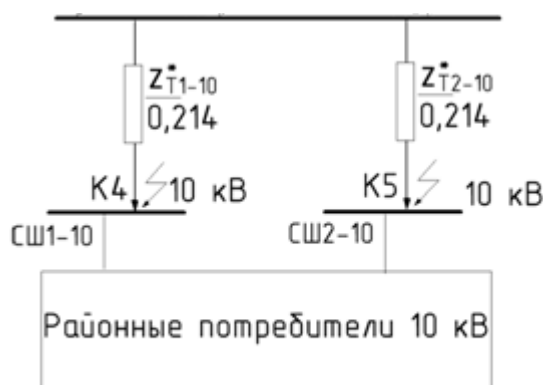


Рисунок 6 – Схема замещения для расчета токов короткого замыкания на шинах ЗРУ-10

Как видно из рисунка 6, в схему добавлены силовые трансформаторы Т1, Т2. Показаны их стороны низкого напряжения (НН). Полные сопротивления сторон низкого напряжения в относительных единицах – соответственно Z_{T1-10}^* и Z_{T2-10}^* . Точка К4 – точка короткого замыкания низкой стороны трансформатора Т1 на шину СШ1-10, точка К5 – точка короткого замыкания низкой стороны трансформатора Т2 на шину СШ2-10.

Находим базисные токи в точках К4 и К5 по формуле:

$$I_{\sigma(K4,K5)} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}^{НН}}, \quad (17)$$

Принимаем базисную мощность $S_6 = 100$ МВА, а базисное напряжение на стороне низкого напряжения (НН) на 5% больше, чем номинальное напряжение 10 кВ, то есть:

$$U_6^{\text{НН}} = 1,05 \cdot U_{\text{НОМ}}^{\text{НН}} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ}$$

Имеем для точек К4 и К5:

$$I_{6(\text{К4}, \text{К5})} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6^{\text{НН}}} = \frac{100}{1,732 \cdot 10,5} = 5,49 \text{ кА}$$

Относительные внутренние сопротивления трансформаторов Т1 и Т2 (согласно техническому паспорту на подстанцию ЭЧЭ-85 «Нюхча» они одинаковые) по низкой стороне находим по следующей формуле:

$$z_{\text{T1-10}}^* = z_{\text{T2-10}}^* = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (18)$$

где $S_{\text{НОМ}} = 12,5$ МВА - номинальная мощность трансформаторов ТМТНЖСМ-25000/110 УХЛ1 на стороне низкого напряжения.

Имеем:

$$z_{\text{T1-10}}^* = z_{\text{T2-10}}^* = \frac{100}{100} \cdot \frac{100}{12,5} = 8 \text{ отн. ед}$$

Находим начальные токи трехфазного короткого замыкания в точке К4 по формуле:

$$I_{\text{К4}}^{(3)} = \frac{I_{6(\text{К4}, \text{К5})}}{z_{\text{T1-10}}^* + z_{\text{С2}}^* + z_{\text{Л2}}^*}, \quad (19)$$

Имеем:

$$I_{K4}^{(3)} = \frac{I_{6(K4,K5)}}{z_{T1-10}^* + z_{c2}^* + z_{л2}^*} = \frac{5,49}{8 + 0,188 + 0,08} = 0,664 \text{ кА}$$

Находим начальные токи трехфазного короткого замыкания в точке К5 по формуле:

$$I_{K5}^{(3)} = \frac{I_{6(K4,K5)}}{z_{T2-10}^* + z_{c3}^* + z_{л3}^*}, \quad (20)$$

Имеем:

$$I_{K5}^{(3)} = \frac{I_{6(K4,K5)}}{z_{T2-10}^* + z_{c3}^* + z_{л3}^*} = \frac{5,49}{8 + 0,188 + 0,08} = 0,664 \text{ кА}$$

Находим ударные токи в точках К4, К5 по формуле:

$$i_{y(K4,5)}^{(3)} = 2,55 \cdot I_{(K4,K5)}^{(3)}, \quad (21)$$

Имеем:

$$i_{y(K4)}^{(3)} = 2,55 \cdot I_{K4}^{(3)} = 2,55 \cdot 0,664 = 1,6932 \text{ кА}$$

$$i_{y(K5)}^{(3)} = 2,55 \cdot I_{K5}^{(3)} = 2,55 \cdot 0,664 = 1,6932 \text{ кА}$$

Находим действующие значения токов короткого замыкания в точках К4, К5 по формулам:

$$I_{y(K4..5)}^{(3)} = 1,52 \cdot I_{K4..5}^{(3)}, \quad (22)$$

Имеем:

$$I_{y(K4)}^{(3)} = 1,52 \cdot I_{K4}^{(3)} = 1,52 \cdot 0,664 = 1,01 \text{кА}$$

$$I_{y(K5)}^{(3)} = 1,52 \cdot I_{K5}^{(3)} = 1,52 \cdot 0,664 = 1,01 \text{кА}$$

Мощность трехфазного короткого замыкания в точке К4 находим по следующей формуле:

$$S_{K(K4)}^{(3)} = \frac{S_{\sigma}}{z_{T1-10}^* + z_{c2}^* + z_{л2}^*}, \quad (23)$$

Имеем:

$$S_{K(K4)}^{(3)} = \frac{S_{\sigma}}{z_{T1-10}^* + z_{c1}^* + z_{л1}^*} = \frac{100}{8 + 0,188 + 0,08} = 12,1 \text{МВА}$$

Мощность трехфазного короткого замыкания в точке К5 находим по такой формуле:

$$S_{K(K5)}^{(3)} = \frac{S_{\sigma}}{z_{T2-10}^* + z_{c3}^* + z_{л3}^*}, \quad (24)$$

Имеем:

$$S_{K(K5)}^{(3)} = \frac{S_{\sigma}}{z_{T2-10}^* + z_{c3}^* + z_{л3}^*} = \frac{100}{8 + 0,188 + 0,08} = 12,1 \text{МВА}$$

Находим токи двухфазного короткого замыкания в точках К1, К2, К3 по следующей формуле:

$$I_{y(K1..3)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot S_{K(K1..3)}^{(3)}}{2} \quad (25)$$

