

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования
«Российский государственный профессионально-педагогический университет»

**РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ УЧАСТКА
ПО ПРОИЗВОДСТВУ ШАРОВ
РЕЛЬСОБАЛОЧНОГО ЦЕХА**

Выпускная квалификационная работа бакалавра
по направлению подготовки 44.03.04 Профессиональное обучение
(по отраслям)
профилю подготовки «Энергетика»
специализации «Энергохозяйство предприятий, организаций, учреждений и
энергосберегающие технологии»

Идентификационный код ВКР: 664

Екатеринбург 2018

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Российский государственный профессионально-педагогический университет»
Институт инженерно-педагогического образования
Кафедра энергетики и транспорта

К ЗАЩИТЕ ДОПУСКАЮ:
Заведующая кафедрой ЭТ
_____ А.О. Прокубовская
« ____ » _____ 2018 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ УЧАСТКА ПО ПРОИЗВОДСТВУ ШАРОВ РЕЛЬСОБАЛОЧНОГО ЦЕХА

Исполнитель:
студент группы ЗЭС-404С

К. В. Гмыря

Руководитель:
старший преподаватель кафедры ЭТ

Ю. А. Юксеев

Нормоконтролер:
старший преподаватель кафедры ЭТ

Т. В. Лискова

Екатеринбург 2018

АННОТАЦИЯ

Выпускная квалификационная работа выполнена на 59 странице, содержит 10 рисунков, 4 таблицы, 36 источников литературы, а также приложения на 6 страницах.

Ключевые слова: ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, РЕКОНСТРУКЦИЯ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, ПОДСТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ШАРОПРОКАТНЫЙ СТАН.

Гмыря К.В. Учебно-методическое обеспечение теоретических занятий по дисциплине «Общая энергетика»: выпускная квалификационная работа /К.В. Гмыря; Рос. гос. проф.-пед. ун-т, Ин-т инж.-пед. образования, Каф. Энергетики и транспорта. – Екатеринбург, 2018. – 59 с.

Краткая характеристика содержания ВКР:

1. Тема выпускной квалификационной работы «Реконструкция подстанции участка по производству шаров рельсобалочного цеха».

2. Цель работы: реконструкция подстанции участка по производству шаров рельсобалочного цеха с целью повышения надежности работы электрооборудования в условиях ОАО «ЕВРАЗ НТМК».

3. В ходе выполнения выпускной квалификационной работы проведён анализ и расчёт реконструкции электрооборудования. Произведён технико-экономический анализ и расчёт экономической эффективности реконструкции. Произведены расчёты, в соответствии с которыми и было выбрано новое электрооборудование. Разработана инструкция по эксплуатации вакуумного выключателя. Выбраны и обоснованы мероприятия для создания безопасных условий труда с электрооборудованием.

4. Произведена замена устаревшего оборудования на новое современное, в связи его физического и морального износа. Были установлены вакуумные выключатели серии VF производства АО «ПО Элтехника», что привело к повышению надёжности работы электрооборудования. Расчёт экономической эф-

фективности показывает, что проект реконструкции является выгодным и окупаемым.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
1 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ.....	5
1.1 Характеристика подстанции участка	5
1.2 Обоснование выбора темы проекта.....	6
1.3 Расчет токов короткого замыкания	7
2. ВЫБОР СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ.....	18
2.1. Выбор исполнения и схемы РУ напряжением 10 кВ	18
2.2 Выбор электрооборудования подстанции	18
2.3 Расчёт и выбор выключателей стороны низкого напряжения	19
2.4 Выбор шин распределительных устройств	30
2.5 Выбор КРУ.....	37
3.ОРГАНИЗАЦИОННО-РАСЧЁТНАЯ ЧАСТЬ	41
3.1 Расчёт защитного заземления	41
3.2 Молниезащита понизительной подстанции	45
3.3 Разработка комплекса мер безопасности при эксплуатации оборудования подстанции	47
3.4 Экономическая эффективность замены выключателей.....	49
3.5 Инструкция по эксплуатации вакуумного выключателя.....	54
3.6 Пожарная безопасность	56
3.7 Соблюдение природоохранных требований при эксплуатации электроустановок	57
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	59
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	60
ПРИЛОЖЕНИЕ А	64
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	65

ВВЕДЕНИЕ

Нижнетагильский металлургический комбинат – крупный технический комплекс с полным технологическим циклом, включающим в себя огнеупорное, коксохимическое производство, транспортные, ремонтные энергетические подразделения.

Актуальность. В настоящее время на рынке возникла потребность в высококачественных, глубоко закаленных шарах, поэтому руководством компании ЕВРАЗ было принято решение о строительстве нового шаропрокатного стана, отвечающего всем необходимым стандартам качества. Реконструкция рельсобалочного цеха, связанная со строительством нового шаропрокатного стана, является насущной и актуальной.

Нижнетагильский металлургический комбинат входит в структуру «ЕвразХолдинг» и является одним из тридцати ведущих производителей стали в мире, а по объемам производства входит в пятерку крупнейших металлургических предприятий России.

Традиционной специализацией предприятия является производство готового проката для железнодорожного транспорта рельсов, колес, бандажей, осевых заготовок, профилей для вагоностроения, для строительства широкополочных балок и других профилей проката. На комбинате действует шесть прокатных цехов, среди них рельсобалочный цех, который производит как обычные рельсы, так и объемно закаленные рельсы тяжелого типа для эксплуатации в условиях низких температур.

В связи с этим возросли требования к надежности работы подстанций, к качеству электрической энергии, к ее экономному и рациональному расходованию.

В данной работе будет рассмотрена реконструкция распределительного устройства (РУ) 10 кВ подстанции участка по производству шаров рельсоба-

лочного цеха, которая обусловлена необходимостью реконструкции и замены устаревшего электрооборудования. Планируются замена ячеек К-37 на вакуумные выключатели, а также установка 28 ячеек КРУ серии «Волга» 10

ввиду физического и морального износа имеющихся.

Цель работы: является реконструкция электрооборудования подстанции участка по производству шаров рельсобалочного цеха с целью повышения надежности работы электрооборудования в условиях ОАО «ЕВРАЗ НТМК».

Задачи:

– Рассмотреть и проанализировать решение о реконструкции ячейки комплектного распределительного устройства напряжением 10 кВ подстанции участка;

– обосновать выбор электрооборудования;

– сделать расчёт токов короткого замыкания;

– произвести расчёт и выбрать выключатели на напряжение 10 кВ;

– выполнить расчет защитного заземления;

– изучить технику безопасности при чрезвычайных ситуациях на подстанции участка;

– провести расчет экономического обоснования на реконструкцию ПС;

– проанализировать экологическую безопасность.

1 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1.1 Характеристика подстанции участка

Обоснованием реконструкции подстанции участка рельсобалочного цеха является потребность в высококачественных, глубоко закалённых шарах. Поэтому руководством компании ЕВРАЗ было принято решение об организации строительства нового шаропрокатного комплекса по производству шаров, отвечающих всем необходимым стандартам качества (включая продукцию для экспорта).

Техническая характеристика и электрооборудование подстанции участка

Схема КРУ-10 кВ представлена типом ячеек К-37, в количестве 28 штук, произведенные на заводе изготовителе «Электроаппарат». В целях ограничения токов короткого замыкания применяется раздельная работа секций. В схеме предусмотрен секционный выключатель с устройством автоматического включения резерва (АВР). Надежность схемы на стороне напряжения 10 кВ повышается за счет применения шкафов КРУ-10 кВ, позволяющих производить быструю замену выкатной части ячейки для ремонта выключателя. Для питания собственных нужд установлены два трансформатора ТН 63/10, присоединенные к секциям 10 кВ. Регулирование напряжения на шинах 10 кВ подстанции осуществляется с помощью устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) трансформаторов 1Т, 2Т автоматически или дистанционно. В цепи линий установлены аппараты, необходимые для эксплуатационных включений и отключений линий, для их отключений при чрезмерных перегрузках и коротких замыканиях, а также для отсоединения аппаратов линий от сборных шин или от сети при их ремонтах. Силовые выключатели рассчитаны на отключение рабочих токов и токов короткого замыкания.

На стороне 10 кВ установлены масляные выключатели ВМПШ -10, номинальный ток 630 А. Разъединители применяются для снятия напряжения с цепи при отключенной нагрузке. Для предупреждения аварий между силовыми выключателями и разъединителями данной цепи предусматривается механическая и электромагнитная блокировка, не допускающая отключение разъединителя при включенном выключателе.

1.2 Обоснование выбора темы проекта

Нижнетагильский металлургический комбинат входит в структуру «ЕвразХолдинг» и является одним из тридцати ведущих производителей стали в мире, а по объемам производства входит в пятерку крупнейших металлургических предприятий России.

В 2000 году введена в действие современная автоматизированная методическая печь с шагающими балками для нагрева заготовок под прокат.

Пущена линия обработки рельсов, оснащенная агрегатами немецкой фирмы «Вагнер».

- Дальнейшая перспектива в рельсовом производстве связана с реконструкцией рельсобалочного цеха, принципиальным направлением которого является переход на технологию закалки рельсов с прокатного нагрева. Всё это позволит выпускать рельсы на уровне мировых стандартов и конкурировать с признанными производителями рельсовой продукции.

Рельсобалочный цех выпускает продукцию транспортного назначения - рельсы, фасонные профили для вагоностроения, осевая заготовка, а также профили для тракторостроения и др.

Производственная мощность – 1200 тысяч тонн продукции в год.

Объектом исследования выпускной квалификационной работы является электроснабжение шаропрокатного стана.

Предметом исследования выпускной квалификационной работы является электрооборудование участка подстанции шаропрокатного стана колесобандажного цеха.

Необходимость реконструкции возникла ввиду необходимости замены морально и физически устаревших масляных выключателей.

Ячейки типа К-37 к настоящему времени давно выработали свой срок службы, поэтому принято решение не просто заменить их начинку (маломасляные выключатели, блоки РЗиА и т.п.), а приобрести новые КРУ полной заводской комплектации.

В основу приведённого ниже варианта реконструкции заложены следующие принципы:

- максимальное сохранение в работе всех присоединений;
- обеспечение выдачи всей установленной мощности;

1.3 Расчет токов короткого замыкания

Короткое замыкание - электрическое соединение двух точек электрической цепи с различными значениями потенциала, не предусмотренное конструкцией устройства и нарушающее его нормальную работу.

В практике проектирования и эксплуатации современных подстанций, сетей и систем расчеты токов короткого замыкания необходимы для выбора и проверки аппаратуры и элементов электрических установок (шины, изоляторы, коммутационная аппаратура и т.п.), для проектирования, настройки и регулировки схем релейной защиты элементов электрической установки от аварийных токов, для выбора средств и методов ограничения аварийных токов.

Расчетная схема токов короткого замыкания

При расчете токов КЗ аналитическим методом следует по исходной расчетной схеме составить соответствующую схему замещения. Расчетная схема,

как правило, включает в себя все элементы электроустановки (в частности подстанции) и примыкающей части энергосистемы [3].

Расчетная точка КЗ находится непосредственно с одной или с другой стороны от рассматриваемого элемента электроустановки в зависимости от того, когда для него создаются наиболее тяжелые условия в режиме КЗ (рисунок 1).

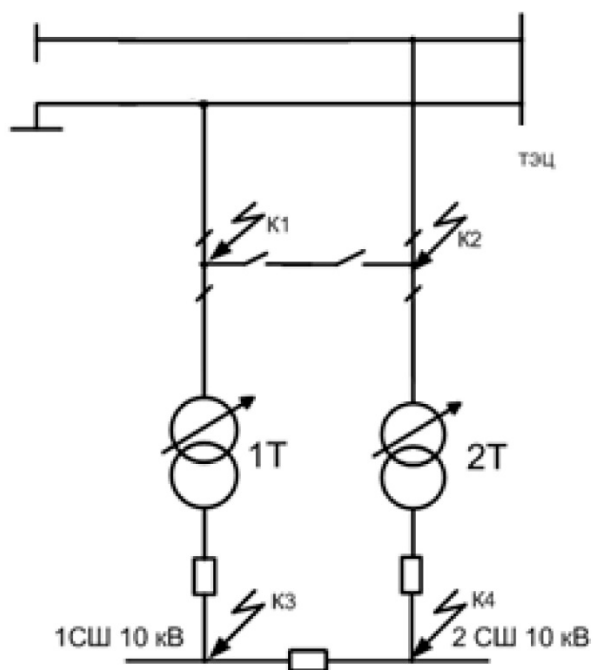
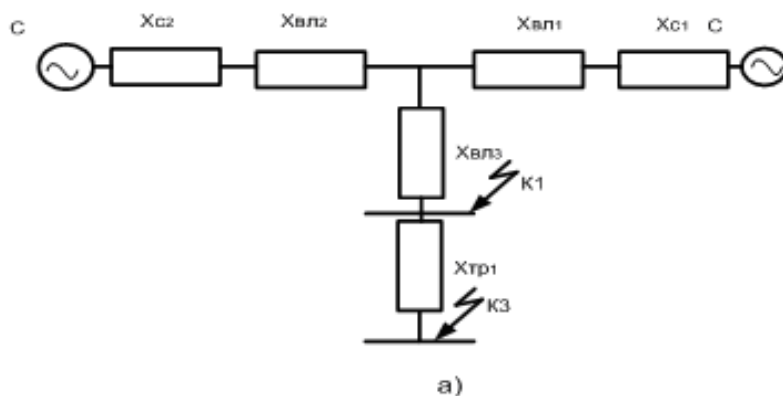


Рисунок 1 - Исходная схема подключения ПС 110/10 кВ к энергосистеме

Составляется исходная эквивалентная схема замещения прямой последовательности рисунок 2.



