

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

**РЕКОНСТРУКЦИЯ КОМПЛЕКТНОГО
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА НАПРЯЖЕНИЕМ 10 кВ
РАЙОННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

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: 669

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 КОМПЛЕКТНОГО РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА НАПРЯЖЕНИЕМ 10 кВ РАЙОННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Исполнитель:
студент группы ЗЭС-404С

А. М. Медведев

Руководитель:
старший преподаватель кафедры ЭТ

Ю. А. Юксеев

Нормоконтролер:
старший преподаватель кафедры ЭТ

Т. В. Лискова

Екатеринбург 2018

АННОТАЦИЯ

Выпускная квалификационная работа выполнена на 61 странице, содержит 17 рисунков, 4 таблицы, 31 источник литературы, а также приложения на 6 страницах.

Ключевые слова: ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, ПОДСТАНЦИЯ, ВМП-10, ЯЧЕЙКИ КРУН-10 кВ ПС 110/10 кВ, ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ВВ/TEL.

Медведев А. М. Реконструкция комплектного распределительного устройства напряжением 10 кВ районных электрических сетей: выпускная квалификационная работа / А. М. Медведев; Рос. гос. проф.-пед. ун-т, Ин-т инж.-пед. образования, Каф. Энергетики и транспорта. – Екатеринбург, 2018. – 61 с.

Краткая характеристика содержания ВКР:

1. Тема выпускной квалификационной работы «Реконструкция комплектного распределительного устройства напряжением 10 кВ районных электрических сетей».

2. Цель работы: реконструировать ячейки комплектного распределительного устройства напряжением 10 кВ районных электрических сетей».

3. В ходе выполнения выпускной квалификационной работы проведен анализ решения о реконструкции ячеек 10 кВ на подстанции и причины замены оборудования. Для этого были произведены соответствующие расчеты, в соответствии с которыми и были выбраны выключатели, релейная защита и автоматика, комплект адаптации. Рассмотрена инструкция по монтажу выключателей. Проведен расчет показателей экономической эффективности реконструкции. Рассмотрены вопросы экологии на предприятии.

4. Решение по применению вакуумных выключателей ВВ/TEL позволяет использовать аппарат как при модернизации существующих распределительных устройств, так и при новом строительстве. Расчет показателей экономической эффективности показывает, что проект реконструкции является выгодным и окупаемым.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1 РАСЧЕТНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	5
1.1 Характеристика предприятия.....	5
1.2 Обоснование выбора темы ВКР	7
1.3 Расчет токов короткого замыкания	9
1.4 Расчет и выбор выключателей	17
1.5 Устройство выключателей	20
1.6 Принцип действия выключателей	24
1.7 Выбор комплекта адаптации.....	29
1.8 Выбор релейной защиты, автоматики и вторичной коммутации	29
2. ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ ЧАСТЬ	34
2.1 Инструкция по монтажу выключателя	34
2.2 Использование выключателей	46
2.3 Заземление и защита от перенапряжения	47
2.4 Экономическое обоснование замены выключателей	53
2.5 Пожарная безопасность	58
2.6 Экологические аспекты ремонтной политики	59
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	61
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	62
ПРИЛОЖЕНИЕ А	65
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	66
ПРИЛОЖЕНИЕ В	67
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	68
ПРИЛОЖЕНИЕ Д	69
ПРИЛОЖЕНИЕ Е.....	70

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетическая отрасль России—это развивающийся в масштабах всей страны высокоавтоматизированный комплекс электростанций, электрических сетей и объектов электросетевого хозяйства, объединенных единым технологическим циклом и централизованным оперативно-диспетчерским управлением. Электроэнергетические системы (ЭЭС) представляют собой важнейшую часть инфраструктуры промышленности нашей страны, обеспечивающую ее энергетические нужды. Эффективность функционирования основной части электрических систем определяется в первую очередь требованиями бесперебойности работы потребителей электроэнергии, то есть надежностью электроснабжения.

Пышминский РЭС входящий в структуру Талицких электрических сетей ОАО «Свердловэнерго» входят в число наиболее экономичных и стабильных предприятий Восточного управленческого округа, в этом заслуга трудового коллектива.

Качество электроснабжения определяется поддержанием на установленном уровне значений напряжений и частоты; ограничением значений в сети высших гармоник и несинусоидальности и несимметричности напряжения.

При проектировании, сооружения и эксплуатации электроэнергетических сетей необходимо рационально в технико-экономическом плане осуществлять выбор напряжений, определять электрические нагрузки, выбирать тип, число и мощность трансформаторных подстанций, виды их защиты, системы компенсации реактивной мощности и способы регулирования напряжений.

Надежность электроснабжения обеспечивается бесперебойной работой элементов, энергосистемы и применения ряда технических устройств, как в системе, так и у потребителей-устройств релейной защиты и автоматики: автоматического включения резерва и повторного включения, своевременного отключения поврежденных элементов, контроля и сигнализации. Одним из важней-

ших условий сохранения устойчивости электроэнергетической системы является надежность работы релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматики (ПА) электроэнергетических систем.

Объект исследования – ПС 110/10 кВ Черемыш, расположенная вблизи населённого пункта Черемыш Пышминского района Свердловской области.

Предметом исследования являются ячейки КРУН-10 кВ ПС 110/10 кВ районных электрических сетей.

Цель работы: реконструировать ячейки КРУН 10 кВ ПС 110/10 кВ районных электрических сетей.

Задачи:

- проанализировать решение о реконструкции ячеек комплектного распределительного устройства 10 кВ подстанции и причины замены оборудования;
- сделать соответствующие расчеты, в соответствии с которыми выбрать выключатели, релейную защиту и автоматику, комплект адаптации;
- рассмотреть инструкцию по монтажу выключателей;
- провести расчет экономической эффективности реконструкции;
- проанализировать вопросы экологии на предприятии.

1 РАСЧЕТНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Характеристика предприятия

Талицкие электрические сети ОАО «Свердловэнерго» входят в число наиболее экономичных и стабильных предприятий Восточного управленческого округа, в этом заслуга трудового коллектива.

Современные реалии диктуют новые подходы и принципы организации энергоснабжения потребителей в условиях рыночной экономики и продолжающегося реформирования энергосистемы России. Крепкие трудовые традиции и профессионализм энергетиков позволяют решать любые поставленные перед нами задачи. Всех нас ждет большая и интересная работа, направленная на дальнейшее обновление, развитие и совершенствование Талицких электрических сетей.

Наше предприятие несет непрерывную трудовую вахту, обеспечивая бесперебойное и надежное энергоснабжение потребителей пяти административных районов Свердловской области: Талицкого, Байкаловского, Слободотуринского, Тугулымского, Пышминского.

Хорошим показателем стабильной и надежной работы коллектива является то, что ежегодно комиссии ОАО «Свердловэнерго», проверяющие готовность предприятия к работе в осенне - зимних условиях, оценивают Пышминский РЭС на «хорошо» и «отлично». По итогам 2006 года Пышминский РЭС занесен на Доску почета ОАО «Свердловэнерго» с вручением диплома победителя в номинации «Лучший коллектив структурного подразделения филиала и исполнительного аппарата». Эксплуатация закреплённого оборудования Пышминского РЭС осуществляется квалифицированным и профессионально подготовленным персоналом, в соответствии с требованиями и нормами техники безопасности и правилами технической эксплуатации энергетического оборудования.

Регулярно проводится обучение персонала не только в учебном комбинате ОАО «Свердловэнерго» и предприятия, но и в РЭС путём проведения технической учебы и специальной подготовки по разработанному плану работы с персоналом. Многие работники РЭС прошли обучение и обучаются сегодня в высших и средних специальных учебных заведениях без отрыва от производства по заочной форме обучения.

Пышминский район электрических сетей организован 01 марта 1963 года на базе Савинской ГЭС «Облсельэнерго», которая была построена и пущена в эксплуатацию в 1953 году на реке Пышма.

В связи с ликвидацией «Облсельэнерго» 01.01.1964 г. Пышминский РЭС вошел в состав Сухоложских электрических сетей.

В 1964 году Сухоложские электрические сети были переименованы в Восточные электрические сети.

В 1992 году в связи с созданием Талицких электрических сетей Пышминский РЭС вошел в состав Талицких электрических сетей, и является структурным подразделением (рисунок 1).



Рисунок 1 – Территория обслуживаемая Талицкими электрическими сетями

Техническая характеристика и электрооборудование ПРЭС

Персонал Пышминского района электрических сетей осуществляет техническое обслуживание:

- подстанций 110/10 кВ в количестве 5 шт.;
- воздушных линий 10 кВ - протяженностью 452 км.;
- воздушных линий 0,4 кВ - протяженностью 330 км.;
- трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ в количестве 267 шт.

Всего Пышминский РЭС обслуживает 3788 условных единиц линий электропередач и подстанций.

С вводом круглосуточной диспетчеризации, удаётся свести к минимуму простой аварийно-отключившегося оборудования, и тем самым повысить надёжность электроснабжения потребителей.

Оперативный персонал ведёт постоянную работу по самосовершенствованию и повышению надёжности закреплённого за ним оборудования. За последние годы по вине оперативного персонала не было ни одного несчастного случая или аварии.

Благодаря профессионализму работников и грамотно поставленной работе своевременно и качественно проводятся текущие и капитальные ремонты оборудования, которое на 70% выработало свой ресурс и требует всё больше внимания, чтобы исключить аварийные отключения.

1.2 Обоснование выбора темы ВКР

В настоящее время в энергетике в эксплуатации находится много устаревшего морально и физически оборудования, выработавшего свой ресурс. В связи с недостаточностью средств замены всего оборудования на новое принято решение не полностью реконструировать подстанции, а частично, то есть установить новое оборудования на старое место, что менее затратно.