Имеем:

$$I_{y(K1)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot S_{K(K1)}^{(3)}}{2 \cdot U_{\phi}} = 0,866 \cdot \frac{61,2}{115,5} = 0,458 \text{кА}$$

$$I_{y(K2)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot S_{K(K2)}^{(3)}}{2 \cdot U_{\phi}} = 0,866 \cdot \frac{25,7}{115,5} = 0,192 \text{кА}$$

$$I_{y(K3)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot S_{K(K3)}^{(3)}}{2 \cdot U_{\phi}} = 0,866 \cdot \frac{56,33}{115,5} = 0,422 \text{кА}$$

Находим ударные токи двухфазного короткого замыкания в точках К1, К2, К3 по формуле:

$$i_{y(K1..3)}^{(2)} = 2,55 \cdot I_{K1..3}^{(2)} \quad (26)$$

Имеем:

$$i_{y(K1)}^{(2)} = 2,55 \cdot I_{K1}^{(2)} = 2,55 \cdot 0,458 = 1,1679 \text{кА}$$

$$i_{y(K2)}^{(2)} = 2,55 \cdot I_{K2}^{(2)} = 2,55 \cdot 0,192 = 0,4896 \text{кА}$$

$$i_{y(K3)}^{(2)} = 2,55 \cdot I_{K3}^{(2)} = 2,55 \cdot 0,422 = 1,0761 \text{кА}$$

Находим действующие значения токов двухфазного короткого замыкания в точках К1, К2, К3 по формулам:

$$I_{y(K1..3)}^{(2)} = 1,52 \cdot I_{K1..3}^{(2)}, \quad (27)$$

Имеем:

$$I_{y(K1)}^{(2)} = 1,52 \cdot I_{K1}^{(2)} = 1,52 \cdot 0,458 = 0,696 \text{кА}$$

$$I_{y(K2)}^{(2)} = 1,52 \cdot I_{K2}^{(2)} = 1,52 \cdot 0,192 = 0,292 \text{кА}$$

$$I_{y(K3)}^{(2)} = 1,52 \cdot I_{K3}^{(2)} = 1,52 \cdot 0,422 = 0,641 \text{кА}$$

Определяем мощность двухфазного короткого замыкания по следующей формуле:

$$S_{K(K1..3)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot S_{K(K1..3)}^{(3)}, \quad (28)$$

Имеем:

$$S_{K(K1)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot S_{K(K1..3)}^{(3)} = 0,866 \cdot 61,2 = 52,999 \text{ МВА}$$

$$S_{K(K2)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot S_{K(K1..3)}^{(3)} = 0,866 \cdot 25,7 = 22,2562 \text{ МВА}$$

$$S_{K(K3)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot S_{K(K1..3)}^{(3)} = 0,866 \cdot 56,33 = 48,782 \text{ МВА}$$

Согласно данных расчетов видим, что шины ЗРУ-10 справляются с пиковыми нагрузками.

3.3 Расчет тока короткого замыкания на шинах ОРУ-27,5

Схема замещения для расчета токов короткого замыкания на шинах ОРУ-27,5 кВ (Открытое распределительное устройство контактной тяговой электросети) представлена на рисунке 7.

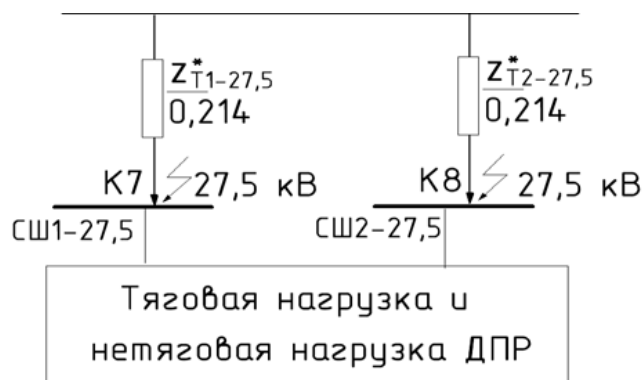


Рисунок 7 - Схема замещения для расчета токов короткого замыкания на шинах ОРУ-27,5 кВ

Конфигурация схемы рисунка 7 соответствует конфигурации схемы рисунка 6, только на схеме показаны стороны среднего напряжения (СН) трансформаторов Т1 и Т2. Полные сопротивления сторон среднего напряжения (тяговая и нетяговая нагрузки) в относительных единицах – соответственно $Z_{T1-27,5}^*$ и $Z_{T2-27,5}^*$. Точка К7 – точка короткого замыкания средней стороны трансформатора Т1 на шину сШ1-27,5, точка К8 – точка короткого замыкания средней стороны трансформатора Т2 на шину сШ2-27,5.

Находим базисные токи в точках К7 и К8 по формуле:

$$I_{6(K7,K8)} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6^{CH}}, \quad (29)$$

Принимаем базисную мощность $S_6 = 100$ МВА, а базисное напряжение на стороне низкого напряжения (НН) на 5% больше, чем номинальное напряжение 10 кВ, то есть:

$$U_6^{НН} = 1,05 \cdot U_{НОМ}^{СН} = 1,05 \cdot 27,5 = 28,875 \text{ кВ}$$

Имеем для точек К7 и К8:

$$I_{6(К7,К8)} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6^{СН}} = \frac{100}{1,732 \cdot 28,875} = 1,99 \text{ кА}$$

Относительные внутренние сопротивления трансформаторов Т1 и Т2 по средней стороне находим по следующей формуле:

$$z_{Т1-27,5}^* = z_{Т2-27,5}^* = \frac{U_{НОМ}^2}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}}, \quad (30)$$

где $S_{НОМ} = 12,5$ МВА - номинальная мощность трансформаторов ТМТНЖСМ-25000/110 УХЛ1 на стороне среднего напряжения.