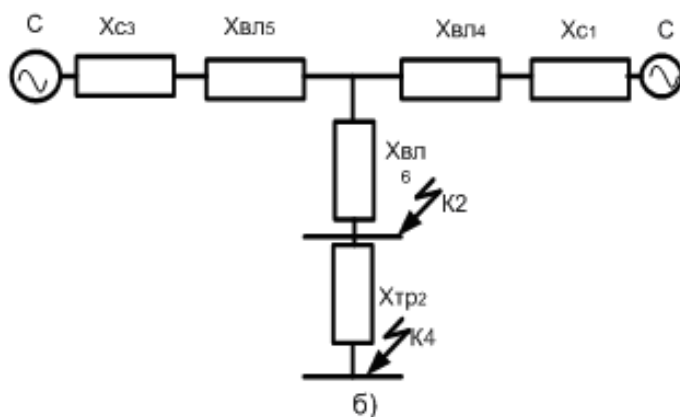


Рисунок 2 - Схема замещения прямой последовательности для расчета токов КЗ:

- а) схема замещения №1, для точек К1 и К3,
- б) схема замещения №2, для точек К2 и К4.

Расчеты проводятся с использованием системы именованных единиц и с учетом фактического коэффициента трансформации силового трансформатора в максимальном и минимальном режимах сети. Также, учитываются допущения, допускаемые «Руководящими указаниями по расчету токов короткого замыкания» [23]:

- не учитывать ток намагничивания трансформаторов;
- не учитывать влияние активных сопротивлений различных элементов исходной расчетной схемы на ток короткого замыкания, если активная составляющая не превышает 30% от индуктивной составляющей.

Принимается базисное напряжение $U_6 = 115$ кВ. Намечаются расчетные точки короткого замыкания - К1, К2 на шинах 110 кВ подстанции, для расчета токов КЗ при питании от ТЭЦ и К3, К4 за силовым трансформаторами, на шинах 10 кВ.

Ток трехфазного КЗ, приведенный к среднему напряжению $U_{cp.} = 115$ кВ, задан на шинах 110 кВ ТЭЦ – 2:

- в максимальном режиме: $I_{max} = 13,91$ кА;
- в минимальном режиме: $I_{min} = 4,377$ кА.

Определение параметров схем замещения

Сопротивление системы определяется по формуле:

$$(1) \quad X_c = \frac{U_{\text{ср.ном.}}}{I_c \sqrt{3}},$$

где X_c – сопротивление системы, Ом;

$U_{\text{ср.ном.}}$ – среднее приведенное напряжение, кВ;

I_c – ток трехфазного КЗ на шинах системы, кА.

Сопротивление ВЛ определяется по формуле:

$$(2) \quad X_{\text{ВЛ}} = x_{\text{уд}} L,$$

где $x_{\text{уд}}$ – удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

L – длина линии, км.

Сопротивление трансформатора определяется по формуле:

$$(3) \quad X_{\text{ТР}} = \frac{U_k^{\%} U_B^2}{100 S_{\text{ном}}},$$

где $U_k^{\%}$ – напряжение короткого замыкания силового трансформатора; %;

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность силового трансформатора, МВ·А;

U_B – принятое базовое напряжение, кВ.

Сопротивление трансформатора рассчитывается только для среднего положения РПН силового трансформатора, т.к. в режиме крайнего максимального и минимального положения, напряжение не регулируется.

Производим числовой расчет параметров схемы замещения системы.

В максимальном режиме:

$$X_{\text{С1макс.}} = \frac{115.}{13,91\sqrt{3}} = 6,43 \text{ Ом};$$

$$X_{C2\text{макс}} = X_{C3\text{макс}}$$

В минимальном режиме:

$$X_{C1\text{мин}} = \frac{115}{4,377\sqrt{3}} = 15,17 \quad \text{Ом};$$

$$X_{C2\text{мин}} = X_{C3\text{мин}}$$

Воздушной ЛЭП, для провода АС-120, с заземленным тросом $x_{\text{уд}} = 0,402$ Ом/км:

$$X_{\text{вл1}} = 0,402 \cdot 8 = 3,216 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{вл2}} = 0,402 \cdot 41,3 = 16,6 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{вл3}} = 0,402 \cdot 0,47 = 0,189 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{вл4}} = 0,402 \cdot 9,26 = 3,72 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{вл5}} = 0,402 \cdot 32,7 = 13,14 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{вл6}} = 0,402 \cdot 0,9 = 3,62 \text{ Ом}.$$

Силового трансформатора 16 МВ·А с $U_k = 10,5\%$:

$$X_{\text{тр1}} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 16} = 86,78 \text{ Ом}.$$

Производится преобразование схем замещения относительно шин 110 кВ ПС, т.е. относительно точек замыкания К1 и К2, которые имеют двухстороннее питание. Эквивалентное ЭДС равно среднему напряжению системы 115 кВ. Складываются параллельно сопротивления 2-х ветвей системы.

В схеме замещения №1 суммируются параллельно, последовательные ветви X_{C1} , $X_{\text{ВЛ1}}$ и X_{C2} , $X_{\text{ВЛ2}}$. Схема замещения приведена на рисунке 3.

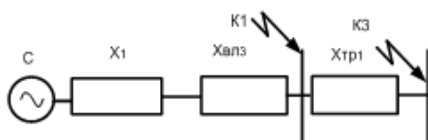


Рисунок 3 - Схема замещения №1 после преобразования

$$X_1 = \frac{(X_{C2} + X_{ВЛ2})(X_{ВЛ1} + X_{C1})}{(X_{C2} + X_{ВЛ2}) + (X_{ВЛ1} + X_{C1})} \quad (4)$$

В максимальном режиме:

$$X_{1\max} = \frac{(6,43 + 16,6)(3,216 + 6,43)}{(6,43 + 16,6) + (3,216 + 6,43)} = 6,79 \quad \text{Ом.}$$

В минимальном режиме:

$$X_{1\min} = \frac{(15,17 + 16,6)(3,216 + 15,17)}{(15,17 + 16,6) + (3,216 + 15,17)} = 11,65 \quad \text{Ом.}$$

В схеме замещения №2 суммируются параллельно, последовательные ветви X_{C1} , $X_{ВЛ4}$ и X_{C3} , $X_{ВЛ5}$. Схема замещения приведена на рисунке 4.

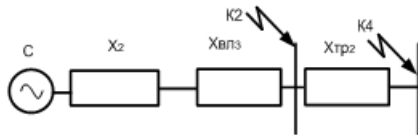


Рисунок 4 - Схема замещения №2 после преобразования

$$X_2 = \frac{(X_{C3} + X_{ВЛ5})(X_{ВЛ4} + X_{C1})}{(X_{C3} + X_{ВЛ5}) + (X_{ВЛ4} + X_{C1})} \quad (5)$$

В максимальном режиме:

$$X_{2\max} = \frac{(6,43 + 13,14)(3,72 + 6,43)}{(6,43 + 13,14) + (3,72 + 6,43)} = 6,68 \quad \text{Ом.}$$

В минимальном режиме:

$$X_{2\min} = \frac{(15,17 + 13,14)(3,72 + 15,17)}{(15,17 + 13,14) + (3,72 + 15,17)} = 11,32 \quad \text{Ом.}$$

Определяются суммарное сопротивление до места короткого замыкания, т.е. относительно намеченных точек короткого замыкания (К1, К2, К3, К4).

Точка К1 в максимальном режиме:

$$X_{\Sigma 1\max} = X_{1\max} + X_{ВЛ3}, \quad (6)$$

$$X_{\Sigma 1\max} = 6,79 + 0,189 = 6,979 \quad \text{Ом.}$$

Точка К1 в минимальном режиме:

$$X_{\Sigma 1 \text{ мин}} = X_{1 \text{ мин}} + X_{\text{ВЛ3}},$$

$$X_{\Sigma 1 \text{ мин}} = 11,65 + 0,189 = 11,839 \text{ Ом.}$$

Точка К2 в максимальном режиме:

$$X_{\Sigma 2 \text{ макс}} = X_{2 \text{ макс}} + X_{\text{ВЛ6}},$$

$$X_{\Sigma 2 \text{ макс}} = 6,68 + 3,62 = 10,3 \text{ Ом.}$$

Точка К2 в минимальном режиме:

$$X_{\Sigma 2 \text{ мин}} = X_{2 \text{ мин}} + X_{\text{ВЛ6}},$$

$$X_{\Sigma 2 \text{ мин}} = 11,32 + 3,62 = 14,94 \text{ Ом.}$$

Точка К3 в максимальном режиме:

$$X_{\Sigma 3 \text{ макс}} = X_{\Sigma 1 \text{ макс}} + X_{\text{ТР1}},$$

$$X_{\Sigma 3 \text{ макс}} = 6,979 + 86,78 = 93,759 \text{ Ом.}$$

Точка К3 в минимальном режиме:

$$X_{\Sigma 3 \text{ мин}} = X_{\Sigma 1 \text{ мин}} + X_{\text{ТР1}},$$

$$X_{\Sigma 3 \text{ мин}} = 11,839 + 86,78 = 98,619 \text{ Ом.}$$

Точка К4 в максимальном режиме:

$$X_{\Sigma 4 \text{ макс}} = X_{\Sigma 2 \text{ макс}} + X_{\text{ТР2}},$$

$$X_{\Sigma 4 \text{ макс}} = 10,3 + 220,4 = 230,7 \text{ Ом.}$$

Точка К4 в минимальном режиме:

$$X_{\Sigma 4 \text{ мин}} = X_{\Sigma 2 \text{ мин}} + X_{\text{ТР2}},$$

$$X_{\Sigma 4 \text{ мин}} = 14,94 + 220,4 = 235,34 \text{ Ом.}$$

Определяется суммарный ток трехфазного короткого замыкания в на-
меченных точках по формуле [3]:

$$I_{\text{к}}^{(3)} = \frac{E_{\text{экв}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}},$$

(7)

где $E_{\text{экв}}$ - эквивалентная ЭДС, равная 115 кВ;

X_{Σ} – суммарное сопротивление до точки короткого замыкания.

Точка К1 в максимальном режиме:

$$I_{K1\max}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 6,979} = 9,52 \text{ кА}$$

Точка К1 в минимальном режиме:

$$I_{K1\min}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 11,839} = 5,6 \text{ кА}$$

Точка К2 в максимальном режиме:

$$I_{K2\max}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 10,3} = 6,46 \text{ кА}$$

Точка К2 в минимальном режиме:

$$I_{K2\min}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 14,94} = 4,44 \text{ кА}$$

Точка К3 в максимальном режиме:

$$I_{K3\max}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 93,759} = 0,7 \text{ кА}$$

Точка К3 в минимальном режиме:

$$I_{K3\min}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 98,619} = 0,67 \text{ кА}$$

Точка К4 в максимальном режиме:

$$I_{K4\max}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 230,7} = 0,29 \text{ кА}$$

Точка К4 в минимальном режиме:

$$I_{K4\min}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 235,34} = 0,28 \text{ кА}$$

Приводится ток короткого замыкания на шинах низкого напряжения силового трансформатора к напряжению ступени 10,5 кВ по формуле:

$$I_{\text{к привед.}}^{(3)} = I_{\text{к}}^3 \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}}, \quad (8)$$

где $I_{\text{к}}^3$ - ток 3-х фазного короткого замыкания приведенный к высокой ступени напряжения (базисное напряжение) кА;

$U_{ВН}$ - напряжение высокой стороны (базисное напряжение);

$U_{НН}$ - напряжение низкой стороны ступени (среднее напряжение принимается 10,5 кВ).

Точка К3 в максимальном режиме:

$$I_{к3 \text{ привед макс.}}^{(3)} = 0,7 \frac{115}{10,5} = 7,67 \text{ кА}$$

Точка К3 в минимальном режиме:

$$I_{к3 \text{ привед мин.}}^{(3)} = 0,67 \frac{115}{10,5} = 7,33 \text{ кА}$$

Точка К4 в максимальном режиме:

$$I_{к4 \text{ привед макс.}}^{(3)} = 0,29 \frac{115}{10,5} = 3,18 \text{ кА}$$

Точка К4 в минимальном режиме:

$$I_{к4 \text{ привед мин.}}^{(3)} = 0,28 \frac{115}{10,5} = 3,06 \text{ кА}$$

В трехфазных сетях могут возникать не симметричные короткие замыкания, к которым относятся двухфазные короткие замыкания. Токи в поврежденных фазах при несимметричных коротких замыканий значительно превышают токи неповрежденных фаз и по значению могут превосходить токи трехфазного короткого замыкания.