Объектом реконструкции являются ячейки КРУН 10 кВ ПС 110/10кВ Черемыш, расположенной вблизи населённого пункта Черемыш Пышминского района Свердловской области (приложение А).

Необходимость реконструкции возникла ввиду необходимости замены морально и физически устаревших выключателей масляных подвесных (ВМП-10) и малообъёмных масляных выключателей типа ВМП-10 выработавших свой коммутационный и механический ресурс.

Технология реконструкции представляет собой демонтаж старых выключателей из ячеек комплектных распределительных устройств наружной установки (КРН-1-10) - 4 шт. и из ячеек на выкатных тележках VIУ-1 - 3 шт. и установку на их место новых ВВ-TEL адаптированных по месту, наладке, опробованию выключателей, установке новых ОПН, приёмо-сдаточных испытаний.

В конце XX века вакуумный выключатель ВВ/TEL произвел переворот в мире коммутационной аппаратуры 6-10 кВ и позволил совершить прорыв на пути создания современных комплектных распределительных устройств (КРУ) высокой надежности, которые не требовали бы обслуживания коммутационного аппарата на протяжении всего срока службы. Легкость и неприхотливость конструкции ВВ/TEL позволяет встроить выключатель в любую существующую КРУ или камеры сборные одностороннего обслуживания (КСО) или создать новую с уникальными потребительскими качествами.

Сегодня ВВ/TEL применяется на пяти континентах мира, чем подтверждает свое соответствие самым жестким требованиям эксплуатации, будь это Кольский полуостров с зимним морским климатом, либо Египет с его изнуряющим зноем зимой и летом, либо Вьетнам с его влажным климатом.

Многообразие решений по применению вакуумных выключателей ВВ/TEL позволяет использовать аппарат как при модернизации существующих распределительных устройств, так и при новом строительстве.

Применение ВВ/TEL позволяет полностью отказаться от затрат на обслуживание выключателя, так как на протяжении всего срока службы не требуется проведения средних и капитальных ремонтов [10].

Возможность применения единого исполнения выключателя ВВ/TEL во всех существующих диапазонах и на всех типах напряжений оперативного питания позволяет использовать аппарат без ущерба его техническим и эксплуатационным характеристикам, позволяя при этом не формировать широкую номенклатуру ЗИП или практически полностью от нее отказаться.

Блоки управления позволяют существенно сократить энергопотребление по цепи оперативного питания, так как практически не потребляют мощности из сети при включении и полностью не потребляют её при отключении выключателя, обеспечивая при этом стабильно минимальное время на коммутационную операцию, а также передачу информации в схему релейной защиты и автоматики (РЗА). Даже в отсутствии оперативного питания блоки управления серии TEL сохраняют возможность оперативного отключения выключателя ВВ/TEL или его включения с использованием блока механического включения БМВ/TEL [20].

1.3 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов КЗ является важнейшим этапом проектирования любого электротехнического сооружения, так как на основании его результатов производится выбор и проверка основного оборудования, токоведущих частей, расчет уставок релейной защиты.

Расчетная схема токов короткого замыкания

Для расчета токов КЗ необходимо знать схему электрической сети высокого напряжения (ВН).

Исходная схема ПС Черемыш (№2) показана на рисунке 2.

Класс напряжения – $U_{ВН} = 110$ кВ; $U_{НН} = 10,5$ кВ.

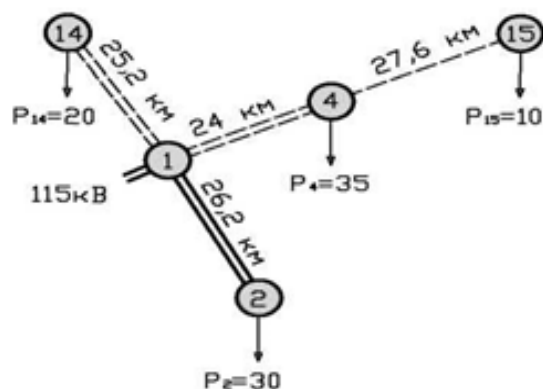


Рисунок 2 – Подстанция Черемыш

Преобразуем исходную схему сети в однолинейную схему замещения электрической сети с указанием тех элементов, которые влияют на значение токов короткого замыкания и его распределения по ветвям сети. Схема замещения исходной сети показана на рисунке 3.

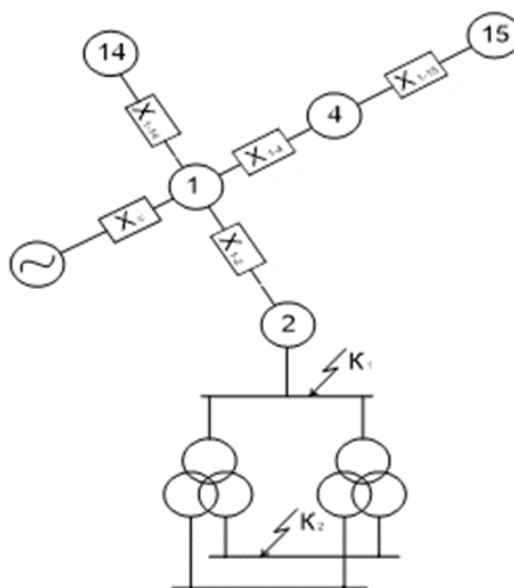


Рисунок 3 – Эквивалентная схема замещения сети для расчета

Сделав анализ схемы замещения, приходим к выводу, что для расчета токов КЗ можно не учитывать влияние нагрузки на подстанциях № 4, 14, 15.

Путь тока КЗ к точке K_1 проходит по линиям электропередачи, соединяющим подстанцию №1 с подстанцией №2, а к точке K_2 через сопротивление силовых трансформаторов к шинам низкого напряжения (НН) этой подстанции.

Приведем параметры схемы замещения к классу напряжения базового узла 115 кВ и учтем влияние приведенной нагрузки, считая, что при раздельной работе секций 110 и 10 кВ нагрузка делится на две равные части [2].

Расчет параметров схемы замещения

Все параметры схемы замещения сети приведен к классу напряжения 115 кВ - напряжения базового узла.

Преобразование схемы замещения и расчет токов КЗ будем производить в именованных единицах [1].

Рассчитаем ЭДС системы

ЭДС системы примем равным напряжению базового узла, следовательно:

$$E_c = \frac{U_c}{\sqrt{3}}, \quad (1)$$

где E_c - фазная ЭДС,

U_c = напряжения базового узла 115 кВ,

$$E_c = \frac{115}{\sqrt{3}} = 66,4 \text{ кВ}.$$

Рассчитаем индуктивное сопротивление линии

Сопротивление системы задано: $X_c = 5 \text{ Ом}$.

В соответствии с рисунком 4 в схеме замещения учитываем только индуктивное сопротивление с учетом протяженности и сечения проводов, т.к. активное сопротивление очень мало.

В нашем случае имеем линии 1-2 марка провода АС-240, протяженностью 26,2 км.

$$X_{1-2} = \frac{X_0 \cdot l}{n}, \quad (2)$$

где $X_0 = 0,405 \text{ Ом/км}$ – для АС-240,

$$X_{1-2} = \frac{0,405 \cdot 26,2}{2} = 5,31 \text{ Ом}.$$

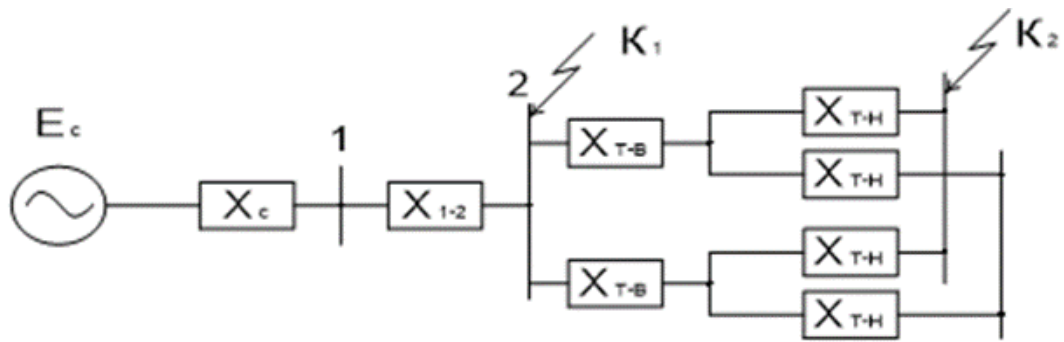


Рисунок 4 – Преобразованная схема замещения сети для расчета токов короткого замыкания
 Наиболее тяжелым является режим параллельной работы трансформаторов на нагрузку, т.к. при этом возникают наибольшие токи КЗ.

Возьмем данные из приложения Б по трансформаторам Т-1, Т-2 тип ТМН-6300/110/10 и подставим значения:

$$S_{\text{ном}} = 6,3 \text{ МВА}; U_{\text{ВН}} = 115 \text{ кВ}; U_{\text{НН}} = 11 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{К}\%} = 10,4\%; I_{\text{хх}} = 1,0 \%;$$

$$\Delta P_{\text{к.з.}} = 45,3 \text{ кВт}; \Delta P_{\text{хх}} = 12,5 \text{ кВт}.$$

Подставив значения приложения Б найдем параметры схемы замещения трансформатора:

$$X_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{К}\%} \cdot U_{\text{ВН}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}}, \quad (3)$$

$$X_{\text{тр}} = \frac{10,4 \cdot 115^2}{100 \cdot 6,3} = 218,3 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{тр}}^{\text{ВН}} = 0,12 \cdot \frac{U_{\text{К}\%} \cdot U_{\text{ВН}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}}, \quad (4)$$

$$X_{\text{тр}}^{\text{ВН}} = 0,12 \cdot \frac{10,4 \cdot 115^2}{100 \cdot 6,3} = 26,2 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{тр}}^{\text{НН}} = 1,76 \cdot \frac{U_{\text{К}\%} \cdot U_{\text{ВН}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}}, \quad (5)$$

$$X_{\text{тр}}^{\text{НН}} = 1,76 \cdot \frac{10,4 \cdot 115^2}{100 \cdot 6,3} = 384,2 \text{ Ом}.$$

Индуктивное сопротивление 384,2 Ом – это значение с учётом расщепления вторичной обмотки трансформатора.