Имеем:

$$z_{Т1-27,5}^* = z_{Т2-27,5}^* = \frac{756,25}{100} \cdot \frac{100}{12,5} = 60,25 \text{ отн. ед}$$

Находим начальные токи трехфазного короткого замыкания в точке К7 по формуле:

$$I_{К7}^{(3)} = \frac{I_{6(К4,К5)}}{z_{Т1-27,5}^* + z_{с2}^* + z_{Л2}^*}, \quad (31)$$

Имеем:

$$I_{K7}^{(3)} = \frac{I_{6(K4,K5)}}{z_{T1-27,5}^* + z_{c2}^* + z_{л2}^*} = \frac{5,49}{60,25 + 0,188 + 0,08} = 1,382 \text{ кА}$$

Находим начальные токи трехфазного короткого замыкания в точке К5 по формуле:

$$I_{K5}^{(3)} = \frac{I_{6(K4,K5)}}{z_{T2-27,5}^* + z_{c3}^* + z_{л3}^*}, \quad (32)$$

Имеем:

$$I_{K5}^{(3)} = \frac{I_{6(K4,K5)}}{z_{T2-27,5}^* + z_{c3}^* + z_{л3}^*} = \frac{5,49}{1,587 + 0,188 + 0,08} = 2,959 \text{ кА}$$

Находим ударные токи в точках К4, К5 по формуле:

$$i_{y(K4,5)}^{(3)} = 2,55 \cdot I_{(K4,K5)}^{(3)}, \quad (33)$$

Имеем:

$$\begin{aligned} i_{y(K4)}^{(3)} &= 2,55 \cdot I_{K4}^{(3)} = 2,55 \cdot 1,382 = 3,5421 \text{ кА} \\ i_{y(K5)}^{(3)} &= 2,55 \cdot I_{K5}^{(3)} = 2,55 \cdot 2,959 = 7,56 \text{ кА} \end{aligned}$$

Находим действующие значения токов короткого замыкания в точках К4, К5 по формулам:

$$I_{y(K4..5)}^{(3)} = 1,52 \cdot I_{K4..5}^{(3)}, \quad (34)$$

Имеем:

$$\begin{aligned} I_{y(K4)}^{(3)} &= 1,52 \cdot I_{K4}^{(3)} = 1,52 \cdot 1,382 = 2,1 \text{ кА} \\ I_{y(K5)}^{(3)} &= 1,52 \cdot I_{K5}^{(3)} = 1,52 \cdot 2,959 = 4,498 \text{ кА} \end{aligned}$$

Мощность трехфазного короткого замыкания в точке К4 находим по следующей формуле:

$$S_{K(K4)}^{(3)} = \frac{S_6}{z_{T1-10}^* + z_{c2}^* + z_{л2}^*}, \quad (35)$$

Имеем:

$$S_{K(K4)}^{(3)} = \frac{S_6}{z_{c1} + z_{л1}} = \frac{100}{3,703 + 0,188 + 0,08} = 25,1825 \text{ МВА}$$

Мощность трехфазного короткого замыкания в точке К5 находим по такой формуле:

$$S_{K(K5)}^{(3)} = \frac{S_6}{z_{T2-10}^* + z_{c3}^* + z_{л3}^*}, \quad (36)$$

Имеем:

$$S_{K(K5)}^{(3)} = \frac{S_6}{z_{T2-10}^* + z_{c3}^* + z_{л3}^*} = \frac{100}{1,587 + 0,188 + 0,08} = 53,908 \text{ МВА}$$

Находим токи двухфазного короткого замыкания в точках К1, К2, К3 по следующей формуле:

$$I_{y(K1..3)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot S_{K(K1..3)}^{(3)}}{2}, \quad (37)$$

Имеем:

$$I_{y(K1)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot S_{K(K1)}^{(3)}}{2 \cdot U_6} = 0,866 \cdot \frac{61,2}{115,5} = 0,458 \text{ кА}$$

$$I_{y(K2)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot S_{K(K2)}^{(3)}}{2 \cdot U_6} = 0,866 \cdot \frac{25,7}{115,5} = 0,192 \text{кА}$$

$$I_{y(K3)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot S_{K(K3)}^{(3)}}{2 \cdot U_6} = 0,866 \cdot \frac{56,33}{115,5} = 0,422 \text{кА}$$

Находим ударные токи двухфазного короткого замыкания в точках К1, К2, К3 по формуле:

$$i_{y(K1..3)}^{(2)} = 2,55 \cdot I_{K1..3}^{(2)}, \quad (38)$$

Имеем:

$$i_{y(K1)}^{(2)} = 2,55 \cdot I_{K1}^{(2)} = 2,55 \cdot 0,458 = 1,1679 \text{кА}$$

$$i_{y(K2)}^{(2)} = 2,55 \cdot I_{K2}^{(2)} = 2,55 \cdot 0,192 = 0,4896 \text{кА}$$

$$i_{y(K3)}^{(2)} = 2,55 \cdot I_{K3}^{(2)} = 2,55 \cdot 0,422 = 1,0761 \text{кА}$$

Находим действующие значения токов двухфазного короткого замыкания в точках К1, К2, К3 по формулам:

$$I_{y(K1..3)}^{(2)} = 1,52 \cdot I_{K1..3}^{(2)}, \quad (39)$$

Имеем:

$$I_{y(K1)}^{(2)} = 1,52 \cdot I_{K1}^{(2)} = 1,52 \cdot 0,458 = 0,696 \text{кА}$$

$$I_{y(K2)}^{(2)} = 1,52 \cdot I_{K2}^{(2)} = 1,52 \cdot 0,192 = 0,292 \text{кА}$$

$$I_{y(K3)}^{(2)} = 1,52 \cdot I_{K3}^{(2)} = 1,52 \cdot 0,422 = 0,641 \text{кА}$$

Определяем мощность двухфазного короткого замыкания по следующей формуле:

$$S_{K(K1..3)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot S_{K(K1..3)}^{(3)}, \quad (40)$$

Имеем:

$$S_{K(K1)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot S_{K(K1..3)}^{(3)} = 0,866 \cdot 61,2 = 52,999 \text{ МВА}$$

$$S_{K(K2)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot S_{K(K1..3)}^{(3)} = 0,866 \cdot 25,7 = 22,2562 \text{ МВА}$$

$$S_{K(K3)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot S_{K(K1..3)}^{(3)} = 0,866 \cdot 56,33 = 48,782 \text{ МВА}$$

3.4 Расчет тока короткого замыкания на шинах собственных нужд

Согласно техническому паспорту на подстанцию ЭЧЭ-85 «Нюхча», на подстанции используется два трансформатора собственных нужд (ТСН) типа ТМЖ-250/27,5 У1, мощностью 250 КВА каждый. Оба трансформатора имеют высокую сторону 27,5 кВ и питаются соответственно от стороны тягового напряжения трансформаторов Т1 и Т2 по системе ДПР.