Ток 2-х фазного тока короткого замыкания определяется по формуле [3]:

$$I_{к}^{(2)} = 0,87 I_{к}^{(3)}, \quad (9)$$

$$I_{кК1 \text{ макс}}^{(2)} = 0,87 \cdot 9,52 = 8,28 \text{ кА};$$

$$I_{кК1 \text{ мин}}^{(2)} = 0,87 \cdot 5,6 = 4,87 \text{ кА};$$

$$I_{кК2 \text{ макс}}^{(2)} = 0,87 \cdot 6,46 = 5,62 \text{ кА};$$

$$I_{кК2 \text{ мин}}^{(2)} = 0,87 \cdot 4,44 = 3,86 \text{ кА};$$

$$I_{кК3 \text{ макс}}^{(2)} = 0,87 \cdot 0,7 = 0,6 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa K3\text{мин}}^{(2)} = 0,87 \cdot 0,67 = 0,58 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa K4\text{мак}}^{(2)} = 0,87 \cdot 0,29 = 0,25 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa K4\text{мин}}^{(2)} = 0,87 \cdot 0,28 = 0,24 \text{ кА}.$$

Ток 2-х фазного короткого замыкания в точках К3, К4 приведенные к стороне 10,5 кВ:

$$I_{\kappa K3\text{мак}}^{(2)} = 0,87 \cdot 7,67 = 6,67 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa K3\text{мин}}^{(2)} = 0,87 \cdot 7,33 = 6,37 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa K4\text{мак}}^{(2)} = 0,87 \cdot 3,18 = 2,76 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa K4\text{мин}}^{(2)} = 0,87 \cdot 3,06 = 2,66 \text{ кА}.$$

Максимальное мгновенное значение полного тока наступает обычно через 0,01 с после начала процесса короткого замыкания. Оно носит название ударного тока и обозначается $i_{\text{уд}}$. Ударный ток определяется по формуле [3]:

$$i_{\text{уд}} = K_{\text{уд}} I^k, \quad (10)$$

где $K_{\text{уд}}$ - ударный коэффициент, значение которого приведено в таблице 3.8 [5].

Для системы, связанной со сборными шинами, где рассматривается короткое замыкание, воздушными линиями напряжением 110 кВ, $K_{\text{уд}} = 1,608$, для системы, связанной со сборными шинами 10 кВ, где рассматривается короткое замыкание, через трансформаторы мощностью до 32 МВ·А, $K_{\text{уд}} = 1,6$ [9].

Определяются числовые величины ударного тока в намеченных точках короткого замыкания:

$$i_{\text{уд}K1\text{мак}} = 1,608 \cdot 9,52 = 15,3 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд}K1\text{мин}} = 1,608 \cdot 5,6 = 9 \text{ кА};$$

$$i_{удК2макс} = 1,608 \cdot 6,46 = 10,38 \text{ кА};$$

$$i_{удК2мин} = 1,608 \cdot 4,44 = 7,14 \text{ кА};$$

$$i_{удК3макс} = 1,608 \cdot 0,7 = 1,12 \text{ кА};$$

$$i_{удК3мин} = 1,608 \cdot 0,67 = 1,07 \text{ кА};$$

$$i_{удК4макс} = 1,608 \cdot 0,29 = 0,47 \text{ кА};$$

$$i_{удК4мин} = 1,608 \cdot 0,28 = 0,45 \text{ кА}.$$

Ударный ток в точках К3, К4 приведенные к напряжению 10 кВ:

$$i_{удК3макс10кВ} = 1,6 \cdot 7,67 = 12,27 \text{ кА};$$

$$i_{удК3мин10кВ} = 1,6 \cdot 7,33 = 11,73 \text{ кА};$$

$$i_{удК4макс10кВ} = 1,6 \cdot 3,18 = 5,09 \text{ кА};$$

$$i_{удК4мин10кВ} = 1,6 \cdot 3,06 = 4,87 \text{ кА}.$$

Расчет токов короткого замыкания

Все расчеты токов короткого замыкания сводятся в таблицу 1.

Таблица 1 - Сводная таблица результатов расчета токов короткого замыкания

Место короткого замыкания	Режим работы сети	Приведен. тока КЗ ступени, кВ	Сопротивление до места КЗ, Ом	Ток 3-х фазного КЗ, кА	Ток 2-х фазного КЗ, кА	Ударный ток, кА
К1 (шины 110 кВ 1Т)	Макс	115	6,979	9,52	8,28	15,3
К1 (шины 110 кВ 1Т)	Мин	115	11,839	5,6	4,87	9
К2 (шины 110 кВ 2Т)	Макс	115	10,3	6,46	5,62	10,38
К2 (шины 110 кВ 2Т)	Мин	115	14,94	4,44	3,86	7,14
К3 (шины 10 кВ 1Т)	Макс	115	93,759	0,7	0,6	1,12

К3(шины 10 кВ 1Т)	Мин	115	98,619	0,67	0,58	1,07
К4(шины 10 кВ 2Т)	Макс	115	230,7	0,29	0,25	0,47
К4(шины 10 кВ 2Т)	Мин	115	235,34	0,28	0,24	0,45
К3(шины 10 кВ 1Т)	Макс	10,5	-	7,67	6,67	12,27
К3(шины 10 кВ 1Т)	Мин	10,5	-	7,33	6,37	11,73
К4(шины 10 кВ 2Т)	Макс	10,5	-	3,18	2,76	5,09
К4(шины 10 кВ 2Т)	Мин	10,5	-	3,06	2,66	4,87

2. ВЫБОР СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ

2.1 Выбор исполнения и схемы РУ напряжением 10 кВ

РУ 10 кВ будет выполнено в комплектных ячейках (КРУ) выкатного исполнения и размещено в здании с двускатной (ЗРУ). В строительство здания ЗРУ нет необходимости, так как количество ячеек КРУ остается неизменным. Схема соединения РУ останется прежней: система сборных шин с секционированием, то есть 2 секции.

2.2 Выбор электрооборудования подстанции

Электрооборудование подстанций выбирается по параметрам продолжительных режимов и проверяется по параметрам кратковременных режимов, определяющим из которых является режим короткого замыкания. По режиму КЗ электрооборудование проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а коммутационные аппараты - также на коммутационную способность.

Термическое действие тока короткого замыкания - тепловое действие тока КЗ, вызывающее изменение температуры элементов электроустановки.

Электродинамическое действие токов КЗ - механическое действие электродинамических сил, обусловленных током КЗ, на элементы электроустановки.

Стойкость элемента электроустановки к току КЗ - способность элемента электроустановки выдерживать термическое и электродинамическое действия тока КЗ без повреждений, препятствующих его дальнейшей исправной работе.

При проверке проводников и электрических аппаратов на термическую стойкость расчетным видом КЗ в общем случае является трехфазное КЗ.

При проверке электрических аппаратов на коммутационную способность расчетным видом КЗ может быть трехфазное или однофазное КЗ в зависимости от того, при каком виде КЗ то КЗ имеет наибольшее значение.

Если для выключателей задается равная коммутационная способность при трехфазных и однофазных КЗ, то проверку следует производить отдельно по каждому виду КЗ.

2.3 Расчёт и выбор выключателей стороны низкого напряжения

Выключатель - это механический коммутационный аппарат, способный включать, проводить и отключать токи при нормальном состоянии цепи, а также включать, проводить в течение заданного времени и автоматически отключать токи в указанном аномальном состоянии цепи, таких как токи короткого замыкания.

Автоматические выключатели предназначены для защиты электрических установок от перегрузок и коротких замыканий, а также для нечастых включений и отключений электрических цепей. Некоторые модели обеспечивают защиту от других аномальных состояний, например, от недопустимого снижения напряжения. Определяются расчетные токи продолжительного режима:

Номинальный ток силового трансформатора:

$$I_{\text{НОМ,Т}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (11)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность силового трансформатора, кВА;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение, расчетной стороны силового трансформатора, кВ.

$$I_{\text{НОМ,Т,10}} = \frac{16\,000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 880\text{ А}$$

Наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима силового трансформатора:

$$I_{\text{мак}} = (1,3 - 1,4)I_{\text{ном,т}}; \quad (12)$$

$$I_{\text{мак,10}} = 1,4 \cdot 880 = 1232,1 \text{ A}$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в расчетных точках для энергосистем равна расчетному максимальному 3-х фазному току короткого замыкания для точек К3, К4 составляет:

$$I_{\text{к}}^{(3)} = I_{\text{н,т}} = 7,67 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания, определяется по формуле:

$$i_{\text{а,т}} = \sqrt{2} I_{\text{к}}^{(3)} e^{-\tau/T_a}, \quad (13)$$

где τ - расчетное время, для которого требуется определить апериодическую составляющую тока короткого замыкания, вычисляется как:

$$\tau = t_{\text{с,в}} + t_{\text{рз}}, \quad (14)$$

здесь $t_{\text{с,в}}$ – собственное время отключения выключателя, для элегазового выключателя 10 кВ оно равно 0,035;

$t_{\text{рз}}$ - время срабатывания быстродействующих защит, для современных защит оно равно 0,01 с:

$$\tau_{10} = 0,035 + 0,01 = 0,045 \text{ с},$$

где T_a – постоянная времени, для сборных шин 10 кВ, при мощности силового трансформатора до 32 МВ·А, $T_a = 0,03$ с;

$e^{-\tau/T_a}$ – данное выражение определяется по кривым рисунка 3.25 [22]: для $T_a = 0,03$ с и $\tau_{10} = 0,045$ с, $e^{-\tau/T_a} = 0,35$.

Для К3, К4 в максимальном режиме:

$$i_{\text{а,т}} = \sqrt{2} \cdot 7,67 \cdot 0,35 = 3,8 \text{ кА} \quad (15)$$

Полный тепловой импульс короткого замыкания определяется по формуле:

$$B_{\text{к}} = (I_{\text{к}}^3)^2 (t_{\text{отк}} + T_a), \quad (16)$$

где I^k - ток 3-х фазного короткого замыкания в расчетной цепи;

$t_{отк}$ - время отключения (действие тока короткого замыкания), которое складывается из времени действия основной релейной защиты ($t_{рз}$) данной цепи и полного времени отключения выключателя ($t_{о,в}$);

T_a - постоянная времени, принимается по таблице 3.8 [22].

$$B_k = (7,67)^2 (0,03 + 0,2) = 13,53 \text{кА}^2 \cdot \text{с} \quad (17)$$

Выбирается по каталогу вакуумный выключатель VF 10 производства АО "ПО Элтехника" [35]. Данный выключатель является коммутационным аппаратом нового поколения.



Рисунок 5 – вакуумный выключатель VF 10

Основные достоинства [35]:

- простая и надёжная конструкция;
- Высокая коммутационная скорость;
- Значительный ресурс включения/выключения;
- Наличие технической возможности для повторного монтажа;
- Возможность эксплуатации в агрессивных условиях;
- Фактическая бесшумность работы.
- компактные размеры;

- механические защитные блокировки для защиты от ошибочных операций;
 - сравнительно небольшие расходы на эксплуатацию и ремонт
- Технические характеристики*[35]:
- номинальное напряжение - 10 кВ;
 - наибольшее рабочее напряжение - 12 кВ;
 - номинальный ток - 1250 А;
 - ток термической стойкости - 40 кА;
 - номинальный ток отключения - 25 кА;
 - время короткого замыкания - 3 с;
 - наибольший пик тока короткого замыкания – 40 кА;
 - собственное время отключения не более 0,045 с;
 - собственное время включения не более 0,08 с;
 - полное время отключения не более 0,055-0,06 с;
 - собственное время дуги - 0,01-0,015 с;

Таблица 2 - Условия выбора выключателя

Условия выбора	Численное значение	VF 10
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб,мах}}$	$I_{\text{раб,мах}} = 1232,1 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$
$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{кз}}$	$I_{\text{кз}} = 7,67 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 16 \text{ кА}$
$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}} = 3,8 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 40 \text{ кА}$
$I^2 \cdot t \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 13,53 \text{ кА}^2 \text{ с}$	-

Выбор трансформаторов тока 10 кВ в ЗРУ

Трансформаторы тока предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления, для

изолирования цепей вторичных соединений от высокого напряжения в комплектных устройствах внутренней и наружной установок переменного тока.

Трансформаторы тока выбираются:

- по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по току $I_{мак} \leq I_{1ном}$.

По каталогу продукции концерна «АВВ» [13], производства России, выбирается трансформатор тока типа ТРУ4.



TRU

Рисунок 5.2 - Трансформатор тока ТРУ4

$$U_{уст} = 10 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{мак} = 1232,1 \text{ А} \leq I_{1ном} = 1250 \text{ А}.$$

Условия выбора трансформатора тока выполняются.

Параметры выбранного трансформатора тока ТРУ4 [14]:

- наибольшее рабочее напряжение - 12 кВ;
- номинальное напряжение - 10 кВ;
- ток первичный $I_{1ном} = 10-3200 \text{ А}$;
- вторичный ток $I_{2ном} = 5 \text{ А}$;
- номинальный класс точности 0,5 вторичной обмотки для измерительной и 10Р вторичной обмотки для защиты;
- односекундный ($t_{тер} = 1\text{с}$) ток термической стойкости $I_{дин} = 2-100 \text{ кА}$;

– ток электродинамической стойкости $i_{дин} = 125$ кА.

Производится проверка трансформаторов тока на электродинамическую стойкость по формуле:

$$i_{уд} \leq i_{дин},$$

где $i_{уд}$ - расчетный ударный ток;

$i_{дин}$ - ток электродинамической стойкости (по каталогу).

$$i_{уд} = 12,27 \text{ кА} \leq i_{дин} = 125 \text{ кА}.$$

Условия проверки на электродинамическую стойкость выполняются.

Производится проверка трансформаторов тока на термическую стойкость по формуле:

$$B_k \leq (I_{дин})^2 \cdot t_{тер}, \quad (18)$$

где B_k - тепловой импульс короткого замыкания;

$I_{дин}$ - ток термической стойкости, А (по каталогу);

$t_{тер}$ - время термической стойкости (по каталогу).

$$B_k = 13,53 \text{ кА}^2 \text{ с} \leq (100)^2 \cdot 1 = 100 \cdot 10^8 \text{ А}^2 \text{ с}.$$

Условия проверки на термическую стойкость выполняются.

Производится расчетная проверка пригодности трансформаторов.

Расчетная проверка трансформаторов тока состоит из расчетных проверок на 10% погрешность и надежность работы реле, а также расчетного определения напряжения во вторичных цепях.