Вычисление токов короткого замыкания

Наибольшее значение токи короткого замыкания достигают при параллельной работе трансформаторов и линий.

На стороне НН схема 10(6)-2 (две одиночные секционированные выключателями системы шин). На одну секцию приходится по 6 присоединений, поэтому принимаем схему работы трансформаторов с использованием расщепления обмоток.

Рассчитаем сопротивление до точки K_1 :

$$X_{K1} = X_C + X_{1-2}, \quad (6)$$

$$X_{K1} = 5 + 5,31 = 10,31 \text{ Ом.}$$

Вычислим токи КЗ в точке K_1 :

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени [2]:

$$I_{\text{по}}^{K1} = \frac{E_c}{X_{K1}}, \quad (7)$$

$$I_{\text{по}}^{K1} = \frac{66,4}{10,31} = 6,44 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке K_1 :

$$I_{\text{уд}}^{K1} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}}^{K1} \cdot k_{\text{уд}}, \quad (8)$$

где $I_{\text{по}}^{K1}$ – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени равная 6,44 кА;

$k_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент тока КЗ, для системы связанной воздушными линиями 110 кВ равный 1,608 - 1,717, примем $= k_{\text{уд}} 1,608$,

$$I_{\text{уд}}^{K1} = \sqrt{2} \cdot 6,44 \cdot 1,608 = 14,64 \text{ кА.}$$

Вычислим токи КЗ в точке K_2 .

Для этого рассмотрим три варианта расчета.

1 вариант

Раздельная работа трансформаторов с использованием расщепления с выключенными секционными выключателями приведена на рисунке 5.

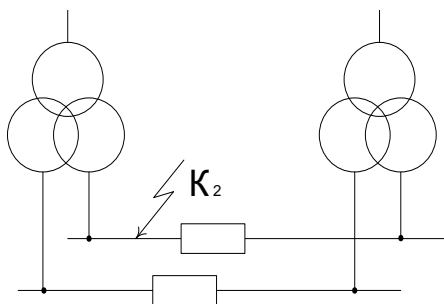


Рисунок 5 – Схема с выключенными секционными выключателями

Рассчитаем сопротивление до точки K_2 :

$$X_{K2}^{(1)} = X_{K1} + X_{тр}^{ВН} + X_{тр}^{НН}, \quad (9)$$

$$X_{K2}^{(1)} = 10,31 + 6,67 + 97,77 = 114,75 \text{ Ом.}$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени:

$$I_{ПО}^{K2} = \frac{E_c}{X_{K2}}, \quad (10)$$

$$I_{ПО}^{K2} = \frac{66,4}{114,75} = 0,579 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке K_2 варианта 1:

$$I_{уд}^{K2} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО}^{K2} \cdot k_{уд}, \quad (11)$$

где $I_{ПО}^{K2}$ – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени равная 0,579 кА;

$k_{уд}$ – ударный коэффициент тока КЗ, для распределительных сетей 6 - 10 кВ равен 1,369 [14],

$$I_{уд}^{K2} = \sqrt{2} \cdot 0,579 \cdot 1,369 = 1,121 \text{ кА.}$$

Приведем токи точки K_2 к номинальному напряжению 10 кВ:

$$I_{ПО}^{10} = I_{ПО}^{110} \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}}, \quad (12)$$

$$I_{ПО}^{10} = 0,579 \cdot \frac{115}{10,5} = 6,34 \text{ кА;}$$

$$I_{уд}^{10} = I_{уд}^{110} \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}}, \quad (13)$$

$$I_{уд}^{10} = 1,121 \cdot \frac{115}{10,5} = 12,278 \text{ кА.}$$

Вариант 2

Раздельная работа трансформаторов без использования расщепления показана на рисунке 6.

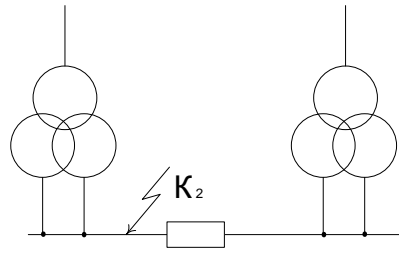


Рисунок 6 – Схема с выключенными секционными выключателями

Рассчитаем сопротивление до точки K_2 :

$$X_{K2}^{(2)} = X_{K1} + X_{TP}^{BH} + \frac{X_{TP}^{HH}}{2}, \quad (14)$$

$$X_{K2}^{(2)} = 10,31 + 6,67 + \frac{97,77}{2} = 65,865 \text{ Ом.}$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени [2]:

$$I_{ПО}^{K2} = \frac{E_c}{X_{K2}}, \quad (15)$$

$$I_{ПО}^{K2} = \frac{66,4}{65,865} = 1,008 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке K_2 варианта 2 определим по формуле (8),

где $I_{ПО}^{K2}$ – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени равная 1,008 кА;

$k_{уд}$ – ударный коэффициент тока КЗ, для распределительных сетей 6-10 кВ равен 1,369,

$$I_{уд}^{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,008 \cdot 1,369 = 1,952 \text{ кА.}$$

Приведем токи точки K_2 к номинальному напряжению 10 кВ:

$$I_{ПО}^{10} = I_{ПО}^{10} \cdot \frac{U_{BH}}{U_{HH}},$$

$$I_{ПО}^{10} = 1,008 \cdot \frac{115}{10,5} = 11,04 \text{ кА;}$$

$$I_{\text{уд}}^{10} = I_{\text{уд}}^{10} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}},$$

$$I_{\text{уд}}^{10} = 1,952 \cdot \frac{115}{10,5} = 21,379 \text{ кА};$$

Вариант 3

Параллельная работа трансформаторов без использования расщепления показана на рисунке 7.

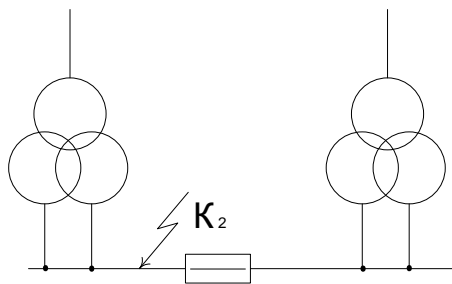


Рисунок 7 – Схема с выключенными секционными выключателями

Рассчитаем сопротивление до точки K_2 :

$$X_{\text{к2}}^{(3)} = X_{\text{к1}} + \frac{X_{\text{гр}}^{\text{ВН}}}{2} + \frac{X_{\text{гр}}^{\text{НН}}}{4}, \quad (16)$$

$$X_{\text{к2}}^{(3)} = 10,31 + \frac{6,67}{2} + \frac{97,77}{4} = 38,088 \text{ Ом.}$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени:

$$I_{\text{по}}^{\text{к2}} = \frac{E_c}{X_{\text{к2}}}, \quad (17)$$

$$I_{\text{по}}^{\text{к2}} = \frac{66,4}{38,088} = 1,743 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке K_2 варианта 3 определим по формуле (8):

где $I_{\text{по}}^{\text{к2}}$ – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени равная 1,743 кА;

$k_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент тока КЗ, для распределительных сетей 10 кВ равен 1,369,

$$I_{\text{уд}}^{\text{к2}} = \sqrt{2} \cdot 1,743 \cdot 1,369 = 3,375 \text{ кА.}$$

Приведем токи точки К2 к номинальному напряжению 10 кВ:

$$I_{\text{ПО}}^{10} = I_{\text{ПО}}^{110} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}, \quad (18)$$

$$I_{\text{ПО}}^{10} = 1,743 \cdot \frac{115}{10,5} = 19,09 \text{ кА};$$

$$I_{\text{уд}}^{10} = I_{\text{уд}}^{110} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}, \quad (19)$$

$$I_{\text{уд}}^{10} = 3,375 \cdot \frac{115}{10,5} = 36,96 \text{ кА}.$$

Результаты расчетов сведем в таблицу 1.

Таблица 1 – Токи короткого замыкания на шинах подстанции

U (кВ)	Режимы работы	I _{по} , (кА)	I _{уд} , (кА)
110	1.Параллельная работа питающих линий	6,44	14,64
10	1.Раздельная работа трансформаторов с использованием расщепления	6,34	12,278
	2.Раздельная работа трансформаторов без использования расщепления	11,04	21,379
	3.Параллельная работа трансформаторов без использования расщепления	19,09	36,96

Как видно из расчёта, на подстанции наиболее целесообразна раздельная работа секций и трансформаторов с использованием расщепления трансформаторов, так как ток к.з. наименьший. При параллельной работе трансформаторов без использования расщепления обмоток НН ток к.з. наибольший [11].

1.4 Расчет и выбор выключателей

Высоковольтные выключатели – это коммутационные аппараты, предназначенные для включения, отключения электрических цепей в нормальных режимах и для автоматического отключения поврежденных элементов системы электроснабжения при КЗ и других аварийных режимах.