Высокая сторона трансформатора ТСН1-27,5 подключена к СШ1-27,5, а высокая сторона ТСН2-27,5 – к СШ2-27,5.

Расчетная схема для расчета токов коротких замыканий в цепях собственных нужд представлена на рисунке 8.

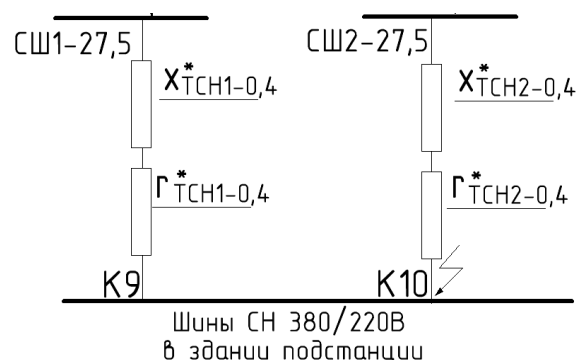


Рисунок 8 - Схема замещения для расчета токов короткого замыкания на шинах ОРУ-27,5 кВ

Как видно из рисунка 8, трансформаторы собственных нужд работают на шины собственных нужд (СН) 0,4 кВ, размещенных в здании самой подстанции. Все «низковольтное» электрооборудование подстанции (например, освещение здания) получает питание от них.

Для трансформаторов ТСН1-27,5 и ТСН2-27,5 (они одинаковые) находим номинальный ток трансформатора собственных нужд (под этим током в данном случае понимается ток во вторичных обмотках трансформатора при его работе на всю его мощность):

$$I_{\text{НОМТСН1}} = I_{\text{НОМТСН2}} = \frac{S_{\text{НОМТСН}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМТСН}}} = \frac{250}{1,73 \cdot 0,4} = 361,27\text{А}$$

Уточняем напряжение короткого замыкания (паспортные данные трансформатора) для ТМЖ-250/27,5 У1 составляет: $U_{\text{к}} = 6\%$.

Находим полное сопротивление обмоток трансформатора собственных нужд:

$$Z_{\text{ТСН1}} = Z_{\text{ТСН2}} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМТСН}}^2}{S_{\text{НОМТСН}}} = \frac{6}{100} \cdot \frac{0,4^2}{250} = 38,4\text{МОм}$$

Находим базисные токи в точках К4 и К5 по формуле:

$$I_{\text{б(К4,К5)}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б}}^{\text{СН}}} \quad (41)$$

Принимаем базисную мощность $S_{\text{б}} = 1000$ кВА, а базисное напряжение на стороне низкого напряжения (НН) трансформатора

собственных нужд на 5% больше, чем номинальное напряжение 10 кВ, то есть:

$$U_6^{HH} = 1,05 \cdot U_{НОМ}^{HH} = 1,05 \cdot 0,4 = 0,42 \text{ кВ}$$

Имеем для точек К9 и К10:

$$I_{6(K9,K10)} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6^{HH}} = \frac{1000}{1,732 \cdot 0,4} = 1443 \text{ А}$$

Относительные внутренние сопротивления трансформаторов Т1 и Т2 по средней стороне находим по следующей формуле:

$$z_{ТЧН1-0,4}^* = z_{ТЧН2-0,4}^* = \frac{U_{НОМ}^2}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}}, \quad (42)$$

где $S_{НОМ} = 250 \text{ кВА}$ - номинальная мощность трансформаторов ТМЖ-250/27,5 У1.

Имеем:

$$z_{ТЧН1-0,4}^* = z_{ТЧН2-0,4}^* = \frac{0,4^2}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,064 \text{ отн. ед}$$

Находим начальный ток трехфазного короткого замыкания в точке К9 по формуле:

$$I_{K9}^{(3)} = \frac{I_{\delta(K9,K10)}}{z_{T1-10}^* + z_{c2}^* + z_{л2}^* + z_{TCH1-0,4}^*}, \quad (43)$$

Имеем:

$$I_{K9}^{(3)} = \frac{I_{\delta(K9,K10)}}{z_{T1-10}^* + z_{c2}^* + z_{л2}^* + z_{TCH1-0,4}^*} = \frac{1,443}{3,703 + 0,188 + 0,08 + 0,064} = 357 \text{ A}$$

Находим начальный ток трехфазного короткого замыкания в точке K10 по формуле:

$$I_{K10}^{(3)} = \frac{I_{\delta(K9,K10)}}{z_{T2-10}^* + z_{c3}^* + z_{л3}^* + z_{TCH2-0,4}^*}, \quad (44)$$

Имеем:

$$\begin{aligned} I_{K10}^{(3)} &= \frac{I_{\delta(K4,K5)}}{z_{T2-10}^* + z_{c3}^* + z_{л3}^* + z_{TCH2-0,4}^*} = \\ &= \frac{1,443}{1,587 + 0,188 + 0,08 + 0,064} = 752 \text{ A} \end{aligned}$$

Находим ударные токи в точках K9, K10 по формуле:

$$i_{y(K9,10)}^{(3)} = 2,55 \cdot I_{(K9,K10)}^{(3)}, \quad (45)$$

Имеем:

$$i_{y(K9)}^{(3)} = 2,55 \cdot I_{K9}^{(3)} = 2,55 \cdot 357 = 910,35A$$

$$i_{y(K10)}^{(3)} = 2,55 \cdot I_{K10}^{(3)} = 2,55 \cdot 752 = 1917,6A$$

Находим действующие значения токов короткого замыкания в точках К9, К10 по формулам:

$$I_{y(K9..10)}^{(3)} = 1,52 \cdot I_{K9..10}^{(3)}, \quad (46)$$

Имеем:

$$I_{y(K9)}^{(3)} = 1,52 \cdot I_{K9}^{(3)} = 1,52 \cdot 357 = 542,64A$$

$$I_{y(K5)}^{(3)} = 1,52 \cdot I_{K5}^{(3)} = 1,52 \cdot 752 = 1143,04A$$

Мощность трехфазного короткого замыкания в точке К9 находим по следующей формуле:

$$S_{K(K9)}^{(3)} = \frac{S_6}{z_{T1-10}^* + z_{c2}^* + z_{л2}^* + z_{TCH1-0,4}^*}, \quad (47)$$