Определяется фактическая нагрузка Z_n , которая подключена к вторичной обмотке трансформаторов тока, соединенных в неполную звезду. Наибольшее значение сопротивления вторичной нагрузки трансформатор тока имеет место при двухфазном коротком замыкании фаз АВ и ВС, по формуле:

$$Z_n = Z_p + 2R_{каб} + R_{пер}. \quad (19)$$

где Z_p - сопротивление реле, Ом;

$R_{каб}$ - сопротивление жил кабеля и проводов, Ом;

$R_{пер}$ - сопротивление переходных контактов, принятое 0,1 Ом.

Сопротивление жил кабеля и проводов определяется по формуле:

$$R_{\text{каб}} = \frac{L}{\nu S}, \quad (20)$$

где L – длина кабеля и проводов, м;

ν - удельная проводимость, равная 57 Ом/м для меди и 34 Ом/м для алюминия;

S - сечение жил кабеля или проводов, мм².

$$R_{\text{каб}} = \frac{6}{57} \cdot 2,5 = 0,042 \text{ Ом}$$

Сопротивление реле определяется по их потреблению по формуле:

$$Z_p = S_p / (I_p)^2, \quad (21)$$

где S_p - потребляемая мощность реле, (принимается по каталогу реле), ВА;

I_p - ток, при котором задана потребляемая мощность реле, А.

В токовые цепи схемы защиты ввода 10 кВ включены токовые реле типа РТ-40/10 в количестве 2 штук на фазу с потребляемой мощностью 0,5 ВА, дифференциальное реле типа ДЗТ-11 с потребляемой мощностью 0,2 ВА, мощности реле даны при токе 5 А.

$$Z_p = (2 \cdot 0,5 + 0,2) / 5^2 = 0,048 \text{ Ом}$$

Отсюда нагрузка на трансформаторы тока составит:

$$Z_n = 0,048 + 2 \cdot 0,042 + 0,1 = 0,232 \text{ Ом}$$

Определяется расчетный первичный ток, при котором должна производиться проверка данного трансформатора тока. В общем виде расчетный первичный ток равен:

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{макс}}$$

где $I_{\text{макс}}$ - максимальный ток, проходящий через трансформатор тока при коротком замыкании в таких точках защищаемой сети, когда увеличение погрешностей трансформаторов тока сверх допустимого значения может вызвать неправильное действие защиты.

Для ввода 10 кВ, в котором установлены выбранные трансформаторы тока, такой точкой является трехфазное короткое замыкание на шинах 10 кВ.

$$I_{\text{расч}} = 7,67 \text{ кА.}$$

Определяется расчетная кратность первичного тока по формуле:

$$m_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{расч}}}{0,8I_{\text{ном}}} \quad (22)$$

В этой формуле коэффициент 0,8 учитывает то, что кривые 10%-ной кратности построены по средним (типовым) характеристикам намагничивания стали, используемой для изготовления сердечников трансформаторов тока.

$$m_{\text{расч}} = \frac{7670}{0,8 \cdot 1250} = 7,67$$

По кривым 10%-ной кратности, для данного типа трансформатора (ТРУ4) и данного коэффициента трансформации (100/5) определяется по расчетной кратности $m_{\text{расч}} = 7,67$ допустимая нагрузка $Z_{\text{н доп}}$ на вторичную обмотку трансформатора тока, которая равна: $Z_{\text{н доп}} = 2 \text{ Ом}$ [12].

Сравниваются фактическая и допустимая нагрузки.

$$Z_{\text{н}} = 0,232 \text{ Ом} < Z_{\text{н доп}} = 2 \text{ Ом.}$$

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет требованиям 10%-ной погрешности.

Таблица 5.5 - Условия выбора трансформатора тока

Условия выбора	Численное значение	ТРУ4
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб, макс}}$	$I_{\text{раб, макс}} = 1232,1 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}} = 12,27 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$
$I^2 \cdot t \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 13,53 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2 \cdot t = 10^{10} \text{ А}^2 \cdot \text{с}$

Выбор трансформаторов напряжения включенных на шинах 10 кВ

При напряжении свыше 1000В, непосредственное включение приборов недопустимо как по условию изоляции, так и безопасности обслуживающего персонала [15]. В связи с этим при высоких напряжениях измерительные приборы включаются через промежуточные измерительные трансформаторы, называемые трансформаторами напряжения (ТН).

ТН предназначены как для измерения напряжения, мощности энергии, так и для питания автоматики, синхронизации и релейной защиты ЛЭП от замыканий на землю.

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$.

Принимаем для установки на шинах 10 кВ трансформатор напряжения, по каталогу продукции концерна «ABB», [13], производства России, г. Екатеринбург, типа TDC4.

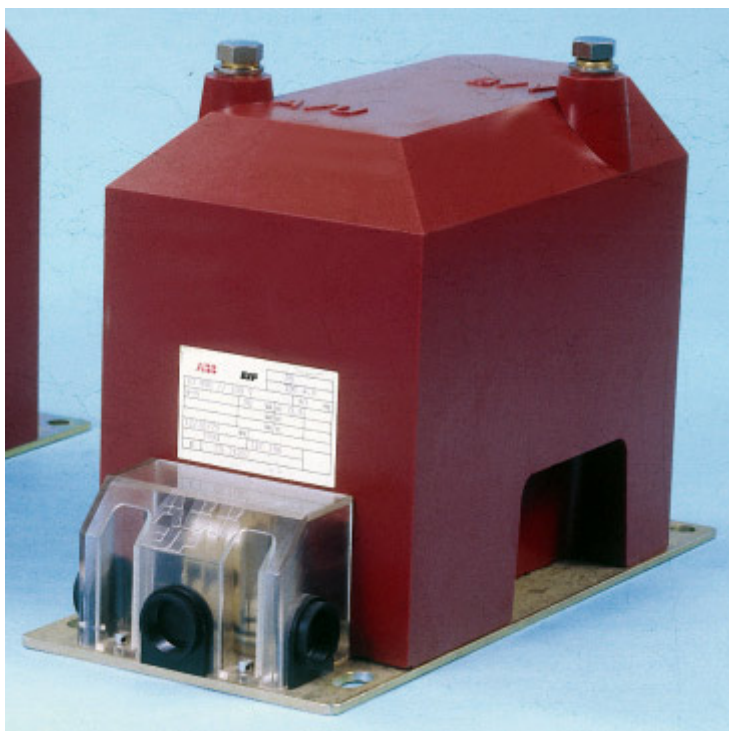


Рисунок 5.4 - Трансформатор напряжения TDC4

Особенностью выбранного трансформатора напряжения является его литая изоляция, с использованием в качестве изоляции эпоксидную композицию. По сравнению аналогичными изделиями с использованием масляной изоляции, из-

деля с применением эпоксидной изоляции имеют меньший вес и габариты и могут быть установлены в любом пространственном положении. Литая изоляция позволяет придать трансформатору любую форму, удобную для встраивания в электроустановку.

Трансформатор TDC4 имеет следующие параметры [17]:

- номинальное напряжение первичной обмотки, $10000/\sqrt{3}$ В;
- $U_{уст} = 10 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 10 \text{ кВ}$;
- наибольшее рабочее напряжение, 12 кВ;
- номинальное напряжение основной вторичной обмотки, $100/\sqrt{3}$ В;
- номинальное напряжение вторичной обмотки, 100В;
- номинальная мощность основной вторичной обмотки, 300 ВА;
- номинальная мощность дополнительной обмотки, 300 ВА.

Производится проверка выбранных трансформаторов напряжения по вторичной нагрузке, на примере наиболее нагруженного, трансформатора напряжения 10 кВ.

$$S_2 \leq S_{ном},$$

где $S_{ном}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности, ВА;

S_2 - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА.

Производится расчет потребления измерительной аппаратуры и реле, подключенных к основной обмотке, трансформатора напряжения. Для расчета максимальной нагрузки вторичной основной обмотки трансформатора напряжения, производится расчет суммарных межфазных нагрузок S_{AB} , S_{BC} , S_{CA} , приведенные к линейным напряжениям по формуле:

$$S_{расч} = (U_{расч} / U_n)^2 S_U, \quad (23)$$

где $S_{расч}$ - потребление при расчетном (линейном или фазном) напряжении;

$U_{расч}$ - расчетное напряжение, В;

U_n - заданное напряжение по каталогу, В;

S_U - потребление заданное при напряжении U_n , В.

Расчет сводится в таблицу 5.6.

Реле представляет собой неполярный двухполюсник, включаемых последовательно с нагрузкой, не требующий цепей питания. Подключение внешних проводников к «РПФ-01» осуществляется посредством винтовых клеммных соединителей.

Таблица 5.6 - Вторичная нагрузка трансформатора

Наименование прибора , реле	Мощность обмотки, ВА	Количество приборов, реле, шт.	Потребляемая мощность фаз S_{AB} , ВА	Потребляемая мощность фаз S_{BC} , ВА	Потребляемая мощность фаз S_{CA} , ВА
Счетчик активной энергии типа СА-ЗУ – 670	3	7	21	21	-
Счетчик реактивной энергии типа СРЗУ – 670	3	7	21	21	21
Вольтметр Э365	8	1	8	8	8
Реле напряжения, РН-54/100	1	2	2	2	-
Реле напряжения обратной последовательности типа РНФ-1М	2	1	2	2	-

Датчик активной мощности типа Е-829	10	7	70	70	-
Датчик реактивной мощности типа Е-830	10	7	70	70	70
Итого			194	194	99

Из таблицы следует, что $S_{AB} = S_{BC} > S_{CA}$, поэтому наиболее нагруженной фазой является фаза В, так как к ней присоединены нагрузки S_{AB} и S_{BC} .

Определяется нагрузка трансформатора напряжения, по формуле:

$$S_2 = S_{\text{макс.мф}} + 0,73 S_{\text{мин.мф}}, \quad (24)$$

где $S_{\text{макс.мф}}$ - мощность большей из межфазных нагрузок, подключенной к наиболее нагруженной фазе, ВА;

$S_{\text{мин.мф}}$ - мощность меньшей из межфазных нагрузок, подключенной к наиболее нагруженной фазе, ВА.

$$S_2 = 194 + 0,73 \cdot 99 = 266,27 \text{ ВА};$$

$$S_2 = 266,27 \text{ ВА} \leq S_{\text{ном}} = 300 \text{ ВА}.$$

Условия проверки по нагрузке выполняются.

2.4 Выбор шин распределительных устройств

Основное электрическое оборудование подстанции и аппараты в этих цепях соединяются между собой проводниками разного типа, которые образуют токоведущие части электрической установки. Ошиновка в ЗРУ-10 кВ и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Сборные шины прямоугольного профиля располагаются горизонтально, плашмя и крепятся на опорных фарфоровых изоляторах.

Сборные шины по экономической плотности тока не выбираются, поэтому сечение выбираем по допустимому току.

1) Выбор гибкой ошиновки 10 кВ в цепи силового трансформатора.

Принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах, это наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима силового трансформатора на стороне НН:

$$I_{\text{мак},10} = 1,4 \cdot 880 = 1232,1 \text{ А} \quad (25)$$

По таблице ПЗ.3 [22] принимаем два провода в фазе АС-300/66. Наружный диаметр $d = 24,5$ мм, сечение; сечение алюминия $q_{\text{ал.}} = 288,5 \text{ мм}^2$, стали $q_{\text{ст.}} = 65,8 \text{ мм}^2$, допустимый ток $I_{\text{доп}} = 680 \text{ А}$.

$$I_{\text{мак},10} = 1232,1 < 2 \cdot 680 = 1360 \text{ А}$$

Условия по допустимому току выполняются.

На электродинамическое действие тока короткого замыкания, т.е. проверка шин на схлестывание проводится, так как согласно:

$$I_{\kappa}^3 = 7,67 \text{ кА} < I_{\text{доп}}^3 = 40 \text{ кА}$$

За расчетное принимается двухфазное короткое замыкание, так как при таком повреждении наблюдается наибольшее сближение фаз, когда провода сначала отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока короткого замыкания движутся навстречу друг другу.

Определяется усилие от длительного протекания тока двухфазного короткого замыкания по формуле:

$$F = \frac{2 \cdot 10^{-7} \cdot (I_{\kappa}^2)^2}{\alpha} = 11,12 \text{ Н / м} \quad (26)$$

где F - усилие в проводах, Н/м;

α (для шин D) - расстояние между проводниками фаз, м;

I_{κ}^2 - ток двухфазного короткого замыкания на шинах 10 кВ, А.

$$F = \frac{2 \cdot 10^{-7} \cdot 6670^2}{0,8} = 11,12 \text{ Н / м}$$

Определяется сила тяжести 1 м токопровода, Н/м
 $G = 1,1 \cdot 9,8 \cdot m$, (27)

где m - масса 1 м токопровода, кг.

$$G = 1,1 \cdot 9,8 \cdot (2 \cdot 1,32) = 28,45 \text{ Н / м}$$

Определяется отношение $\sqrt{h}/t_{\text{экв}}$, где h - максимальная расчетная стрела провеса провода в каждом пролете при максимальной расчетной температуре, м; $t_{\text{экв}}$ - эквивалентное по импульсу время действия быстродействующей защиты, с. Для силовых трансформаторов в среднем $t_{\text{экв}} = t_{\text{защ}} + 0,05$, где $t_{\text{защ}}$ - действительная выдержка времени защиты от токов короткого замыкания, 0,05 - учитывает влияние апериодической составляющей.

$$t_{\text{экв}} = 1 + 0,05 = 1,05 \text{ с}$$

$$\sqrt{h}/t_{\text{экв}} = \sqrt{0,4}/1,05 = 0,602$$

Определяется отношение:

$$F/G = 11,12/28,45 = 0,39$$

По диаграммам [22] в зависимости от F/G и $\sqrt{h}/t_{\text{экв}}$ определяется отклонение провода b , м, и угол α .

$$b/h = 0,36$$

$$b = 0,36 \cdot 0,4 = 0,144 \text{ м}$$

$$\alpha = 22^\circ$$

Найденное значение b сравнивается с максимально допустимым [22]:

$$b_{\text{доп}} = \frac{D - d - a_{\text{доп}}}{2}$$

(28)

где d - диаметр токопровода;

$a_{\text{доп}}$ - наименьшее допустимое расстояние в свету между соседними фазами в момент их наибольшего сближения (для 10 кВ – 0,3 м).

$$b_{\text{доп}} = \frac{0,8 - 0,0245 - 0,3}{2} = 0,238 \text{ м,}$$

$$b = 0,144 \text{ м} < b_{\text{доп}} = 0,238 \text{ м.}$$

Схлестывания не произойдет, так как $b < b_{\text{доп}}$.