Высоковольтные выключатели имеют дугогасительные устройства и поэтому способны отключать не только токи нагрузки, но и токи КЗ.

Высоковольтные выключатели выбирают в зависимости от места установки, способа обслуживания и назначения [26].

Параметры выключателя выбирают по техническим данным таким образом, чтобы технические характеристики выключателя были больше расчётных.

При проектировании подстанции высоковольтные выключатели выбираются в соответствии с их назначением по трем основным условиям [14].

1. Выбор по номинальному напряжению сводится к сравнению номинального напряжения установки и номинального напряжения установки выключателя, то есть должно быть соблюдено условие

$$U_{\text{ном. уст. вык.}} \text{ больше или равно } U_{\text{ном. уст.}},$$

$$10 \text{ кВ равно } 10 \text{ кВ.}$$

2. Выбор по номинальному току сводится к выбору выключателя, у которого номинальный ток является ближайшим большим к расчётному току установки, то есть должно быть соблюдено условие

$$I_{\text{ном. вык.}} \text{ больше или равно } I_{\text{макс. расч.}},$$

$$I_{\text{макс. расч.}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (20)$$

$$I_{\text{макс. расч.}} = \frac{11196,13}{\sqrt{3} \cdot 10} = 615,63 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном. вык.}} = 630 \text{ А},$$

$$630 \text{ А больше } 615,63 \text{ А.}$$

3. По отключающей способности выключатели выбираются по предельно отключающему току ($I_{\text{по}}$), то есть. току, который выключатель надёжно разрывает при коротком замыкании без повреждений, препятствующих дальнейшей работе при условии

$$I_{\text{откл. ном.}} \text{ больше или равно } I_{\text{нк2}},$$

где $I_{\text{по}}$ – расчетная величина трехфазного тока КЗ в момент отключения;

$$I_{\text{нк2}} = 9,05 \text{ кА};$$

$$I_{\text{откл. ном. л}} = 20 \text{ кА};$$

$$20 \text{ кА больше } 9,05 \text{ кА.}$$

По расчетным данным для замены существующих масляных выключателей марки ВМБ-10 с приводом ПП-61К в ячейках КРН-1-10 и выключателя

масляного подвешного (ВМП-10) со встроенным приводом и приводом ПП-67 в ячейках К-VIy (шкафы КРУН) выбираем выключатели типа ВВ-TEL-10-20/1000У2 в соответствии с ПУЭ, но при этом необходимо провести расчет на термическую и электродинамическую стойкость.

Вакуумные выключатели имеют простую конструкцию, высокую надёжность, малые размеры, большую коммутационную износостойкость, полностью пожаро- и взрывобезопасны, экологически чисты, не создают шума при операциях, требуют малых эксплуатационных расходов.

Выключатели предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трёхфазного переменного тока с изолированной, компенсированной или заземлённой нейтралью частоты 50 Гц с номинальным напряжением до 10 кВ. [28]

Выключатели соответствуют требованиям МЭК – 56, ГОСТ 687, техническим условиям ТШАГ 674152.004 и предназначены для коммутации токов при операциях:

- «В», «ВО», «ОВ» и циклах «О – 0,3 сек. – ВО»;
- «О – 0,3 сек. – ВО – 15 сек. – ВО» и «О – 0,3 сек. – ВО – 180 сек. – ВО».
- «О» – отключение;
- «ВО» – включение-отключение;
- «ОВ» – отключение-включение;
- «О – 0,3 сек. – ВО» – отключение – выдержка 0,3 сек – включение-отключение;
- «О – 0,3 сек. – ВО – 15 сек. – ВО» – отключение – выдержка 0,3 сек-включение – отключение – выдержка 15 сек. – включение – отключение;
- «О – 0,3 сек. – ВО – 180 сек. – ВО» - отключение - выдержка 0,3 сек-включение – отключение – выдержка 15 сек. – включение – отключение.

На рисунке 8 представлена диаграмма коммутационного ресурса выключателей ВВ/TEL.

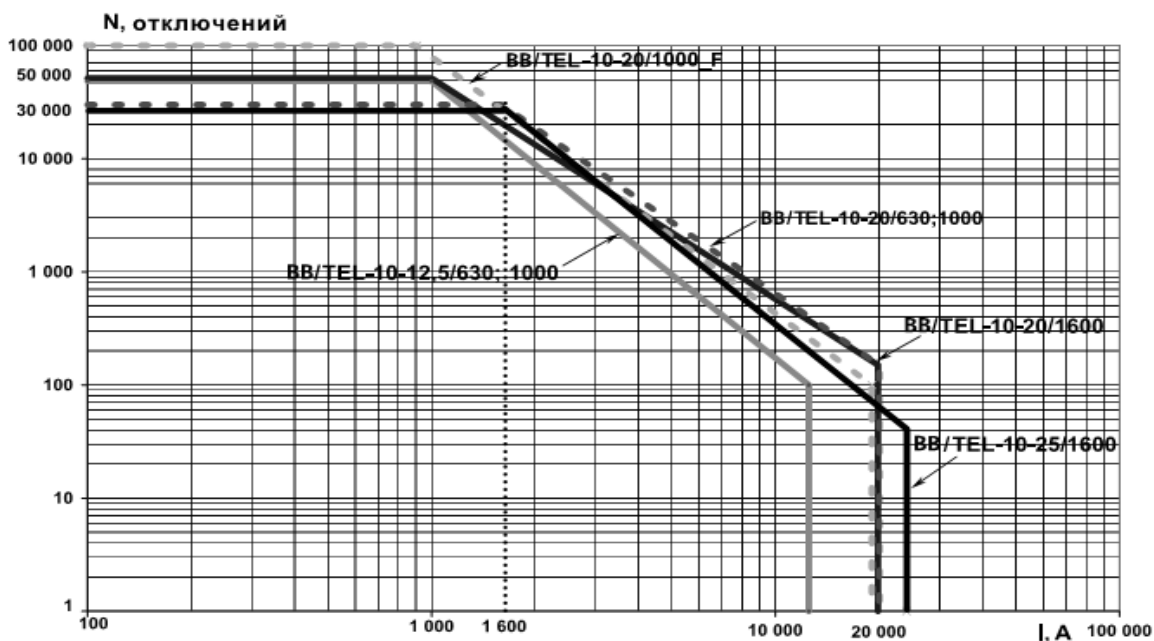


Рисунок 8 – Диаграмма коммутационного ресурса выключателей ВВ/ТЕL

В приложении В приведены технические характеристики выключателя ВВ-TEL-10-20/1000У2.

В нашем случае коммутационный ресурс составит порядка 50000 отключений при КЗ на шинах, и порядка 100000 отключений при КЗ на отходящих фидерах.

Уровень изоляции – «б» по ГОСТ 1516.3 – 96.

Выдерживаемые испытательные напряжения:

- полного грозового импульса – 75 кВ пик;
- одноминутного переменного напряжения в сухом состоянии – 42 кВ;
- одноминутного переменного напряжения при росе (не менее) – 28 кВ;
- длина пути утечки (не менее) – 200 мм [31].

1.5 Устройство выключателей

В отличие от большинства существующих выключателей, в основу устройства ВВ/TEL заложен принцип отдельного управления контактами вакуумных дугогасительных камер фаз аппарата. Данный принцип позволил существенно уменьшить количество движущихся частей привода. Вакуумные дугогасительные камеры установлены внутри полых опорных изоляторов, закреп-

ленных на общем основании (рисунок 9). Подвижные контакты дугогасительных камер жестко соединены со своими приводами посредством изоляционных тяг, которые также располагаются внутри опорных изоляторов.

Таким образом, все элементы конструкции полюса имеют общую ось симметрии, вдоль которой совершают возвратнопоступательное движение детали механизма. Это позволяет существенно упростить кинематическую схему ВВ/TEL, отказаться от применения нагруженных шарнирных и рычажных звеньев, что, в свою очередь, делает возможным создание коммутационного аппарата с высоким механическим ресурсом, не требующего обслуживания и регулировки в течение всего срока службы [30].



Рисунок 9 – Вакуумные дугогасительные камеры серии TEL

Приводы фаз располагаются внутри основания выключателя. Они механически соединены между собой посредством общего вала, который выполняет следующие функции:

- обеспечивает синхронизацию фаз, предохраняя от неполнофазных режимов работы;
- приводит в действие вспомогательные контакты выключателя;
- обеспечивает механическую блокировку работы РУ, в котором установлен ВВ/TEL;
- управляет визуальными индикаторами положения ВВ/TEL.