Имеем:

$$S_{K(K9)}^{(3)} = \frac{S_6}{z_{T1-10}^* + z_{c2}^* + z_{л2}^* + z_{TCH1-0,4}^*} = \frac{1000}{3,703 + 0,188 + 0,064} = 252KBA$$

Мощность трехфазного короткого замыкания в точке К10 находим по такой формуле:

$$S_{K(K10)}^{(3)} = \frac{S_6}{z_{T2-10}^* + z_{c3}^* + z_{л3}^* + z_{TCH1-0,4}^*}, \quad (48)$$

Имеем:

$$S_{K(K10)}^{(3)} = \frac{1000}{1,587 + 0,188 + 0,08 + 0,064} = 521 \text{ КВА}$$

Находим токи двухфазного короткого замыкания в точках К9, К10 по следующей формуле:

$$I_{y(K9..10)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot S_{K(K9..10)}^{(3)}}{2}, \quad (49)$$

Имеем:

$$I_{y(K9)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot S_{K(K9)}^{(3)}}{2 \cdot U_6} = 1,73 \cdot \frac{521}{2 \cdot 0,4} = 1128 \text{ А}$$

$$I_{y(K10)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot S_{K(K10)}^{(3)}}{2 \cdot U_6} = 0,866 \cdot \frac{252}{0,4} = 545,58 \text{ А}$$

Находим ударные токи двухфазного короткого замыкания в точках К9, К10 по формуле:

$$i_{y(K9..10)}^{(2)} = 2,55 \cdot I_{K9..10}^{(2)}, \quad (50)$$

Имеем:

$$i_{y(K9)}^{(2)} = 2,55 \cdot I_{K9}^{(2)} = 2,55 \cdot 1128 = 2876 \text{ А}$$

$$i_{y(K10)}^{(2)} = 2,55 \cdot I_{K10}^{(2)} = 2,55 \cdot 545,58 = 1391,23 \text{ А}$$

Находим действующие значения токов двухфазного короткого замыкания в точках К9, К10 по формулам:

$$I_{y(K9..10)}^{(2)} = 1,52 \cdot I_{K9..10}^{(2)}, \quad (51)$$

Имеем:

$$I_{y(K9)}^{(2)} = 1,52 \cdot I_{K9}^{(2)} = 1,52 \cdot 2876 = 4371,52 \text{ А}$$

$$I_{y(K10)}^{(2)} = 1,52 \cdot I_{K10}^{(2)} = 1,52 \cdot 1391,23 = 2114 \text{ А}$$

Определяем мощность двухфазного короткого замыкания по следующей формуле:

$$S_{K(K9..10)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot S_{K(K9..10)}^{(3)}, \quad (52)$$

Имеем:

$$S_{K(K9)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot S_{K(K9)}^{(3)} = 0,866 \cdot 252 = 218,232 \text{ КВА}$$

$$S_{K(K2)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot S_{K(K10)}^{(3)} = 0,866 \cdot 521 = 451,186 \text{ КВА}$$

3.5 Сводные результаты расчета

Результаты вычисления токов трехфазного короткого замыкания занесены в таблицу 6.

Таблица 6 - Результаты расчета токов трехфазного короткого замыкания на тяговой подстанции ЭЧЭ-85 Нюхча

Точка К.З.	Трехфазное К.З.			
	$I_{K9}^{(3)}$, кА	$i_y^{(3)}$, кА	$I_y^{(3)}$, кА	$S_K^{(3)}$, МВА
К1, ОРУ-110кВ (СШ1)	0,305	0,777	0,464	61,2
К2, ОРУ-110кВ (СШ1)	0,128	0,326	0,194	25,7
К3, ОРУ-110кВ (СШ2)	0,281	0,716	0,427	56,33
К4, ЗРУ-10кВ (СШ1)	0,664	1,693	1,01	12,1
К5, ЗРУ-10кВ (СШ2)	0,664	1,693	1,01	12,1
К7, ОРУ-27,5кВ (СШ1)	1,382	3,5	2,1	25,18
К8, ОРУ-27,5кВ (СШ2)	2,959	7,56	4,498	53,908
К9, Шины СН -0,4кВ	0,357	0,910	0,542	0,252
К10, Шины СН -0,4кВ	0,752	1,917	1,143	0,521

3.6. Расчет фильтрокомпенсирующего устройства

Тяговая нагрузка подключена к средней стороне тяговых трансформаторов Т1 и Т2 (согласно схеме подстанции и в обозначениях схемы подстанции) следующим образом:

- фаза «а1» трансформатора Т2 к дистанции контактной электросети Нюхча-Сумпосад;
- фаза «а2» трансформатора Т2 - к контактному проводу «Станция Нюхча»;
- фаза «а2» трансформатора Т1 – к дистанции контактной электросети «Нюхча-Малешуйка».

Упрощенная (без разъединителей и выключателей) схема подключения трансформаторов к фидерам контактных проводов представлена на рисунке 9.