2) Проверка гибких шин на термическую стойкость при коротких замыканиях.

Определяется удельная теплопроводность материала проводника при начальной температуре, которая принимается 25°C по кривой рисунка 8.9 [22]:

$$A_{\Theta_n} = 0,25 \cdot 10^4 A^2 \cdot c / \text{мм}^4$$

Определяется значение удельной теплопроводности, соответствующее конечной температуре нагрева проводника, используя формулу:

$$A_{\Theta_k} = A_{\Theta_n} + B_k / S^2, \quad (29)$$

где S - площадь поперечного сечения проводника, для сталеалюминиевых проводов - площадь поперечного сечения алюминиевой части провода, мм^2 ,

B_k - тепловой импульс короткого замыкания.

$$A_{\Theta_k} = 0,25 \cdot 10^4 + \frac{13,53 \cdot 10^4}{2 \cdot (288,5)^2} = 0,25 \cdot 10^4 A^2 \cdot c / \text{мм}^4$$

Определяется температура нагрева проводника к моменту отключения короткого замыкания по кривым рисунка 8 [22]:

$$\Theta_k = 25,1^{\circ}\text{C},$$

и сравниваем с допустимым значением, которое из таблицы 8.1 [22] равно:

$$\Theta_{\text{к.доп}} = 200^{\circ}\text{C};$$

$$\Theta_k = 25,1^{\circ}\text{C} < \Theta_{\text{к.доп}} = 200^{\circ}\text{C}.$$

Термическая стойкость гибкой ошиновки шинного моста 10 кВ, при коротком замыкании обеспечивается.

3) Выбор жесткой ошиновки 10 кВ в ЗРУ.

В ЗРУ-10 кВ сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) выполняются, как правило, из проводников прямоугольного

профиля и крепятся на опорных фарфоровых изоляторах. Шинодержатели, с помощью которых шины закреплены на изоляторах, допускают продольное смещение шин при их удлинении вследствие нагрева.

Шины алюминиевые марки АО, располагаются в вертикальной плоскости плашмя, расстояние между проводниками $\alpha = 0,4$ м, расстояние между изоляторами $L = 0,7$ м.

Выбор сечения жестких шин производится по нагреву (по допустимому току). При этом учитываются не только нормальные, но и послеаварийные режимы, а также режимы в период ремонтов и возможность неравномерного распределения токов между секциями шин. Условие выбора [22]:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}},$$

где $I_{\text{доп}}$ - допустимый ток на шины выбранного сечения с учетом поправки при расположении шин плашмя или температуре воздуха, отличной от принятого значения 25° С.

Принимаем алюминиевые шины прямоугольного сечения 80×10 мм. $h = 80$ мм, $b = 10$ мм. Сечение одной полосы 800 мм². Допустимый ток $I_{\text{доп}} = 1480$ А.

$$I_{\max, 10} = 1232,1 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 1480 \text{ А}.$$

Условия по допустимому току выполняются.

4) Проверка шин на термическую стойкость при коротком замыкании.

Определяется удельная теплопроводность материала проводника при начальной температуре, которая принимается 25° С по кривой рисунка 8.9 [22]:

$$A_{\Theta_n} = 0,25 \cdot 10^4 \text{ А}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^4.$$

Определяется значение удельной теплопроводности, соответствующее конечной температуре нагрева проводника, используя формулу:

$$A_{\Theta_k} = A_{\Theta_n} + B_k / S^2, \quad (30)$$

где S - площадь поперечного сечения проводника, для сталеалюминиевых проводов - площадь поперечного сечения алюминиевой части провода, мм²,

B_k - тепловой импульс короткого замыкания.

$$A_{\Theta_k} = 0,25 \cdot 10^4 + \frac{13,53 \cdot 10^4}{2 \cdot (288,5)^2} = 0,25 \cdot 10^4 A^2 \cdot c / мм^4$$

Определяется температура нагрева проводника к моменту отключения короткого замыкания по кривым рисунка 8 [22]:

$$\Theta_k = 25^0 \text{ C},$$

и сравниваем с допустимым значением, которое из таблицы 8.1 [22] равно:

$$\Theta_{k, \text{доп}} = 200^0 \text{ C},$$

$$\Theta_k = 25^0 \text{ C} < \Theta_{k, \text{доп}} = 200^0 \text{ C}.$$

Термическая стойкость жесткой ошиновки ЗРУ 10 кВ, при коротком замыкании обеспечивается.

5) Проверка жестких шин на электродинамическую стойкость.

Проверка шинных конструкций на электродинамическую стойкость при коротком замыкании заключается в расчете максимального механического напряжения в материале ($\sigma_{\text{мак}}$) и максимальной нагрузки на изоляторы ($F_{\text{мак}}$) и в сравнении полученных значений указанных величин с допустимыми значениями.

Шинная конструкция обладает электродинамической стойкостью, если выполняются условия [22]:

$$- \sigma_{\text{мак}} \leq \sigma_{\text{доп}},$$

$$- F_{\text{мак}} \leq F_{\text{доп}},$$

где $\sigma_{\text{доп}}$ - допустимое механическое напряжение в материале шин;

$F_{\text{доп}}$ - допустимая механическая нагрузка на изоляторы.

При проверке на электродинамическую стойкость шинных конструкций, обладающей высокой жесткостью, шину в любом пролете между изоляторами, кроме крайних, следует рассматривать как стержень (балку) с заземленными концами. Наличие ответвлений допускается не учитывать, поскольку они снижают расчетные напряжения в материале шин и нагрузки в изоляторах.

Определяется максимальная сила, действующая в трехфазной системе проводников на расчетную фазу при трехфазном коротком замыкании, по формуле:

$$F_{\text{мак}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot L \cdot (i_{\text{уд}})^2 \cdot K_{\text{ф}} \cdot K_{\text{расп}}}{\alpha}, \quad (31)$$

где $i_{\text{уд}}$ - ударный ток трехфазного КЗ, А;

L - длина пролета, м;

$K_{\text{ф}}$ - коэффициент формы;

$K_{\text{расп}}$ - коэффициент, зависящий от взаимного расположения проводников;

α - расстояние между осями проводников, м.

Коэффициент формы ($K_{\text{ф}}$) для проводников прямоугольного сечения определяется по кривым, приведенным на рисунке 7.3 [22]: $K_{\text{ф}} = 0,98$.

Значения коэффициента $K_{\text{расп}}$ для принятого типа шин и средней фазы В, выбирается по таблице 7.3 [5]: $K_{\text{расп}} = 1,0$.

$$F_{\text{мак}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot (12,27)^2 \cdot 0,98 \cdot 1}{0,4} = 44,563 \text{ Н}$$

На основании данного расчета, выбираются опорные изоляторы, которые должны обладать достаточной электрической и механической прочностью, быть теплостойкими и не бояться сырости. Принимаются опорные изоляторы внутренней установки типа ИО-10-3,75УЗ. Номинальное напряжение 10 кВ; максимальное разрушающее усилие при статическом изгибе $F_{\text{раз}} = 3750 \text{ Н}$.

Производится проверка выбранных опорных изоляторов, по следующим условиям:

По номинальному напряжению: $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$,

$$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}.$$

По допустимой нагрузке $F_{\text{мак}} \leq F_{\text{доп}}$, где $F_{\text{доп}}$ - допустимая нагрузка на изолятор (изоляционную опору) ($F_{\text{доп}}$) в ньютонах следует принимать равной 60% от минимальной разрушающей нагрузки $F_{\text{раз}}$, приложенной к вершине изолятора (опоры) при изгибе или разрыве, т.е.:

$$F_{доп} = 0,6 F_{раз};$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н};$$

$$F_{мак} = 44,563 \text{ Н} \leq F_{доп} = 2250 \text{ Н}.$$

Условия выбора опорных изоляторов выполняются.

Определяется максимальное напряжение в материале шины по формуле:

$$\sigma_{мак} = \frac{F_{мак} \cdot L}{\lambda W}, \quad (32)$$

где λ - коэффициент, зависящий от усилия опирания (закрепления) шин, а также числа пролетов конструкции с неразрезанными шинами, $\lambda = 10$ для крайних пролетов;

W - момент сопротивления поперечного сечения шины, м^3 ; формула для его определения приведена в таблице 7.4 [22]:

$$W_y = bh^2 / 6, \quad (33)$$

здесь b, h - размеры шин.

$$W_y = 0,01 \cdot 0,08^2 / 6 = 10,6 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3;$$

$$\sigma_{мак} = \frac{44,563 \cdot 0,7}{10 \cdot 10,6 \cdot 10^{-5}} = 0,0294 \text{ МПа}.$$

Допустимое напряжение в материале жестких шин ($\sigma_{доп}$) в паскалях следует принимать равным 70% от временного сопротивления разрыву материала шин σ_p :

$$\sigma_{доп} = 0,7 \sigma_p.$$

Временные сопротивления разрыву и допускаемые напряжения в материале шин приведены в таблице 7.2 [22]:

$$\sigma_p = 118 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{доп} = 0,7 \cdot 118 = 82,6 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{мак} = 0,0294 \text{ МПа} \leq \sigma_{доп} = 82,6 \text{ МПа}.$$

Условия выбора шин на электродинамическую стойкость выполняются.

2.5 Выбор КРУ

Данное электрооборудование подстанции находится в базовой комплектации КРУ в металлической оболочке с воздушной изоляцией КРУ серии «Волга».



Рисунок 6 - КРУ в металлической оболочке с воздушной изоляцией КРУ серии «Волга».

Данные КРУ состоят из шкафов заводской сборки для внутренней установки, с выдвижными элементами и одинарными системами сборных шин, прошедшие все необходимые испытания. В месте эксплуатации шкафы составляются в один ряд и образуют единое распределительно устройство. Данное оборудование обеспечивает безопасность персонала и окружающей среды.

Возможности конструкции [35]:

- гибкость применения;
- простота обслуживания;
- полный набор отсеков аппаратуры;
- полное фронтальное обслуживание;
- эффективное использование пространства;
- возможность вкатывания - выкатывания выключателя ручным или электрическим приводом;

- удобный доступ к кабельным соединениям;
- защита от внутренней дуги передней, боковой и задней стенок;



Рисунок 7 - Общая конструкция шкафа КРУ серии «Волга».

Заземлитель ЗРФ 10 может иметь как ручной, так и электрический привод. Положение заземлителя указывается при помощи вспомогательного переключателя как механически, так и электрически.



Рисунок 8 - Заземлитель ЗРФ 10

Технические характеристики ЗРФ 10 [35]:

- номинальное напряжение - 10 кВ;
- испытательное напряжения грозового импульса -75 кВ;
- сквозной ток короткого замыкания -31,5 кА;

- длительность протекания сквозного тока короткого замыкания - 3с;
- пик тока включения - 80 кА.



Рисунок 9. - Блок релейной защиты IPR-A

Основные функции:

- контроль состояния выключателя, цепи отключения и внутренний самоконтроль терминала;
- 2 интерфейса связи: один- локальная связь с ПК, второй для удаленной связи через систему связи подстанции;
- измерение напряжения и тока при помощи обычных измерительных трансформаторов или датчиков тока и напряжения;
- местный интерфейс человек-машина, включающий большой графический дисплей;
- основные функции защиты, включая ненаправленную и направленную максимальную токовую защиту и защиту от замыканий на землю, защиту от напряжения нулевой последовательности, защиту от понижения/повышения напряжения, дистанционную защиту, дифференциальную защиту трансформатора, защиту от тепловой перегрузки, УРОВ и АПВ;
- функции управления, включая местное и дистанционное управление 7 объектами коммутации, индикация состояния объектов коммутации и блокировки на уровне ячейки и станционном уровне;

- измерение фазных токов, линейных и фазных напряжений, тока и напряжения нулевой последовательности, частоты, коэффициента мощности, гармоника, активной и реактивной мощности и т.д.

3. ОРГАНИЗАЦИОННО-РАСЧЁТНАЯ ЧАСТЬ

3.1 Расчет защитного заземления

Защитное заземление на подстанции служит:

- для обеспечения безопасной работы обслуживающего персонала;
- для присоединения нейтрали трансформаторов;
- для присоединения средств грозозащиты, молниеотводов.

Согласно ПУЭ [17], в целях выравнивания потенциала, заземлитель должен быть выполнен в виде горизонтальной сетки из продольных и поперечных проводников, уложенных в земле на глубине 0,7-0,8 м, и вертикальных электродов.

Продольные проводники сетки прокладывают вдоль осей электрооборудования и конструкций со стороны обслуживания на расстоянии 0,8-1,0 м от фундамента или основания оборудования.