На рисунке 10 представлен внешний вид выключателя ВВ-TEL

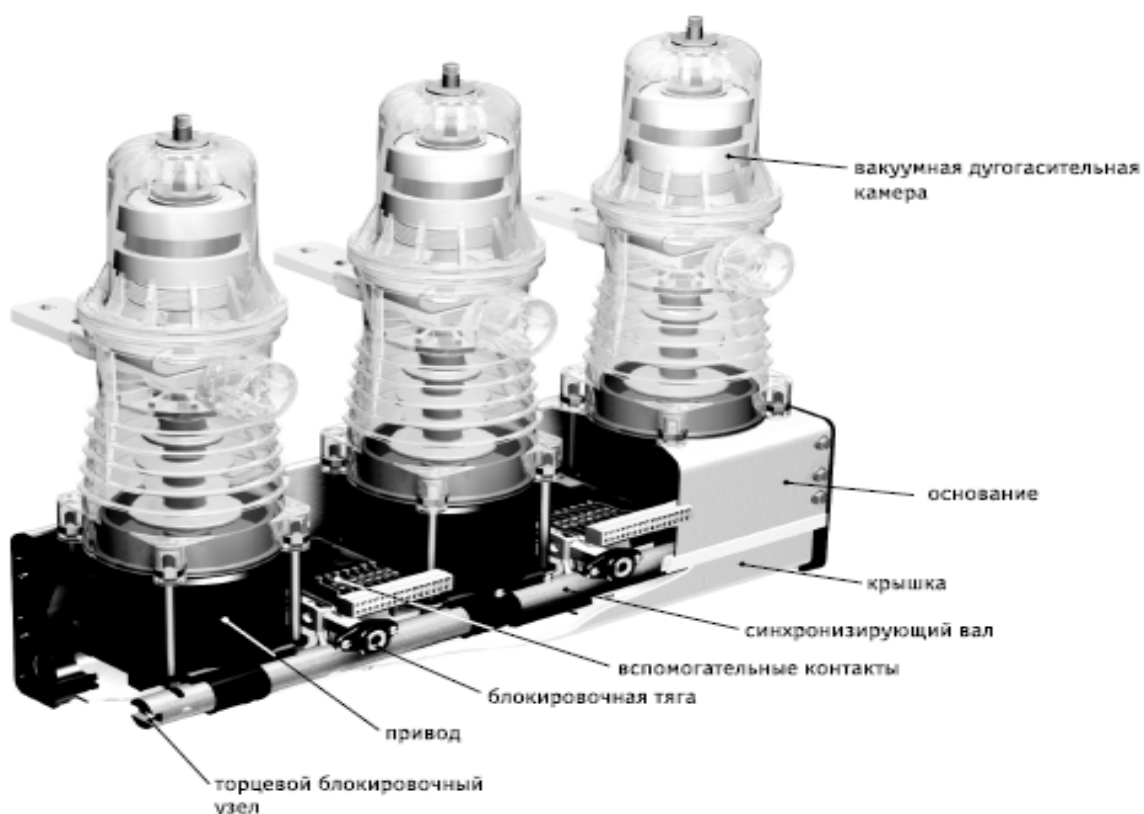


Рисунок 10 – Внешний вид выключателя ВВ-TEL-10-20/1000У2

Электромагнитный привод может находиться в двух устойчивых положениях, ОТКЛЮЧЕНО и ВКЛЮЧЕНО.

Фиксация якоря в этих положениях производится без применения механических защелок, и обеспечивается:

- силой упругости отключающей пружины в положении ОТКЛЮЧЕНО;
- силой, создаваемой остаточным магнитным потоком кольцевого постоянного магнита, в положении ВКЛЮЧЕНО.

Операция включения и отключения производится путем подачи управляющих импульсов напряжения разной полярности на однообмоточную катушку электромагнитного привода.

Устройство электромагнитного привода выключателя ВВ-TEL-10-20/1000У2 с магнитной защелкой приведен на рисунке 11.

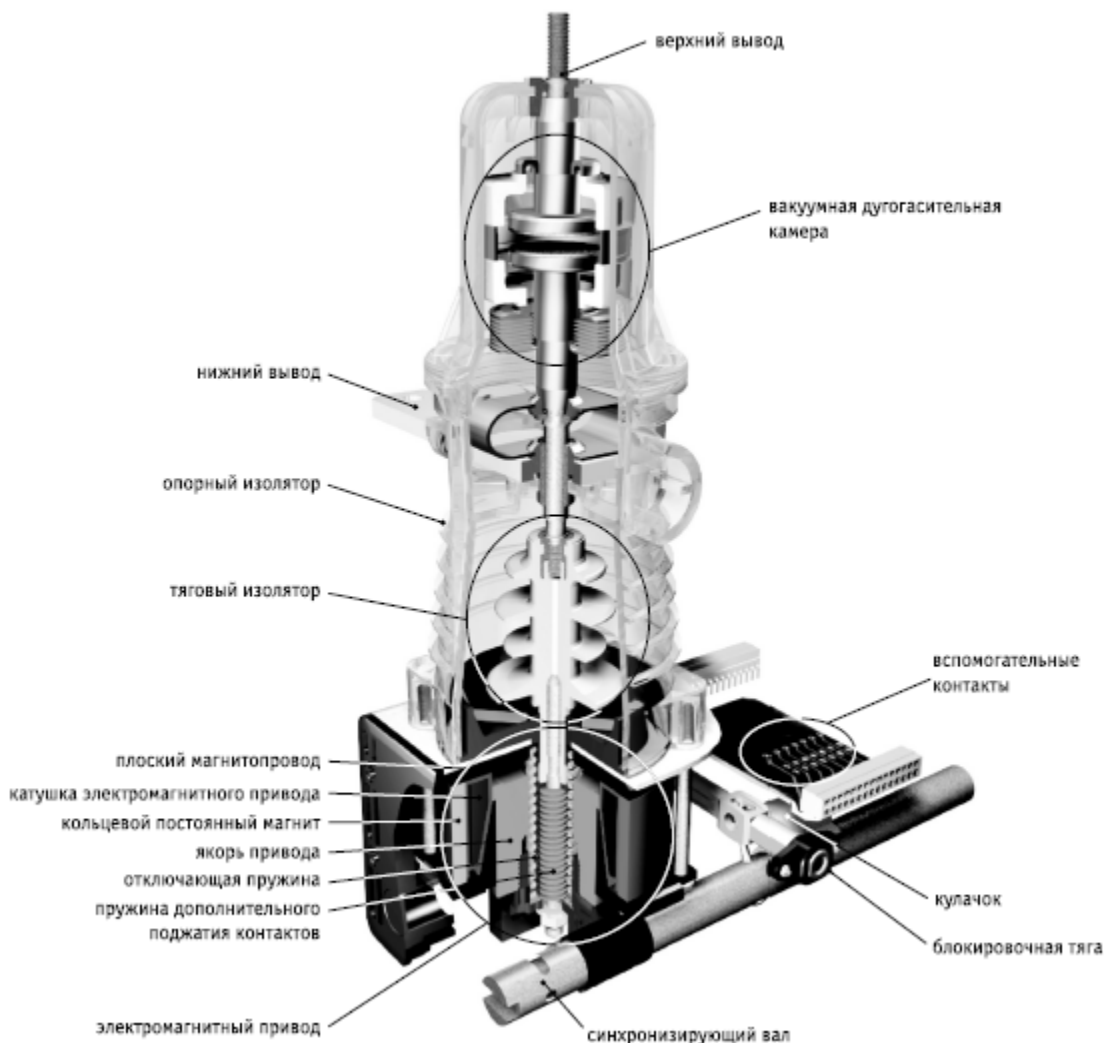


Рисунок 11 – Устройство электромагнитного привода с магнитной защелкой

В момент размыкания контактов в вакуумном промежутке коммутируемый ток инициирует возникновение электрического разряда, называемого «вакуумная дуга».

Существование вакуумной дуги поддерживается за счет металла, испаряющегося с поверхности контактов в вакуумный промежуток. Плазма, образованная ионизированными парами металла, является проводником тока и поддерживает его протекание между контактами до момента перехода тока через ноль. В этот момент дуга гаснет, а оставшиеся пары металла мгновенно (за 7,10 микросекунд) конденсируются на поверхности контактов и других деталей дугогасительной камеры, восстанавливая электропрочность вакуумного промежутка.

В это же время на разведенных контактах восстанавливается приложенное к ним напряжение. Если при восстановлении напряжения на поверхности контакта (как правило, анода) остаются перегретые участки, они могут служить источником эмиссии заряженных частиц, вызывающих пробой вакуумного промежутка, с последующим протеканием тока через него.

Для избежания подобных отказов необходимо управлять вакуумной дугой, равномерно распределяя тепловой поток по всей поверхности контактов. Наиболее эффективным способом управления дугой является наложение на нее продольного (сонаправленного с направлением тока) магнитного поля, которое индуцируется самим током [8].

Продольное магнитное поле равномерно распределяет вакуумную дугу по поверхности контактов, в следствии чего данная конструкция имеет явные преимущества:

- высокая отключающая способность;
- минимальные габариты и вес;
- малая величина тока среза (4-5 А), ограничивающая коммутационные перенапряжения до безопасных величин;
- продольное магнитное поле минимизирует коммутационный износ контактов (эрозию) и обеспечивает значительный коммутационный ресурс.

1.6 Принцип действия выключателей

Включение выключателя

Разрез полюса выключателя ВВ/TEL приведен на рисунке 12.

Командой на включение от блока управления подается постоянное напряжение на катушку электромагнита 11.

Под действием электромагнитных сил якорь 12 начинает двигаться вверх и через пружину поджатия 10 заставляет двигаться тяговый изолятор 5 и подвижный контакт 3, сжимая при этом пружину отключения 9.

После замыкания контактов 1 и 3 якорь продолжает двигаться еще 2 мм до упора, сжимая пружину 10 и создавая необходимое поджатие между контактами ВДК 2.

Общий ход якоря составляет 8 мм, а ход подвижного контакта 6 мм.

После снятия напряжения якорь остается во включенном положении благодаря остаточной индукции в электромагните 13.

В отключенном положении выключателя контакты вакуумной камеры (ВДК) удерживаются в разомкнутом состоянии действием отключающей пружины, которое передается на подвижный контакт ВДК посредством тягового изолятора. Для включения модуля на обмотку электромагнитного привода разряжается предварительно заряженный включающий конденсатор блока управления. Импульс тока, протекающего по обмотке электромагнитного привода в результате разряда конденсатора, создает магнитное поле в зазоре между якорем и плоским магнитопроводом.