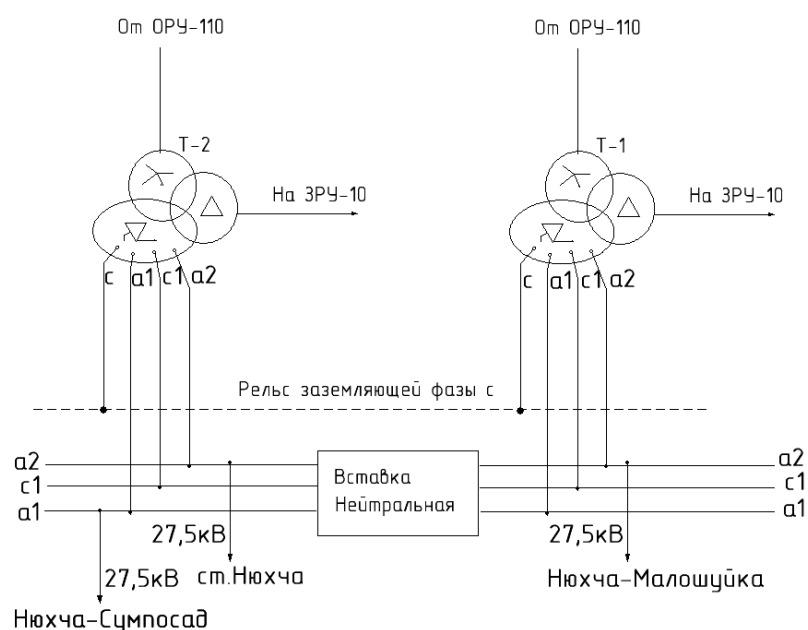


Рисунок 9 - Упрощенная схема подключения тяговых трансформаторов подстанции ЭЧЭ-85 «Нюхча» к линиям контактной электросети

Отметим, что на данном рисунке не показана нетяговая нагрузка ДПР (два провода и рельс), так как ее мощность по сравнению с тяговой незначительна.

Как видно из рисунка 9, тяговая нагрузка на трансформаторы несимметрична. У трансформатора Т1 нагружена только фаза «а2» (в обозначениях схемы подстанции), а у трансформатора Т2 – фазы «а1» и «с1», причем величина нагрузок – разная и меняющаяся во времени. Кроме несимметричности, существенным фактором, снижающим работу подстанции, являются значительные коммутационные токи, вызванные скачкообразным увеличением нагрузки, когда поезд прибывает на участок пути, обслуживаемый контактной линией и скачкообразным снижением нагрузки, когда поезд покидает этот участок пути.

Исходя из сказанного, необходимо компенсировать несимметричность тяговой нагрузки и сгладить броски коммутационных токов для повышения надежности работы подстанции.

Для этого целесообразно использовать фильтрокомпенсирующее устройство (ФКУ), которое представляет собой батарею конденсаторов. Расчетная схема фильтрокомпенсирующего устройства для рассматриваемой подстанции ЭЧЭ-85 «Нюхча» представлена на рисунке 10.

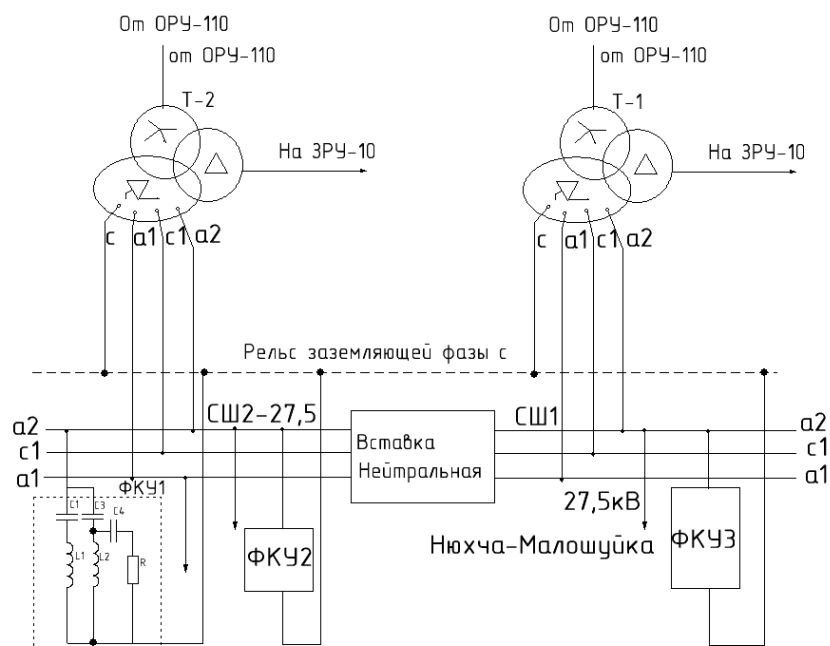


Рисунок 10 – Расчетная схема фильтрокомпенсирующего устройства

Фильтрокомпенсирующее устройство представляет собой реактивную нагрузку, которая подключается к фазе, нагруженной тяговой нагрузкой. Реактивная нагрузка ФКУ должна иметь емкостной характер, тогда как реактивная тяговая нагрузка (электродвигатели поездов) имеют индуктивный характер. За счет того, что нагрузка ФКУ и тяговых электродвигателей поездов имеют разные знаки, происходит выравнивание (симметрирование) фаз.

Фильтрокомпенсирующее устройство должно также обеспечивать эффективное подавление коммутационных токов, начиная с третьей гармоники.

Перейдем непосредственно к расчету фильтрокомпенсирующего устройства.

Мощность электропоезда составляет 5..10 МВА. Примем среднее значение мощности электровоза (тяговой нагрузки) для одной фазы: $S_{ТН} = 7\text{МВА}$

Ток в одной фазе контактной сети соответственно:

Значение коэффициент мощности электровоза лежит в пределах:
 $= 0,75..0,85$. К расчету принимаем $\cos\varphi = 0,8$.

Находим активную мощность тяговой нагрузки:

$$P_{\text{TH}} = S_{\text{TH}} \cdot \cos\varphi = 7\text{MBA} \cdot 0,8 = 5,6\text{МВт}, \quad (53)$$

Находим реактивную мощность тяговой нагрузки:

$$Q_{\text{TH}} = \sqrt{S_{\text{TH}}^2 - P_{\text{TH}}^2} = \sqrt{7^2 - 5,6^2} = 4,2\text{МВар}, \quad (54)$$

Принимаем реактивную мощность батареи конденсаторов:

$$Q_{\text{TH}} = Q_{\text{БК}} = 4,2\text{МВар}$$

Эффективное сглаживание напряжений высших гармоник и использование в ФКУ достигается за счет присутствия дополнительной емкости симметрирующего устройства, которая распределена по фазам и сочетается с параметрами сети. Суммарный ток высшей гармоники, проходящий через фильтр, и остаточное напряжение n-й гармоники между нулевым рельсом (фазой С) и точками В будут определяться выражениями:

$$U_{\text{nBC}} = \frac{\rho_{\text{BC}} \cdot \sqrt{3 \cdot (1 + \rho_{\text{CA}} + \rho_{\text{CA}}^2)}}{1 + \rho_{\text{BC}} + \rho_{\text{CA}}} \cdot U_{\text{n*}}$$

$$I_{\text{V}\Sigma}^{\text{BC}} = \sqrt{I_{\text{n}}^2 + (I_{\text{n}} \cdot \sigma_{\text{n}}^{\text{BC}})^2}$$

При расчете симметрирующего устройства и ФКУ руководствуются соотношением:

$$Q_{BC(CA)} \geq 1,2 \cdot U_{НОМ.БК} \cdot I_{V\Sigma}^{BC(CA)}$$

где $U_{НОМ.БК}$ – номинальное рабочее напряжение батареи высоковольтных конденсаторов.