Поперечные заземлители следует прокладывать в удобных местах между оборудованием на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли. Расстояние между ними рекомендуется принимать увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки. При этом первое и последующее расстояния, начиная от периферии, не должны превышать соответственно 4; 5; 6; 7,5; 9; 11; 13,5; 16 и 20 м.

Расчетное удельное сопротивление верхнего слоя грунта определяется по формуле:

$$\rho_1 = \psi \cdot \rho_B \quad ;$$

(34)

где ρ_B – удельное сопротивление верхнего слоя земли, $\rho_B=100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$;
 ψ – коэффициент сезонности, для II климатической зоны, $\psi =1,5$.

Для верхнего слоя грунта толщиной $h_1=2,8 \text{ м}$:

$$\rho_1 = 1,5 \cdot 100 = 150 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Нижние слои земли считаются неподверженными сезонным изменениям, поэтому их расчетные удельные сопротивления оказываются равными измеренным: ϕ

$$\rho_2 = 40 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Сопротивление естественного заземлителя системы «трос – опоры», подходящих к подстанции воздушных линий равно:

$$R_E = \sqrt{r_{on} \frac{0,15 \cdot l}{S \cdot n_T}} \quad ;$$

(35)

$$R_E = \frac{1}{2} \sqrt{12 \cdot \frac{0,15 \cdot 250}{50 \cdot 1}} = 1,5 \text{ Ом}$$

Требуемое сопротивление искусственного заземлителя $R_{И}$ получим из формулы с учетом того, что $R_3 = 0,5 \text{ Ом}$ и $R_E = 1,5 \text{ Ом}$:

$$R_{И} = \frac{R_E \cdot R_3}{(R_E - R_{И})} ;$$

(36)

$$R_{И} = \frac{1,5 \cdot 0,5}{1,5 - 0,5} = 0,75 \text{ Ом}$$

Составляем предварительную схему заземлителя и наносим ее на план подстанции, приняв контурный тип заземлителя, т.е. в виде сетки из горизонтальных полосовых и вертикальных стержневых (длиной $l_B = 5 \text{ м}$) электродов (см. рисунок 10). Вертикальные электроды размещаем по периметру заземлителя.

По предварительной схеме определяем суммарную длину горизонтальных и количество вертикальных электродов: $L_{Г} = 546 \text{ м}$; $n = 26 \text{ шт}$.

Составляем расчетную модель заземлителя в виде квадратной сетки площадью $S = 43 \cdot 32 = 1376 \text{ м}^2$. Длина одной стороны $\sqrt{S} = 37 \text{ м}$.

Количество ячеек по одной стороне модели:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 \quad ;$$

(37)

$$m = \frac{546}{2 \cdot 37} - 1 = 7,38$$

Принимаем $m=8$.

Уточняем суммарную длину горизонтальных электродов, м:

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot (m + 1) \cdot \sqrt{S} \quad ; \quad (38)$$

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot (8 + 1) \cdot 37 = 666 \text{ м} .$$

Длина стороны ячейки в модели, м:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} \text{ м.} \quad (39)$$

$$b = \frac{37}{8} = 4,6 \text{ м.}$$

Расстояние между вертикальными электродами, м:

$$a = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{n} \text{ м} \quad ;$$

(40)

$$a = \frac{4 \cdot 37}{26} = 5,7 \text{ м.}$$

Суммарная длина вертикальных электродов, м:

$$L_{\text{В}} = n \cdot l_{\text{В}} \text{ м} \quad ;$$

(41)

$$L_{\text{В}} = 26 \cdot 5 = 130 \text{ м} ;$$

Относительная глубина погружения в землю вертикальных электродов:

$$t_{\text{ОТН}} = \frac{(l_{\text{В}} + t_{\text{В}})}{\sqrt{S}} \quad ; \quad (42)$$

$$t_{\text{ОТН}} = \frac{(5 + 0,8)}{37} = 0,157 .$$

Относительная длина:

$$l_{\text{отн}} = \frac{(h_1 - t_B)}{I_B} ; \quad (43)$$

$$l_{\text{отн}} = \frac{1,8 - 0,8}{5} = 0,2 ;$$

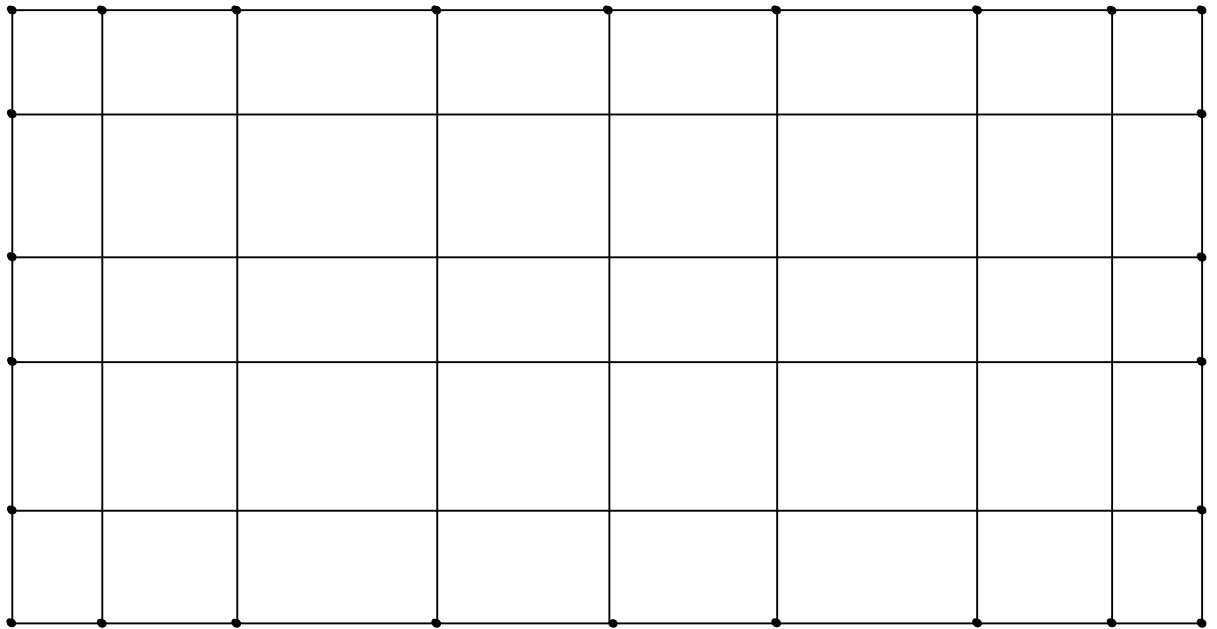


Рисунок 10 - Предварительная схема заземлителя

Расчетное эквивалентное удельное сопротивление грунта $\rho_{\text{э}}$ определяем по формуле:

$$\rho_{\text{э}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k . \quad (44)$$

Предварительно находим значения ρ_1/ρ_2 и k :

$$\rho_1/\rho_2 = 150/40 = 3,75 .$$

Поскольку $1 < \rho_1/\rho_2 < 10$, значение k находим:

$$k = 0,43 \cdot \left(1_{\text{отн}} + 0,272 \cdot \ln \frac{a\sqrt{2}}{I_B} \right) ; \quad (45)$$

$$k = 0,43 \cdot \left(0,2 + 0,272 \cdot \ln \frac{5,7\sqrt{2}}{5} \right) = 0,023 .$$

Определяем $\rho_{\text{э}}$, Ом·м

$$\rho_{\text{э}} = 40 \cdot \left(\frac{150}{40} \right)^{0,023} = 41 \text{ Ом}\cdot\text{м.}$$

Определим расчетное сопротивление R рассматриваемого искусственно-го заземлителя.

Предварительно находим коэффициент A , поскольку $0 < t_{\text{отн}} < 0,1$:

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,157 = 0,312 ;$$

(46)

$$R = A \cdot \frac{\rho_{\text{э}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{э}}}{L_{\Gamma} + L_{\text{В}}} ;$$

(47)

$$R = 0,312 \cdot \frac{41}{37} + \frac{41}{546 + 130} = 0,4 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{з}} = \frac{R \cdot R_{\text{Е}}}{(R + R_{\text{Е}})} \text{ Ом} ;$$

(48)

$$R_{\text{з}} = \frac{0,4 \cdot 1,5}{0,4 + 1,5} = 0,316 \text{ Ом}$$

Таким образом, искусственный заземлитель должен быть выполнен из горизонтальных пересекающихся полосовых электродов сечением 4x40 мм общей длиной не менее 666 м, и вертикальных стержневых в количестве не менее 26 штук, диаметром 12 мм, длиной по 5 м. При этих условиях сопротивление $R_{\text{и}}$ искусственного заземлителя в самое неблагоприятное время года не будет превышать 0,4 Ом, а сопротивление заземлителя подстанции в целом $R_{\text{з}}$, будет не более 0,5 Ом.

3.2 Молниезащита понизительной подстанции

При проектировании зданий и сооружений системы электроснабжения необходимо учитывать и предотвращать возможность их поражения ударами молнии. Особенно это относится к открытым электроустановкам. Молнии ха-

рактируются большим разрушающим действием, объясняемым большими амплитудой, крутизной нарастания и интегралом тока.

В соответствии с «Руководящими указаниями по защите электростанций и подстанций 3-500 кВ от прямых ударов молнии (ПУМ) и грозových волн, набегающих с линий электропередачи» [25], защите подлежат следующие объекты, расположенные на их территории:

- ОРУ, в том числе шинные мосты и гибкие связи, в том числе шинные мосты и гибкие связи;
- ЗРУ.

ОРУ станций и подстанций защищаются от ПУМ стержневыми молниеотводами и только для протяженных шинных мостов и гибких связей применяются тросовые молниеотводы.

Защита ОРУ осуществляется установкой стержневых молниеотводов на порталах подстанций или устройством отдельно стоящих стержневых молниеотводов со своими обособленными заземлителями.

Молниеотводы, установленные на порталах подстанций, дешевле отдельно стоящих молниеотводов, так как требуют меньше металла на изготовление. Они ближе располагаются к защищаемому оборудованию, поэтому эффективнее используется их защитная зона. Но при поражении порталного молниеотвода ударом молнии с большой амплитудой и крутизной фронта импульса тока на молниеотводе и на портале значительно возрастает напряжение. Это напряжение может оказаться достаточным, чтобы вызвать «обратное» перекрытие изоляции ОРУ с заземленных элементов на токоведущие части подстанции.

Принято различать в зависимости от степени надежности молниезащиты два типа зон: зона защиты типа А, обладающая высокой степенью надежности (99,5 % и выше), и зона защиты типа Б (95 % и выше). Данная понизительная подстанция относится к сооружениям со степенью надежности 95 %, зона защиты типа Б, класс зоны пожаробезопасности П-3

3.3 Разработка комплекса мер безопасности при эксплуатации оборудования подстанции

Электрические установки, представляют собой большую потенциальную опасность, поскольку в процессе эксплуатации или проведении профилактических работ человек может коснуться частей, находящихся под напряжением. Опасность прикосновения человека к токоведущим частям электроустановки определяется величиной протекающего через тело человека тока.

Для предотвращения электротравматизма недостаточно только организационных мер; здесь требуются также технические меры: защитное заземление, зануление, защитное отключение и т. д.

Трехфазные сети переменного тока могут работать как с изолированной, так и с заземленной нейтралью. В таких сетях напряжением до 1000 В защита персонала осуществляется занулением, являющимся преднамеренным электрическим соединением с нулевым защитным проводником металлических нетокведущих частей, которые могут оказаться под напряжением (ГОСТ 12.1.009-76). Это превращает любое замыкание на корпус в короткое замыкание, при котором срабатывает максимальная токовая защита, отключая поврежденную установку от сети.

Для уменьшения сопротивления цепи зануления, защитный нулевой проводник соединяют со всеми заземленными металлическими конструкциями. Установка в нулевой защитный проводник плавких вставок и выключателей запрещается.

Исключительно важное значение для предотвращения электротравматизма имеет правильная организация обслуживания действующих электроустановок, проведения ремонтных, монтажных и профилактических работ. При этом под правильной организацией понимается строгое выполнение ряда организационных и технических мероприятий и средств, установленных действующими «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей и пра-

вила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей” (ПТЭ и ПТВ потребителей) и “Правила установки электроустановок” (ПУЭ).

Все оборудование ПС в местах присоединений имеет таблички с полным адресом, маркой и сечением.

В особо опасных помещениях напряжение питания переносных светильников не должно превышать 12 В. Работы без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них, работы проводимые непосредственно на этих частях или при приближении к ним на расстояние менее установленного ПЭУ. К этим работам можно отнести работы по наладке отдельных узлов, блоков. При выполнении такого рода работ в электроустановках до 1000 В необходимо применение определенных технических и организационных мер, таких как:

ограждения, расположенные вблизи рабочего места и других токоведущих частей, к которым возможно случайное прикосновение;

работа в диэлектрических перчатках или стоя на диэлектрическом коврике;

применение инструмента с изолирующими рукоятками, при отсутствии такого инструмента следует пользоваться диэлектрическими перчатками.

Работы этого вида должны выполняться не менее чем двумя работниками.

В соответствии с ПТЭ и ПТВ потребителям и обслуживающему персоналу электроустановок предъявляются следующие требования :

лица, не достигшие 18-летнего возраста, не могут быть допущены к работам в электроустановках;

лица не должны иметь увечий и болезней, мешающих производственной работе;

лица должны после соответствующей теоретической и практической подготовки пройти проверку знаний и иметь удостоверение на доступ к работам в электроустановках.