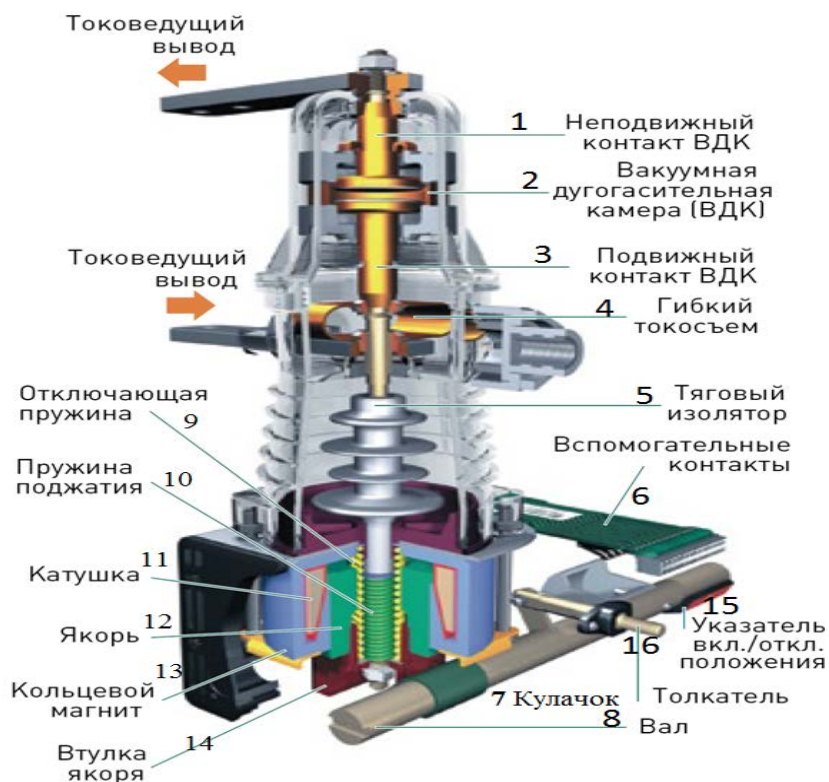


Рисунок 12 – Разрез полюса выключателя ВВ/TEL

По мере роста тока в обмотке электромагнитного привода сила электромагнитного притяжения между якорем и плоским магнитопроводом возрастает

до величины, превышающей силу удержания, создаваемую пружиной отключения. В этот момент якорь привода начинает двигаться по направлению к магнитопроводу, толкая тяговый изолятор и подвижный контакт ВДК (линия 1 на рисунке 13).

В процессе движения якоря по направлению к магнитопроводу воздушный зазор уменьшается, благодаря чему сила притяжения якоря увеличивается. Быстро растущая электромагнитная сила стремительно ускоряет движущиеся части модуля до скорости примерно 1 м/с. Такая скорость является оптимальной для процесса включения и позволяет избежать дребезга контактов при их соударении, существенно снижая при этом вероятность пробоя вакуумного промежутка до момента замыкания контактов (линия 2).

Ускоряющийся якорь генерирует в витках обмотки электромагнитного привода противоЭДС, которая препятствует дальнейшему нарастанию тока в обмотке и даже несколько снижает его (участок 1, 2).

В момент замыкания контактов (линия 2) подвижный контакт останавливается, а якорь продолжает свое движение еще на 2 миллиметра, поджимая контакты через пружину дополнительного поджатия контактов.

Достигнув плоского магнитопровода, якорь останавливается, примагнитившись к магнитопроводу привода (линия 2а). В момент остановки якоря он перестает индуцировать противоЭДС, что приводит к росту тока, необходимого для насыщения кольцевого постоянного магнита до достижения им необходимых магнитных свойств (участок 2а, 3).

Намагниченный до насыщения кольцевой магнит создает мощный остаточный магнитный поток, достаточный для удержания якоря привода (и соответственно, контактов модуля) во включенном положении даже после отключения включающего тока вспомогательным контактом (линия 3).

Испытания на стойкость к механическим воздействиям показали, что усилие удержания, развиваемого постоянным магнитом, достаточно для того, чтобы удерживать модуль во включенном положении так долго, как это необ-

ходимо по условиям эксплуатации, даже при воздействии вибрационных и ударных нагрузок.

Отключающая пружина привода также сжимается в процессе движения якоря, накапливая потенциальную энергию для выполнения операции отключения модуля.

Перемещение якоря передается на синхронизирующий вал, поворачивая его в процессе перемещения на угол 44° , для обеспечения индикации состояния модуля, управления вспомогательными контактами и приведения в действие блокировочных механизмов распреустройства.

Отключение выключателя

Разрез полюса выключателя ВВ/TEL приведен на рисунке 12

Командой на отключение от блока управления на катушку 11 подается напряжение противоположной полярности, чем при включении. Магнит 13 при этом частично размагничивается, якорь 12 снимается с магнитной защелки и под действием пружин 9 и 10 перемещается совместно с подвижными частями выключателя в отключенное положение. В этом положении они удерживаются силой отключающей пружины 9.

Ручное отключение осуществляется воздействием на кнопку ручного отключения, которая через толкатель 15, шарнирно связанный с валом 8, и через кулачок 7 с якорем 12, срывает якорь с магнитной защелки и отключает выключатель.

Для отключения выключателя на обмотку электромагнитного привода разряжается предварительно заряженный отключающий конденсатор блока управления, обеспечивающий протекание через обмотку в течение 15, 20 миллисекунд тока в направлении, противоположном току включения (участок 4, 5 на рисунке 13).

Ток отключения частично размагничивает постоянный магнит, ослабляя силу магнитного притяжения якоря к плоскому магнитопроводу.

Совместное воздействие отключающей пружины и пружины дополнительного поджатия контактов является достаточным для того, чтобы «оторвать»

примагниченный якорь от магнитопровода (линия 4а на рисунке 13). Возникающий воздушный зазор в приводе резко уменьшает силу притяжения, якорь под действием пружин интенсивно разгоняется и после 2 миллиметров свободного движения рывком увлекает за собой тяговый изолятор и подвижный контакт ВДК.

Усилие стартового рывка на подвижном контакте может достигать величины 2000 Н, что позволяет эффективно разрывать точки микросварок на поверхности контактов, которые могут возникать из-за термического воздействия токов короткого замыкания.

Размыкание контактов происходит с интенсивным ускорением, способствуя достижению максимальной отключающей способности модуля (линия 5 на рисунке 13).

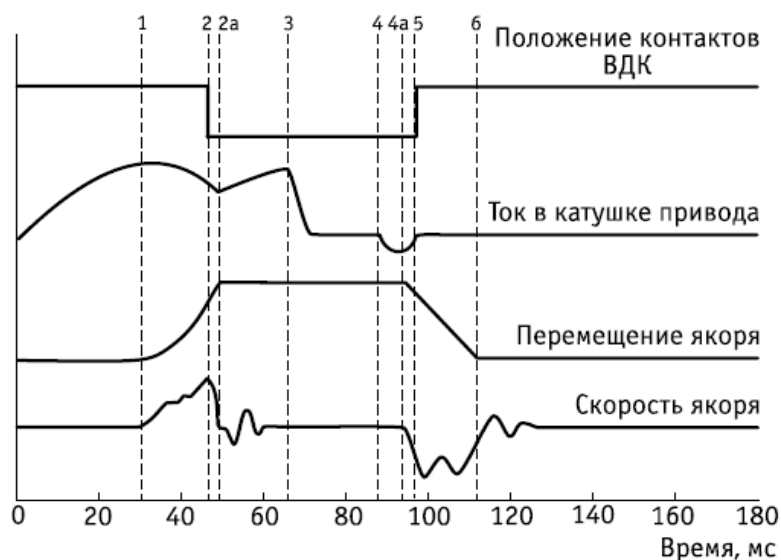


Рисунок 13 – Диаграмма работы выключателя

По достижении якорем крайнего положения контакты ВДК удерживаются в разомкнутом состоянии усилием отключающей пружины, которое передается на подвижный контакт посредством тягового изолятора.

Перемещение якоря передается на синхронизирующий вал, поворачивая его в процессе перемещения на угол 44° , для обеспечения индикации состояния модуля, управления вспомогательными контактами и приведения в действие блокировочных механизмов распределительного устройства приведено в приложение Г.

Ручное включение

В соответствии с требованиями ГОСТ 687-78 ручное включение не является обязательным. Для реализации этого режима при отсутствии оперативного напряжения используется так называемый «вспомогательный вход по питанию» ВУ/TEL или блок автономного питания ВAV/TEL.

Ручное отключение

Ручное отключение осуществляется путем механического воздействия на кнопку ручного отключения, которая, в свою очередь, воздействует через вал привода на якоря электромагнитов и разрывает магнитную систему [30].

1.7 Выбор комплекта адаптации

Комплект адаптации с вакуумным выключателем ВВ/TEL и устройством управления для замены масляных выключателей серии ВМП предназначен для модернизации выдвижных элементов ячеек КРУ путем замены маломасляных выключателей серии ВМП (ВМП-10П, ВМП-10К, ВМП-10Ку, ВМПЭ-10, ВМПП-10) на вакуумные выключатели серии ВВ/TEL.

Простота и универсальность комплекта позволяют сравнительно легко установить выключатели серии ВВ/TEL на выдвижном элементе любой из ячеек типа К-ХП, К-ХП, К-ХХVI, К-37, КРУ 2-10, КР-10/500.