На основании гипотез о необходимости модернизации, выдвинутых в первой главе в ходе теоретического рассмотрения принципа построения опорных тяговых подстанций переменного тока, а также анализа схемы электрической и технического состояния тяговой подстанции ЭЧЭ-85 «Нюхча» в данной главе был разработан и обоснован план модернизации опорной тяговой подстанции ЭЧЭ-85 «Нюхча».

Новые коммутационные аппараты отличаются от существующих лучшими электрическими характеристиками, а также большей отказоустойчивостью за счет улучшенной конструкции. Их внедрение позволит сократить расходы на ремонт коммутационного оборудования при дальнейшей эксплуатации подстанции. Расчет токов короткого замыкания показал, что выключатели и разъединители, предлагаемые к замене, выдерживают нагрузки в аварийных режимах работы с большим запасом по току.

Внедрение ФКУ, в свою очередь, позволяет существенно снизить броски коммутационных токов на тяговой стороне подстанции.

4 Технико-экономическая оценка проекта модернизации тяговой подстанции переменного тока ЭЧЭ-85 ст. Нюхча

Темой выпускной квалификационной работы является модернизация действующей опорной тяговой подстанции переменного тока ЭЧЭ-85«Нюхча». Подстанция построена в 2005 году. Суть модернизации заключается в замене силового оборудования, наиболее сильно подверженного моральному и физическому износу, на новое.

В связи с этим следует учитывать возникающие технико-экономические проблемы, связанные с необходимостью оптимального выбора комплекса вновь вводимого оборудования, которое характеризуется следующими особенностями:

- в связи с новыми целями и задачами к проектируемому оборудованию предъявляются более строгие требования, чем к старому;
- значительно изменилась стоимость силового оборудования и элементов вторичных цепей.

Модернизация тяговой подстанции включает в себя проведение комплекса работ по демонтажу функционирующего на данный момент оборудования и установке современного без дополнительных строительных работ, в связи с тем, что площадь здания позволяет осуществить установку нового оборудования и не требует увеличения площади, а конструкции на ОРУ возможно использовать без существенных доработок.

Надежность работы подстанции и систем электроснабжения промышленных предприятий в значительной степени определяется безотказной работой выключателей.

В процессе выбора нового оборудования необходимо рассматривать как абсолютно новые модели оборудования, так и уже успевшие себя зарекомендовать как надёжные.

Целью экономического расчета является определение капитальных затрат на установку основного оборудования и годовых приведенных затрат по укрупненным показателям. Техническое решение по оснащению тяговой подстанции новым оборудованием обосновывается экономически в зависимости от размеров годовых приведенных затрат с рассмотрением переменных составляющих капиталовложений и соответствующих им элементов годовых эксплуатационных расходов.

К годовым эксплуатационным расходам относятся расходы на материалы, связанные с текущим ремонтом оборудования; амортизационные отчисления.

Данные о стоимости оборудования предоставлены по укрупненным показателям техническим отделом Кемской дистанцией электроснабжения.

5 Оценка электробезопасности при работе тяговой подстанции переменного тока ЭЧЭ-84 ст. Нюхча

Темой выпускной квалификационной работы бакалавра является модернизация тяговой подстанции Нюхча (ЭЧЭ-85) Октябрьской железной дороги. Обслуживание оборудования и ремонт подстанций в зоне ответственности ЭЧ-9 осуществляют сотрудники дистанции электроснабжения.

При проведении всех видов работ на тяговой подстанции главным является обеспечение безопасности обслуживающего персонала. Работники подстанции должны уделять большое внимание соблюдению правил по охране труда и технике безопасности для безопасного обслуживания электроустановок. Кроме того, как и все работники железнодорожного транспорта, персонал ЭЧ должен строго соблюдать технику безопасности, находясь на железнодорожных путях. [13, 18, 19, 20 ,21]

В соответствии с Правилами противопожарного режима в Российской Федерации от 16 сентября 2020 года N 1479 устанавливаются следующие требования пожарной безопасности: [10]

- трансформаторные подстанции должны быть защищены от попадания в них снега и дождя;
- двери всех трансформаторных помещений должны быть выполнены из негорючих материалов и открываться наружу или в другое помещение, не связанное с постоянным пребыванием людей и не являющееся эвакуационным путем. Доступ в трансформаторные помещения должен быть ограничен.

Надежная эксплуатация трансформаторов и их пожарная безопасность должны обеспечиваться:

- содержанием в исправном состоянии устройств охлаждения, регулирования и защиты оборудования;

- качественным выполнением ремонтов основного и вспомогательного оборудования, устройств автоматики и защиты.

Маслоприемные устройства под трансформаторами должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения.

Запрещается при пожаре на трансформаторе сливать масло из корпуса, так как это может привести к распространению огня на его обмотку и затруднить тушение пожара.

В местах установки пожарной техники должны быть оборудованы и обозначены места заземления.

Запрещается включение в эксплуатацию трансформаторов на электростанциях и подстанциях, если не обеспечена полная готовность к работе установок пожаротушения, предусмотренных проектом.

Пуск автоматической установки пожаротушения трансформатора (реактора) должен производиться только после снятий напряжения при срабатывании газовой и дифференциальной защиты и дистанционно со щита управления.