3.4 Экономическая эффективность замены выключателей

Установка вакуумных выключателей вместо масляных позволит снизить потери электроэнергии и повысить надежность электроснабжения. Экономическую эффективность замены определяем по следующим показателям [17]:

- капитальные вложения;
- годовая экономия;
- годовой экономический эффект;
- срок окупаемости.

Масляные выключатели

Капитальные вложения (КВ) определяем согласно формуле:

$$КВ = Ц + Т + М, \quad (49)$$

где Ц – цена приобретения масляных выключателей, тыс. руб.;

Т – расходы на доставку, тыс. руб.;

М – затраты на монтаж и пуско-наладочные работы, тыс. руб.

Цена (Ц) на один масляный выключатель составляет 40 тыс. руб., их согласно схемы подстанции 28 штук.

$$Ц = С \cdot N, \quad (50)$$

где С – цена одного масляного выключателя, тыс. руб.;

N – число выключателей на подстанции, шт.

$$Ц = 40 \cdot 28 = 1120 \text{ тыс. руб.}$$

Расходы на доставку составляют 11% от стоимости оборудования:

$$Т = Ц \cdot 0,11, \quad (51)$$

$$Т = 1120 \cdot 0,11 = 123,2 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на монтаж (М) и пуско-наладочные работы с учетом сложности составляют 35% от стоимости оборудования:

$$М = Ц \cdot 0,35, \quad (52)$$

$$М = 1120 \cdot 0,35 = 392 \text{ тыс. руб.}$$

По формуле (42) определяем капитальные вложения:

$$KB = 1120 + 123,2 + 392 = 1635,2 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитываем годовой фонд заработной платы: [18]

$$ЗП = ТФ \cdot K_{\text{доп}} \cdot K_{\text{отч}}, \quad (53)$$

где ТФ – тарифный фонд заработной платы, тыс руб.

$K_{\text{доп}}$ – премиальные составляют 65%;

$K_{\text{отч}}$ – коэффициент отчислений составляет 26%.

Тарифный фонд заработной платы определяется

$$ТФ = Ч_{\text{т.с}} \cdot ЗТ, \quad (54)$$

где $Ч_{\text{т.с}}$ – часовая тарифная ставка, руб/час;

ЗТ – затраты труда, чел*час.

Для обслуживания масляного выключателя необходим электромонтер четвертого разряда, его оклад составляет 12 000 рублей:

$$Ч_{\text{т.с}} = \text{оклад} / 176, \quad (55)$$

где 176 – среднее число часов работы в месяц;

$$Ч_{\text{т.с}} = 12\,000 / 176 = 68,2 \text{ руб/час.}$$

Затраты труда определяем по формуле:

$$Т = у.е. \cdot 18,6, \quad (56)$$

где $у.е.$ = 5,4 – переводной коэффициент при обслуживании масляного выключателя [31];

18,6 – трудоемкость обслуживания одной условной единицы, чел*час;

$$ЗТ = 5,4 \cdot 18,6 = 100,44 \text{ чел.*час.}$$

$$ТФ = 68,2 \cdot 100,44 = 6850 \text{ руб.}$$

По формуле (47) определяем фонд заработной платы:

$$ЗП = 6850 \cdot 1,65 \cdot 1,26 = 14\,241,2 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитываем эксплуатационные затраты:

$$ЭЗ = ЗП + A_o + P_{\text{то}} + П_p \quad (57)$$

где A_o – Амортизационные отчисления, тыс. руб;

$P_{\text{то}}$ – расходы на ремонт и техническое обслуживание, тыс. руб;

$П_p$ – прочие расходы, тыс. руб.

Расходы на амортизацию составляют 3,5% от капитальных вложений:

$$A_o = KB \cdot 0,035, \quad (58)$$

$$A_o = 1635,2 \cdot 0,035 = 57,2 \text{ тыс. руб.}$$

Расходы на ремонт и техническое обслуживание для масляных выключателей составляют 40% от капитальных вложений:

$$P_{то} = KB \cdot 0,4, \quad (59)$$

$$P_{то} = 1635,2 \cdot 0,4 = 654,1 \text{ тыс. руб.}$$

Прочие расходы составляют 1% от капитальных вложений:

$$P_p = KB \cdot 0,001, \quad (60)$$

$$P_p = 1635,2 \cdot 0,001 = 1,635 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{ЭЗ} = 14\,241,2 + 57,2 + 654,1 + 1,635 = 14\,954,1 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитываем приведенные затраты:

$$З = KB \cdot E_n + \text{ЭЗ}, \quad (61)$$

где $E_n = 0,10$ нормативный коэффициент экономической эффективности,

ЭЗ – эксплуатационные затраты, тыс. руб.;

$$З = 1635,2 \cdot 0,1 + 14954,1 = 15\,117,6 \text{ тыс. руб.}$$

Вакуумные выключатели

Капитальные вложения определяем по формуле (49)

Цена на один вакуумный выключатель составляет 130 тыс. руб., их согласно схемы подстанции 28 штук соответственно цена на приобретение масляных выключателей будет определяться по формуле (50)

$$Ц = 130 \cdot 28 = 3640 \text{ тыс. руб.}$$

Расходы на доставку составляют 12% от стоимости оборудования определяются по формуле (44)

$$Т = 3640 \cdot 0,12 = 436,8 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на монтаж и пуско-наладочные работы вакуумных выключателей составляют 20% от стоимости оборудования и определяются по формуле (52)

$$М = 3640 \cdot 0,2 = 728 \text{ тыс. руб.}$$

По формуле (42) определяем капитальные вложения:

$$KB = 3640 + 436,8 + 728 = 4805 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитываем годовой фонд заработной платы

Тарифный фонд заработной платы определяется по формуле (53)

Так как для обслуживания вакуумного выключателя необходим электро-монтер 4-го разряда с окладом 15000 рублей, формула (48)

$$Ч_{тс} = \text{оклад} / 176,$$

где 176 – среднее число часов работы в месяц,

$$Ч_{тс} = 15\,000 / 176 = 85,2 \text{ руб/час.}$$

Затраты труда определяем по формуле (50),

у. е. = 3,1 – переводной коэффициент при обслуживании вакуумного выключателя;

18,6 – трудоемкость обслуживания одной условной единице, чел*час.

$$ЗТ = 3,1 \cdot 18,6 = 57,7 \text{ чел*час.}$$

Следовательно, тарифный фонд определяется по формуле (66)

$$ТФ = 85,2 \cdot 57,7 = 4916 \text{ руб.}$$

По формуле (46) определяем фонд заработной платы, где $K_{доп}$ – премиальные составляют 75%:

$$ЗП = 4916 \cdot 1,75 \cdot 1,26 = 10\,840 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитываем эксплуатационные затраты по формуле (67)

Расходы на амортизацию составляют 3,5% от капитальных вложений и определяются по формуле: (51)

$$A_o = 4805 \cdot 0,035 = 168,2 \text{ тыс. руб.}$$

Расходы на ремонт и техническое обслуживание для вакуумных выключателей составляют 20% от капитальных вложений и определяются по формуле: (52)

$$P_{то} = 4805 \cdot 0,2 = 961 \text{ тыс. руб.}$$

Прочие расходы составляют 1% от капитальных вложений и определяются по формуле: (53)

$$P_p = 4805 \cdot 0,001 = 4,8 \text{ тыс. руб.},$$

эксплуатационные затраты составят:

$$\text{ЭЗ} = 10\,840 + 168,2 + 961 + 4,8 = 11\,974 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитываем приведенные затраты по формуле (61)

$$З = 4805 \cdot 0,1 + 11\,974 = 12\,454,5 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем суммарную годовую экономию:

$$\Gamma_{\text{э}} = \text{ЭЗ}_{\text{МВ}} - \text{ЭЗ}_{\text{ВВ}},$$

(69)

где $\text{ЭЗ}_{\text{МВ}}$ – эксплуатационные затраты на масляные выключатели;

$\text{ЭЗ}_{\text{ВВ}}$ – эксплуатационные затраты на вакуумные выключатели

$$\Gamma_{\text{э}} = 14\,954,1 - 11\,974 = 2\,980,1 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем суммарный годовой экономический эффект:

$$\text{Э}_{\Gamma} = З_{\text{МВ}} - З_{\text{ВВ}}, \quad (70)$$

где $З_{\text{МВ}}$ – приведенные затраты на масляные выключатели;

$З_{\text{ВВ}}$ – приведенные затраты на вакуумные выключатели

$$\text{Э}_{\Gamma} = 15\,117,6 - 12\,454,5 = 2\,663,1 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем срок окупаемости капитальных вложений по формуле [31]:

$$T = \text{КВ} / \text{Э}_{\Gamma}, \quad (71)$$

$$T = 4805 / 2\,663,1 = 1,8 \text{ года.}$$

Результаты приведены в таблице 3.

На основании вышеизложенных расчётов делаем вывод, что замена масляного выключателя на вакуумный выключатель позволяет получить ежегодную экономию 2980,1 тыс. рублей. Это объясняется снижением затрат на эксплуатацию. Дополнительные капитальные вложения окупятся за 1,8 года.

Таблица 3 – Эффективность замены выключателей

Показатели	Значение	
	Масляный выключатель	Вакуумный выключатель
Капвложения, тыс. руб.	1635,2	4805
Эксплуатационные затраты, тыс. руб.	14 954,1	11 974
Приведенные затраты, тыс. руб.	15 117,6	12 454,5

Годовая экономия, тыс. руб.	-	2980,1
Годовой экономический эффект, тыс. руб.	-	2663,1
Срок окупаемости капиталовложений, лет	-	1,8

3.5 Инструкция по эксплуатации вакуумного выключателя

Перед пуском в эксплуатацию необходимо выполнить следующие действия: – проверить затяжку соединений внешних силовых проводников к выводам главной цепи выключателя; – убедиться, что напряжение оперативного питания находится в допустимых пределах – убедиться в отсутствии посторонних предметов снаружи и внутри выключателя – убедиться в наличии условий для циркуляции воздуха вокруг выключателя для предотвращения нагрева его отдельных частей выше допустимых температур; – выполнить процедуры проверки, указанные в (приложение Б) [35] .

Меры безопасности

При монтаже и эксплуатации выключателя должны быть соблюдены следующие меры безопасности: – все пуско-наладочные работы должны выполняться персоналом, имеющим необходимую квалификацию и опыт эксплуатации выключателей; – все действия по установке выключателя, переводу из контрольного положения в рабочее и обратно производить только в отключенном положении выключателя; – для правильной установки выключателя необходимо обеспечить вспомогательную опору с ровной горизонтальной поверхностью, расположенную непосредственно перед лицевой стороной ячейки на одной высоте с установочной плоскостью выключателя. Площадь вспомогательной опоры при транспортировании выключателя без поддона должна быть достаточной для расположения выключателя на ней без свеса; – при установке выключателя в КРУ (КСО) допускается использование передвижных сервисных тележек с подъемным механизмом; – установку выключателя в ячейку разрешается про-

изводить только при закрытых шторках шторочного механизма. Если шторочный механизм был предварительно заблокирован, необходимо его разблокировать; – одной из особенностей вакуумной изоляции является возможность образования рентгеновского излучения при разомкнутых контактах. ОАО «ПО Электроника» заявляет, что интенсивность местного излучения на расстоянии 100 мм от поверхности полюса главной цепи не превышает 1 мЗв/ч. При номинальном рабочем напряжении эксплуатация выключателей является абсолютно безопасной. Приложение к разомкнутым контактам ВДК одноминутного испытательного переменного напряжения 42 кВ 50 Гц является безопасным при условии нахождения выключателя внутри металлической оболочки ячейки распределительного устройства. [35]

3.6 Пожарная безопасность

Пожарная безопасность на ПС обеспечивается мероприятиями пожарной безопасности, представляющей собой комплекс организационных и технических мероприятий, направленных на обеспечение безопасности людей, на предотвращение пожара, ограничение его распространения, а также создание условий для успешного тушения.

На ПС предусмотрены первичные средства пожаротушения, которые используются для локализации и ликвидации небольших очагов возгорания, а также пожаров в их начальной стадии.

Согласно [21], для временного хранения промасленной ветоши на ПС установлены металлические закрывающиеся ящики объемом 0,5 м³, с надписью «Для ветоши».

Тушение пожара производится пожарными машинами.

Первичные средства пожаротушения указаны в таблице 4

Таблица 4 – Оснащение первичными средствами пожаротушения ПС 10 кВ

Наименование первичных средств пожаротушения, немеханизованного инструмента и инвентаря	Кол-во, шт.
Огнетушитель порошковый ОП-100	2
Лом	2
Крюк с деревянной рукояткой	1
Ведро	2
Асбестовое полотно, грубошерстная ткань или войлок (кошма, покрывало из негорючего материала) размером 2*3 м	2

Лопата штыковая	2
Лопата совковая	2
Ящик с песком	1

Все средства пожаротушения должны находиться в исправном состоянии и доступном месте.

Для защиты оборудования подстанции от прямых ударов молнии предусмотрена система молниезащиты.

Во избежание возникновения чрезвычайных ситуаций и их ликвидации с персоналом подстанции в соответствии с [20,27] проводится инструктаж по технике безопасности с рассмотрением вопросов поведения работников в условиях чрезвычайной ситуации. В первую очередь рассматриваются работы, направленные на прекращение воздействия внешнего фактора на объект (если это возможно), локализацию очага поражения, постановка средств, препятствующих распространению опасности по территории объекта.