При реконструкции выкатной части ячеек используются элементы ошиновки и втычные контакты главных цепей демонтированного выключателя ВМП, его рама, а также сохраняются механизмы доводки и фиксации выдвижного элемента в рабочем и контрольном положениях. Выдвижной элемент после монтажа на нем выключателя ВВ/TEL повторяет габаритные и присоединительные размеры выкатного элемента с выключателем серии ВМП. [29]

1.8 Выбор релейной защиты, автоматики и вторичной коммутации

Устройства управления вакуумными выключателями являются их неотъемлемой частью и изготавливаются в виде отдельных блоков, устанавливаемых

в релейных отсеках комплектного распределительного устройства (КРУ), на панелях камер КСО или на выкатных элементах КРУ. Они обеспечивают включение и выключение ВВ от источника постоянного, выпрямленного или переменного оперативного тока при отсутствии напряжения питания, а также ряд дополнительных функций [3].

Блок питания комбинированный «БПК-001»

Блок питания комбинированный «БПК-001» предназначен для обеспечения бесперебойным питанием устройств РЗА на энергообъектах с переменным оперативным током, не оснащенных источниками гарантированного напряжения.

При наличии напряжения собственных нужд (-110 В, либо -220 В) питание устройства РЗА (далее – нагрузки) осуществляется по входным цепям напряжения. При отсутствии оперативного напряжения (исчезновении вследствие близкого КЗ) блок осуществляет преобразование вторичных токов измерительных трансформаторов тока защищаемого присоединения в выходное напряжение, используемое для питания нагрузки.

В состав «БПК-001» основные характеристики которого показаны в таблице 3 входит схема регулирования, которая обеспечивает ограничение выходного напряжения блока на уровне 280...300 В. Ввод в работу схемы регулирования осуществляется автоматически при наличии входного тока либо при входном напряжении, превышающем номинальное значение, при этом происходит включение зеленого светодиода на лицевой панели блока. Наличие выходного напряжения (по включенному состоянию зеленого светодиода) при выведенной из работы схеме регулирования можно проконтролировать нажатием кнопки «Контроль» (не более чем на 5 с) [27].

Таблица 3 – Основные характеристики устройства блок питания комбинированный модель «БПК-001»

Наименование параметра	«БПК-001»
Номинальное входное напряжение, В	110/220
Номинальный входной ток, А	5
Номинальная частота, Гц	50
Номинальная выходная мощность, Вт	15
Минимальный входной ток надёжной работы (двухфазное питание), А	2,5
Диапазон выходного напряжения, В	210-260
Диапазон рабочих температур, °С	от -40 до +50
Масса устройства, кг	не более 7

Релейная защита, автоматика и вторичная коммутация

Примененные в проекте микропроцессорные устройства SPAC 810 производства «АББ Электроинжиниринг» являются современными информационными устройствами защиты, управления и противоаварийной автоматики и представляют собой комбинированные многофункциональные устройства, объединяющие различные функции защиты, измерения, контроля, автоматики, местного и дистанционного управления.

Проектом предусматривается применение в РП 10 кВ оперативного переменного тока. Оперативное питание вспомогательных цепей предусматривается на напряжении 220 В, непосредственно от шин собственных нужд.

Конфигурирование, ввод уставок и другие пуско-наладочные работы с устройствами SPAC 810 производит заказчик или специализированная пуско-наладочная организация [24].

Защита вводного выключателя 10 кВ

Для защиты от внешних к.з. на стороне 10 кВ 3 и 4 секций силового трансформатора предусмотрено устройство микропроцессорной защиты SPAC 810В, которое содержит:

- максимальную токовую защиту;
- защиту минимального напряжения (ЗМН).

Защита секционного выключателя 10 кВ

Для защиты секционного выключателя СВ 3-4 10 кВ предусмотрено устройство микропроцессорной защиты SPAC 810С, содержащее максимальную токовую защиту.

Защита линии 10 кВ

Для защиты линии 10 кВ предусмотрено устройство микропроцессорной защиты SPAC 810Л, содержащее:

- максимальную токовую защиту;
- защиту от замыканий на землю.

Защита от дуговых замыканий (ЗДЗ)

В качестве дуговой защиты используется фотоуправляемое реле типа «РПФ-01». Реле полупроводниковое фотоуправляемое типа «РПФ-01» предназначено для использования в качестве датчика исполнительного органа в устройствах автоматики быстродействующих дуговых защит закрытых распределительных устройств 6/10 кВ, а также устройствах охранно-пожарной сигнализации (ОПС).

Защиты от дуговых замыканий предусмотрена для 1-ой и 2-ой секции шин 10 кВ (устанавливается по два реле «РПФ-01» на каждую секцию шин). Схема ЗДЗ выполнена с блокировкой по оперативному току, что исключает ложную работу защиты.

При возникновении дуги в отсеках сборных шин отключается свой выключатель данного ввода и секционный выключатель.

Управление, автоматика, сигнализация на ПС

Автоматизация предусмотрена в следующем объеме:

- АВР на секционном выключателе 10 кВ;
- АВР однократного действия вводных выключателей и АПВ отходящих воздушных линий 10 кВ.

Существующая центральная сигнализация ОПУ предусматривает: световую сигнализацию положения выключателей;

- аварийную световую и звуковую сигнализацию отключения выключателей;

– предупредительную световую и звуковую сигнализации, звуковая предупреждающая и аварийная сигнализация выполнена с повторностью действия вновь приходящих сигналов.

Оперативная блокировка разъединителей 10 кВ

Оперативная блокировка разъединителей 10 кВ используется только в ячейках стационарного типа (КРН-1-10).

Схема электромагнитной блокировки выполнена с учётом наличия у разъединителей механической блокировки между высоковольтными выключателями ВВ/TEL-10 и заземляющими ножами шкафов (КРН-1-10).

Оперативная блокировка разъединителей исключает возможность ошибочных операций с разъединителями, высоковольтными выключателями ВВ/TEL-10 и заземляющими ножами:

- включение заземляющих ножей на участке схемы, не отделённом разъединителями от участков, находящихся под напряжением;
- подачи напряжения на участки схемы заземлённые заземляющими ножами.

Питание цепей оперативной блокировки разъединителей осуществляется переменным оперативным током напряжением 220 В от блока питания. В качестве блока питания использован ВР/TEL-220-02А.

Телемеханизация ПС на стороне 10 кВ выполнена в следующем объёме:

- сигнализация положения всех выключателей 10 кВ;
- сигнализация аварийно-предупредительная (неисправность и авария на ПС на стороне 10 кВ).

Для подведения сигналов от ячеек ПС до контрольного пункта телемеханики используются существующие контрольные кабели [3].

2. ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ ЧАСТЬ

2.1 Инструкция по монтажу выключателя

Введение

Настоящая инструкция предназначена для ознакомления с составом типовых комплектов адаптации (далее по тексту – ТКА) вакуумного выключателя ВВ/TEL в типовых ячейках среднего класса напряжений КСО, КРУ(Н) и порядком проведения работ по установке вакуумного выключателя ВВ/TEL взамен масляных выключателей ВМГ–10, ВМГ–133, ВМП–10 и прочих в этих ячейках.

Инструкция составлена с учетом требований ПУЭ [19], руководства по эксплуатации на вакуумный выключатель ВВ/ TEL и руководства по эксплуатации на блок управления ВU/TEL. Порядок выполнения работ приводится для комплектов адаптации выключателя ВВ/TEL, серийно выпускаемых подразделением ОРФС предприятия «Таврида Электрик» [31]. При проведении всех работ необходимо руководствоваться ПТБ.

Типовой комплект адаптации состоит из набора узлов и деталей предназначенных для:

- установки выключателя ВВ/TEL в модернизируемых камерах;
- организации механической и электрической блокировок;
- подключения выключателя к вторичным цепям;
- подключения выключателя к первичным цепям.

Применение ТКА для установки выключателя в ячейках обеспечивает долговременную и надежную работу выключателя и позволяет:

- отказаться от проведения сварочных работ связанных с ремонтом ячеек;
- проводить работы по переоборудованию ячейки в кратчайшие сроки;
- проводить работы на одной ячейке без вывода из эксплуатации соседних ячеек.

В типовой комплект адаптации приведенный на рисунке 14 входят:

- элементы механического крепления выключателя на ребрах жесткости камеры;
- узел аварийного ручного отключения выключателя;
- узел взаимной блокировки выключателя и приводов разъединителей главной цепи;
- пульт управления выключателем;
- разделанные маркированные жгуты;
- клеммная колодка;
- шины главной цепи;
- набор крепежа для установки выключателя;
- набор крепежа для ошиновки выключателя.

Элементы механического крепления выключателя предназначены для установки выключателя в камере ТКА № 8 КР10–У4 З.

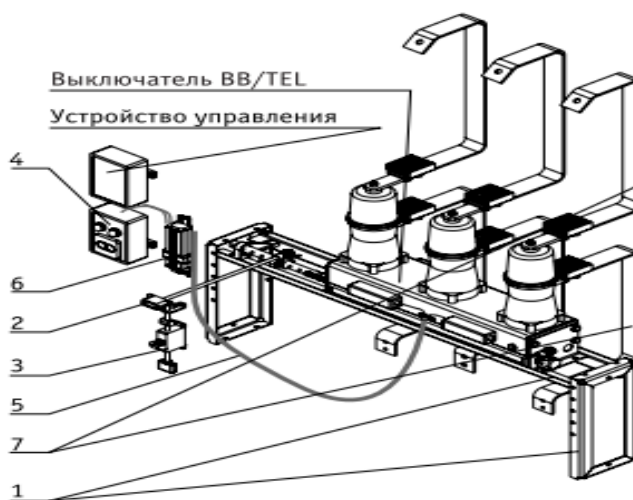


Рисунок 14 – Типовой комплект адаптации

Общие указания

К работам должен допускаться квалифицированный персонал, ознакомленный с руководством по эксплуатации выключателя и устройств управления. Для предотвращения преждевременного выхода из строя или отказа выключателя, необходимо следовать инструкции по монтажу на выключатель ВВ-TEL.