При любом виде пуска установки пожаротушения на трансформаторе должны быть отключены через выходные реле все его выключатели. Установки пожаротушения должны приводиться в действие после отключения выключателей или при отсутствии напряжения на трансформаторе.

В установке пожаротушения трансформатора должна предусматриваться выдача сигнала на закрытие отсечного клапана, устанавливаемого в трубопроводе масла между трансформатором и расширителем. Последующее открытие клапана производится вручную.

Необходимо свести к минимуму выделение токсичных газов и непрозрачного дыма из трансформатора в случае пожара.

Работник, обнаруживший пожар или признаки горения (задымление, запах гари, повышение температуры), немедленно должен сообщить по

телефону в пожарную охрану и сотрудникам охраны, указать объект и место возникновения пожара, сообщить свою фамилию.

При возникновении пожара в трансформаторном помещении необходимо:

- проверить, отключился ли автоматический масляный выключатель загоревшегося трансформатора, если нет, то немедленно его отключить;
- отключить загоревшийся трансформатор разъединителями от высокого и низкого напряжения;
- открыть аварийный вентиль для слива масла из горящего трансформатора в маслосборное устройство (емкость);
- приступить к тушению пожара имеющимися огнетушителями, а в крайнем случае — песком;
- при угрозе переброски огня на аппаратуру, находящуюся под горящим трансформатором, или осаждении копоти и сажи на работающую аппаратуру и воздушные провода принять меры к снятию с них напряжения.

Заключение

В ходе выпускной квалификационной работе бакалавра разработан проект модернизации действующей опорной тяговой подстанции ЭЧЭ-85 «Нюхча». Необходимость модернизации обусловлена сильным физическим износом коммутационного оборудования подстанции, а также работой тяговых сторон силовых трансформаторов в несимметричном режиме с сильными бросками коммутационных токов в момент включения тяговой нагрузки (прохождения электропоездов).

Цель работы - улучшение надежности снабжения потребителей, питаемых от данной подстанции, а также повышение безопасности работы оперативного и обслуживающего персонала.

Находящееся коммутационное оборудование на тяговой подстанции сильно устарело и требует замены на более современное и надёжное. В немалой степени это обусловлено ремонтами коммутационного оборудования, которые фактически проводились, и о чем сделаны соответствующие записи в техпаспорте подстанции. Это значительно повысит надежность при отключении аварийных режимов, безопасность и оперативность ремонтных работ, снизит эксплуатационные расходы.

Предложено коммутационно-защитное оборудование (выключатели и разъединители), имеющие улучшенную конструкцию и обладающее лучшими электрическими параметрами. Расчетами обосновано то, что данное оборудование с большим запасом выдержит эксплуатацию на данной подстанции, включая режимы короткого замыкания.

Выбранное оборудование и рассмотренные конструктивные решения обеспечат надежный режим работы данной подстанции. Это в свою очередь обеспечит бесперебойное электроснабжение потребителей.

Из всего вышеизложенного следует, что модернизация действующей опорной тяговой подстанции ЭЧЭ-85 «Нюхча» целесообразна.

Список используемых источников

1. Гапанович В.А, Елифанцев С.Н, Овсейчук В.А. Энергетическая стратегия и электрификация Российских Железных дорог/под 2012. 196 с.
2. Давыдова И. К. Справочник по эксплуатации тяговых подстанций и постов секционирования. – М.: Транспорт, 1978. 416 с.
3. Концепция модернизации устройств электроснабжения железных дорог. – М.: МПС, Департамент электрификации и электроснабжения, 1999. 147 с.
4. Марквардт К. Г. Справочник по электроснабжению железных дорог. Т.1. – М.: Транспорт, 1980. 256с.
5. Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций: учебное пособие .3-у изд.доп.,М.: Инфра- Инженерия, 2019.-148 с.
6. ОАО «Российские Железные Дороги» Технический паспорт тяговой подстанции ЭЧЭ-85 Нюхча. Форма ЭУ№101.
7. Основные направления развития и повышения эффективности работы Октябрьской железной дороги на 2000 – 2005 г.г. – СПб.: МПС, 2000. – 113 с.
8. Оценка экономической эффективности инвестиций и инноваций на железнодорожном транспорте: Учеб. пособ. / Сост. А. А. Зайцев и др., 2001. 149 с.
9. Плешаков Ю. В. Тяговые и трансформаторные подстанции: Метод. указ. к курс. работе/ Сост. Плешаков Ю. В., Марикин А.Н.и др., 2007. 41 с.
10. Правила безопасности при эксплуатации электроустановок тяговых подстанций и районов электроснабжения железных дорог ОАО «РЖД» №1105/р от 13.06.2017
11. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей - 2019.- Москва: Проспект, 2019. 280 с.

12. Правила устройства системы тягового электроснабжения железных дорог. ЦЭ – 462. – М.: МПС, 1997. 147 с.
13. Почаевец В. С. Электрические подстанции: Учеб. для техникумов и колледжей ж.-д. трансп. – М. Желдориздат, 2001. 512 с.
14. Рожкова Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций: Учеб. для техникумов/ Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин М.: Энергия, 1980.600 с.
15. Силовое оборудование тяговых подстанций железных дорог (сборник справочных материалов). – М.:ОАО «РЖД»,2004.384 с.
16. Стратегия развития железнодорожного транспорта в Российской Федерации до 2030 г. /Утв. Распоряжением правительства Российской Федерации от 17.06.2008 г. №877р
17. Транспортная стратегия Российской Федерации до 2030 г. /Утв. Распоряжением правительства Российской Федерации от 22.11.2008 г. №1734-р
18. Федеральный закон «О железнодорожном транспорте Российской Федерации» от 10.01.2003, (ред. 02.07.2013)
19. Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003,№35 ФЗ (ред. 21.07.2014)
20. Федеральный закон от 27.12.2002,№184 ФЗ «О техническом регулировании»
21. Шилкина П.М. Электрифицированные железные дороги России (1929 – 2004 г.г.)./ Под общ.ред. П.М. Шилкина.- М.: Интекст, 2004. 336с.
22. Энергетическая стратегия ОАО «РЖД» на период до 2010 г. и на перспективу до 2030 г. №269р М:ОАО «РЖД», 2008. 76 с.