3.7 Соблюдения природоохранных требований при эксплуатации электроустановок

При эксплуатации электроустановок должны приниматься меры для предупреждения или ограничения вредного воздействия на окружающую среду выброс загрязняющих веществ в атмосферу и сбросов в водные объекты, снижение звукового давления, вибрации, электрических и магнитных полей и иных вредных физических воздействий, и сокращения потребления воды из природных источников.

Количество выбросов загрязняющих веществ в атмосферу не должно превышать установленных норм предельно допустимых выбросов, сбросов загрязняющих веществ в водные объекты – норм предельно допустимых или временно согласованных сбросов. Напряженность электрического и магнитного полей не должна превышать предельно допустимых уровней этих факторов,

шумовое воздействие – норм звуковой мощности оборудования, установленных соответствующих санитарными нормами и стандартами.

У Потребителя, эксплуатирующего маслonaполненное электрооборудование, должны быть разработаны мероприятия по предотвращению аварийных выбросов его в окружающую среду. Маслоприемные устройства должны содержаться в состоянии, обеспечивающем прием масла в любое время года.

Потребители, у которых при эксплуатации электроустановок образуются токсичные отходы, должны обеспечить их своевременную утилизацию, обезвреживание и захоронение. Складирование или захоронение токсичных отходов на территории Потребителя не допускается.

Для экологической безопасности следует предусмотреть определённые меры :

- применение оборудования, не требующего специальных мероприятий по его утилизации;
- Приведение к норме земель, нарушенных в процессе реконструкции;
- постепенный вывод устаревшего оборудования из эксплуатации;
- минимум воздействий на окружающую среду при ремонте электрооборудования;
- применение современных составов, не оказывающих вредного воздействия на окружающую среду;

Для регулярного управления деятельностью в области экологии, рекомендуется внедрение в условиях ОАО «ЕВРАЗ НТМК» системы экологического менеджмента в соответствии с требованиями российских и международных стандартов, в том числе ISO 14001:2004. [36]

Стандарт ISO 14001 был разработан главным образом для того, чтобы уменьшить воздействие деятельности организаций на окружающую среду. Помимо того, что организации смогут улучшить свою деятельность в рамках экологических стандартов, они так же получают ряд экономических преимуществ,

в том числе повышенный уровень соответствия законодательным и правовым требованиям за счет использования стандарта ISO.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Данная выпускная квалификационная работа входит в состав комплекса работ по проектированию участка по производству шаров, вновь сооружаемого в помещении рельсобалочного цеха (РБЦ). Были рассмотрены вопросы реконструкции подстанции в условиях ОАО «ЕВРАЗ НТМК». Произведена замена устаревшего оборудования на новое современное, в связи его физического и морального износа. Рассмотрены условия выбора высоковольтного электрооборудования.

По результатам расчетов было выбрано высоковольтное электрооборудования, КРУ серии «Волга» 10 в металлической оболочке с воздушной изоляцией и полной комплектацией имеющегося оборудования. Выбранное современное электротехническое оборудование для всех ступеней напряжения проверено на воздействие токов короткого замыкания.

В данной работе отражены вопросы относящиеся к обеспечению безопасности работающих на предприятии, природоохранной деятельности.

Произведён расчёт токов короткого замыкания, на основании которого выполнен монтаж защитной аппаратуры. Произведён расчёт и выбор заземляющих устройств: контура заземления и молниезащиты.

Расчет показателей экономической эффективности показывает, что проект реконструкции является выгодным и окупаемым.

Основная проблема рассматриваемая в данной работе решена повышением

надёжности работы электрооборудования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 14209–1997 – «Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов».
2. ГОСТ 52735–2007 – «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ»
3. ГОСТ Р52735–2007 – «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ».
4. Дроздовский Ю.В. Новое электрооборудование подстанций и распределительных устройств электростанций : учебно-методическое пособие / Дроздовский Ю.В., Куличенков В.П., Романов Р.В., кол. авт. Белорусский национальный технический университет, Институт повышения квалификации и переподготовки кадров по новым направлениям развития техники, технологии и экономики. - Электрон. дан.. - БНТУ, 2011. Гулидов И.Н. Эксплуатация механического и транспортного оборудования прокатных цехов: Учебник. – Москва: Металлургия, 2010.- 272 с.
5. Дуганова Г.В.. Охрана окружающей природной среды: Учебник. –Киев: Высшая школа, 2010. – 421 с.
6. Зайцев О.А., Радугин А.А. Основы менеджмента: Учебное пособие для вузов/Науч. редактор А.А. Радугин. – Москва: Центр, 2010.
7. Зюзин А.Ф. Поконов Н.З. Вишток А.М.. Монтаж эксплуатация и ремонт электрооборудования промышленных предприятий и установок: Учебник, издание 2-е переработанное и дополненное. – Москва: Высшая школа, 2010. – 367 с. Прузнер С. Л. Экономика, организация и планирование энергетического производства. – Москва: Энергоатомиздат, 2010. – 289 стр.

8. Какуевичкий Л.И. Смирнова Т.В.. Реле защиты и автоматики: Справочник / Под редакцией Хейвица М.Э.. – Москва: Энергия, 2010. – 344с.
9. Копытов Ю.В. Беккер М.В. Стан В.В.. ПТЭ и ПТБ: Издание 4-е переработанное и дополненное. – Москва: Энергоатомиздат, 2010.- 427с.
10. Куницкий Н. П. Электрооборудование прокатных цехов. – Москва: Металлургия, 2011. – 327 стр.
11. Линчевский Б.В., Соболевский А.Л., Кальменев А.А. Металлургия черных металлов. – Москва: Металлургия, 2010. – 360 стр.
12. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ (НТП ПС) – Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» (СТО 56947007 – 29.240.10.028–2009).
13. ОАО «НТМК» Сборник вопросов и ответов по охране труда для руководителей и специалистов. – Н. Тагил: 2010. – 380 стр.
14. Полтев В. К., Смольников Л. П. Электрооборудование основных цехов металлургических заводов. – Москва: 2010. – 595 стр.
15. Полухин П.И. Федосов Н.М. Королёв А.А. Матвеев Ю.М.. Прокатное производство: Учебник, издание 3-е переработанное и дополненное. – Москва: Металлургия, 2010.- 696 с.
16. Правила устройства электроустановок: Издание 6-е исправленное и дополненное. – Москва: Госатомнадзор, 2010.- 648с.
17. Правила устройства электроустановок. Издание 7. ПУЭ, СО 153-34.20.120-2003
18. Прузнер С. Л. Экономика, организация и планирование энергетического производства. – Москва: Энергоатомиздат, 2010. – 289 стр.
19. ПУЭ.- Москва: Энергоатомиздат, 2006, 2007г.
20. РД 34.12.202. Инструкция по организации противопожарных тренировок на энергетических предприятиях и в организациях Минэнерго СССР, утвержденная Управлением пожарной безопасности, военизированной охраны и гражданской обороны Минэнерго СССР от 04.05. 1984.

21. РД 153.-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95) «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий». Утверждены первым заместителем Председателя Правления РАО «ЕЭС России» О.В. Бритвиным 09 марта 2000г. – М.: Изд-во стандартов, 2000.
22. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. - М.: Энергоатомиздат 1987 г.
23. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002 г.
24. Руководство по монтажу и эксплуатации «Трансформаторы напряжения измерительные однофазные емкостного типа серии «СР» на номинальные напряжения 110-750 кВ» 1БП 793 001 РЭ.
25. Руководящие указания по защите электростанций и подстанций 3—500 кВ от прямых ударов молнии и грозовых волн, набегających с линий электропередачи. — Москва: СЦНТИ ОРГРЭС, 1975.—32 с.
26. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования./ Под ред. Ю.Г. Барыбина. - М.: Энергоатомиздат, 1991 г.
27. СТО 56947007- 29.240.120-2012 Стандарт организации. Организация обучения мерам пожарной безопасности работников ОАО «ФСК ЕЭС».
28. Тимофеев В.Л.. Расчёт регулируемого электропривода постоянного тока: Методичка. – Н.Тагил.:2010.- 92 с.
29. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования./ Под ред. Ю.Г. Барыбина. - М.: Энергоатомиздат, 1991 г.
30. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35–750 кВ. Типовые решения— Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» 2007 г.
31. Фролов Е. А. Проектирование общего менеджмента на промышленном предприятии. – Москва: 2011.

32. Фёдоров А.А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию [Текст]: в 2-х т., Т.1: Электроснабжение – Москва: Энергоатомиздат, 1987. – 592 с.
33. Чернобровов Н.В., Семёнов В.А. Релейная защита энергетических систем. – Москва: Энергоиздат, 1998. – 800 с.
34. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. - М.: Форум-Инфра, 2004 г.
35. Вакуумный выключатель VF 10 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.elteh.ru> (дата обращения: 10.12.17).
36. Стандарт ISO 14001 [Электронный ресурс]. – Режим па: http://bio.sfu-kras.ru/files/1607_ISO_14001_.pdf (дата обращения: 15.12.17).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

№ г/п	Наименование проверки	Процедура проверки	Результат проверки
		- правильность заполнения маркировочной таблички (рис. 9)	сколов и других повреждений, снижающих механическую и изоляционную прочность конструкции; - наличие отслоений серебряного покрытия на контактных площадках выводов главной токоведущей цепи; - нарушение защитных покрытий корпуса, элементов привода; - нарушение целостности изоляции вспомогательных цепей
2	Проверка электрического сопротивления главной токоведущей цепи	измерения проводятся при помощи микроомметра; измерение проводится для каждого полюса главной цепи во включенном положении выключателя	величины измеренных электрических сопротивлений каждого полюса главной цепи не должны превышать значений, указанных в табл. 15
3	Измерение сопротивления и испытание электрической прочности изоляции главной токоведущей цепи	<p>- измерение сопротивления изоляции проводится мегомметром на напряжение 2500 В;</p> <p>- испытание электрической прочности изоляции проводится напряжением 42 кВ 50 Гц в течение 1 минуты, допускается испытание выключателей, предназначенных для установки в распределительные устройства на напряжение 6 кВ, проводить напряжением 32 кВ 50 Гц;</p> <p>- измерение сопротивления и испытание электрической прочности изоляции относительно земли и между полюсами (выключатель включен, показано для 1 полюса);</p>  <p>- измерение сопротивления и испытание электрической прочности изоляции на контактный разрыв (выключатель отключен, показано для 1 полюса)</p>	<p>выключатель считается выдержавшим испытание, если:</p> <p>- сопротивление изоляции каждого полюса главной цепи относительно других полюсов главной цепи и земли и сопротивление изоляции вакуумного промежутка между контактами полюса главной цепи не менее 1000 МОм;</p> <p>- в процессе испытания электрической прочности изоляции не произошло пробоя изоляции</p>

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

№ п/п	Наименование проверки	Процедура проверки	Результат проверки
			
4	Измерение сопротивления изоляции вспомогательных цепей	измерение сопротивления изоляции проводится с помощью мегомметра на напряжение 1000 В	сопротивление изоляции гальванически не связанных цепей – не менее 1 Мом
5	Проверка характеристик выключателя	<p>производится следующие операции:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 5 операций В и О в ручном режиме с ручным взводом силовой пружины; - 5 операций В и О в дистанционном режиме при номинальном и минимальном напряжении оперативного питания (табл. 6); - 5 циклов ВО в дистанционном режиме при номинальном напряжении оперативного питания. <p>При выполнении операций в дистанционном режиме контролируются собственные времена включения/отключения выключателя, одновременность включения/отключения контактов полюсов главной цепи, дребезг контактов при включении</p>	<ul style="list-style-type: none"> - не произошло ни одного сбоя при выполнении операций В, О и циклов ВО при подаче соответствующих команд во всех режимах; - в дистанционном режиме все измеренные значения времен соответствуют допустимым значениям, представленным в табл. 4 или 5; - счетчик количества циклов отсчитывает каждый цикл операций В и О
6	Проверка исправности действия индикаторов и блокировок	<p>Выполняются следующие проверки:</p> <ul style="list-style-type: none"> - проверка соответствия индикатора положения выключателя фактическому положению выключателя; - проверка соответствия индикатора взвода пружины фактическому состоянию силовой пружины; - проверка блокировки перевода выключателя из контрольного положения в рабочее при включенном выключателе (исполнение М, Е); - проверка блокировки перевода выключателя из рабочего положения в контрольное при включенном выключателе (исполнение М, Е); - проверка блокировки перевода выключателя из контрольного положения в рабочее при включенном заземлителе (исполнение М, Е); - проверка блокировки включения заземлителя при включенном выключателе в рабочем положении выключателя (внешние блокировки для исполнений М, Е и 	<ul style="list-style-type: none"> - положение индикатора положения выключателя должно соответствовать фактическому положению выключателя; - положение индикатора взвода пружины должно соответствовать фактическому состоянию силовой пружины; - работа блокировок должна соответствовать их назначению
		<p>S);</p> <ul style="list-style-type: none"> - проверка фиксации выключателя в контрольном и рабочем положениях (исполнение М, Е); - проверка блокировки повторного включения выключателя; - проверка электромагнитной блокировки включения выключателя при отсутствии оперативного питания (опция) 	
7	Проверка работоспособности вторичных цепей	<p>Проверка цепей управления производится посредством выполнения соответствующих операций и проверки соответствия положения выключателя выполненным операциям (Приложение 2);</p> <p>Проверка цепей блок-контактов при выполнении соответствующих операций производится с помощью тестера в режиме индикатора низкого сопротивления</p>	<ul style="list-style-type: none"> - положение выключателя соответствует подаваемым командам в цепи управления; - положение блок-контактов соответствует положению выключателя и положению тележки аппаратной (для исполнения М, Е)

ПРИЛОЖЕНИЕ В

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

ПРИЛОЖЕНИЕ Д