Для избежания выхода из строя блока управления выключателя необходимо пользоваться рекомендациями, изложенными в руководстве по эксплуатации на блок управления выключателем. Сопряжение управления выключателем с цепями РЗА должна производиться по рекомендованным схемам.

Меры безопасности

Монтаж, эксплуатация и обслуживание выключателей, должны осуществляться обученным персоналом, прошедшим соответствующую подготовку и проверку знаний по «Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей» и «Межотраслевым правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок» и ознакомленным с настоящим РЭ. Техническое обслуживание выключателей должно проводиться в соответствии с «Межотраслевыми правилами по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок», РД 153-34.0-03.150-00. При номинальном напряжении (линейном) 10 кВ и наибольшем рабочем напряжении (линейном) 12 кВ, выключатель не является источником рентгеновского излучения [18].

Внимание! При испытании электрической прочности изоляции главной цепи выключателя кратковременным испытательным напряжением 38–42 кВ промышленной частоты выключатель становится источником слабого неиспользуемого рентгеновского излучения.

Защита персонала от неиспользуемого рентгеновского излучения должна проводиться в соответствии с требованиями раздела 3 ГОСТ 12.2.007.0-75 на расстоянии не менее 7 м от выключателя или испытания должны проводиться с использованием защитного экрана, который должен устанавливаться на расстоянии не менее 0,5 м от токоведущих частей выключателя. Защитный экран должен быть выполнен шириной 700 мм и высотой 1000 мм из стального листа толщиной 2 мм или из другого материала с эквивалентным ослаблением рентгеновского излучения. Если проверка электрической прочности изоляции главной цепи выключателя выполняется в шкафу КРУ, то защитным экраном являются передний щит выключателя и оболочка ячейки. При испытании выкат-

ного элемента его фасадная перегородка может использоваться как защитный экран [22].

Вакуумные выключатели имеют полную взрыво- и пожаробезопасность;

Подготовка к монтажу и стыковке

Условия транспортирования выключателей в части воздействия механических факторов - жесткие (Ж) по ГОСТ 23216-78 в закрытом транспорте любого вида коммутационные модули транспортируются в собранном отрегулированном виде в индивидуальных картонных коробках в вертикальном положении и располагаются в контейнере или кузове автомашины не более двух рядов.

При этом коробки должны фиксироваться синтетической упаковочной лентой шириной не менее 12 мм. Между рядами коробок с коммутационными модулями должны прокладываться листы гофрированного картона для повышения устойчивости транспортной тары к смятию.

При погрузке должны приниматься меры по предотвращению истирания транспортной тары (картонных коробок) о внутренние поверхности кузова автомашины.

При транспортировании и погрузочно-разгрузочных работах запрещается кантовать коммутационные модули и подвергать его резким толчкам и ударам. Для подъёма и перемещения необходимо использовать отверстия на боковых стенках коробок и транспортные тележки.

Условия транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды:

- верхнее значение температуры воздуха – плюс 55 °С;
- нижнее значение температуры воздуха – минус 50 °С;
- не допустимо попадание влаги на коробку;
- условия транспортирования модулей управления приведены в их руководствах по эксплуатации.

Правила осмотра и проверки комплектности изделия и документ, по которому проверяется комплектность

ТКА поставляются в индивидуальной упаковке отдельно от выключателя и устройств управления. Заказчику поставляется коробка с нанесенной маркировкой на которой указан номер заказа и тип ячейки предназначения ТКА. Внутри коробки содержится иллюстрированная опись, схема электрическая соединений (только для организации цепей управления между устройством управления и выключателем) и инструкция по монтажу. Комплект деталей, узлов, шин, жгутов и крепежных изделий.

Перед началом монтажных работ содержимое упаковки ТКА должно быть сверено с описью. Детали, жгуты и узлы не должны иметь механических повреждений, следов коррозии и должны внешне соответствовать своему изображению в описи. Перед монтажом необходимо убедиться в правильности работы устройства блокирующего ИТЕА304281.007/ИТЕА304281.009. Для этого необходимо взвести механизм, нажав кнопку 9 (рисунок 15), либо поверните ключ в ЗМБ (в зависимости от типа блокирующего устройства). При нажатии кнопки (повороте ключа), должен срабатывать электрический контакт встроенного геркона (коммутируемая мощность 40 Вт для переменного и постоянного тока). Необходимо распаковать выключатель, блок питания и блок управления. Произвести подготовку выключателя, блока управления и блока питания к монтажу в соответствии с указаниями руководств по эксплуатации.

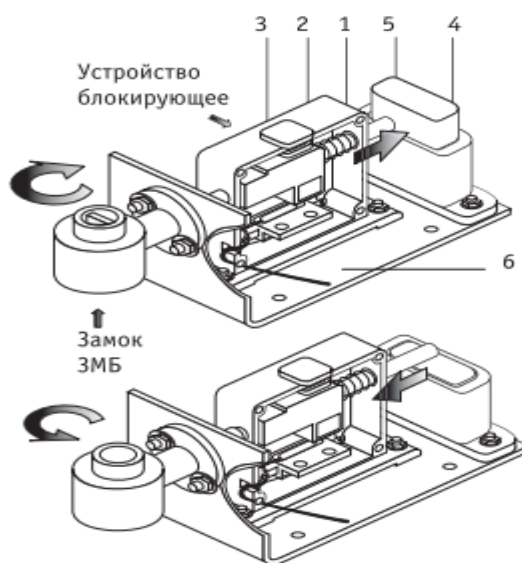


Рисунок 15 – Устройство блокирующее с фиксацией

Правила расконсервации изделия

Расконсервацию наружных поверхностей производить в такой последовательности:

- вскрыть упаковочный ящик, начиная с верхней крышки;
- снять бумагу со всех обернутых деталей;
- извлечь из отверстий все пробки или заглушки, установленные при консервации;
- удалить консервационную смазку со всех законсервированных поверхностей;

Технические требования к предмонтажной и предстыковочной проверке и правила проведения проверки, в том числе стендовых проверок и испытаний.

Если выключатель хранился на складе более 6 месяцев, то данную проверку необходимо проводить перед его монтажом. Измерение переходного сопротивления проводится на всех полюсах выключателя поверенным прибором, обеспечивающим погрешность не более 5% в диапазоне 1,100 мкОм и тест-током не менее 10 А. Измеренные значения не должны превышать указанных в технических характеристиках.

Если измеренная величина переходного сопротивления выше нормируемой, необходимо выполнить контрольный замер поверенным прибором того же класса, что и на заводе-изготовителе (тест. ток=100 А, погрешность не более 1%). Заключение завода-изготовителя о возможности дальнейшей эксплуатации изделия предоставляется после получения протоколов измерения от заказчика.

Указания по монтажу в ячейках

Перед монтажом выключателя ВВ/TEL необходимо демонтировать масляный выключатель, привод масляного выключателя, участки шин главной цепи от масляного выключателя (при необходимости).

Ниже приводятся указания по выполнению общих операций при монтаже выключателя.

Общий вид тележки представлен на рисунке 16.

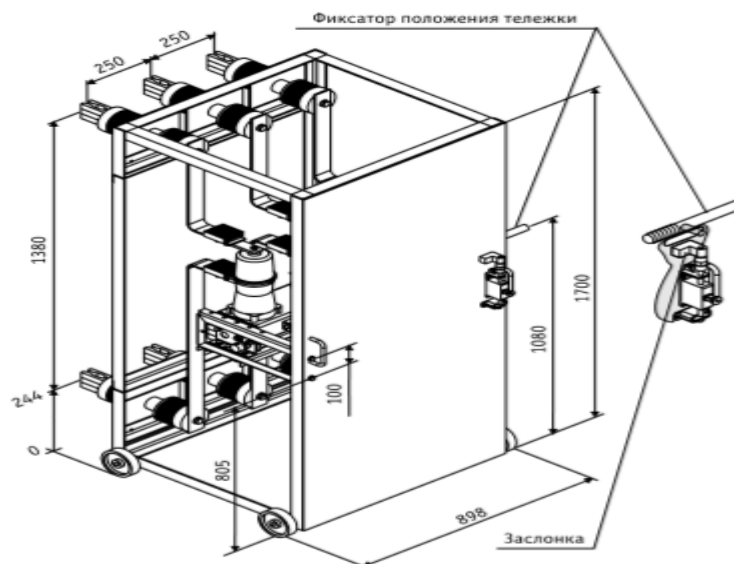


Рисунок 16 – Общий вид тележки

Для установки вакуумного выключателя предлагается комплект ТКА №8 представленный на рисунке 17.

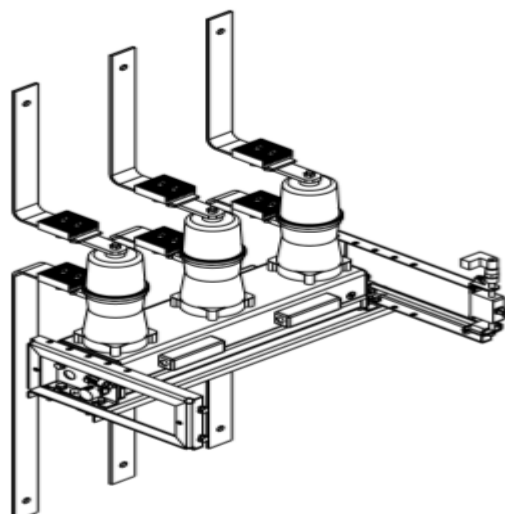


Рисунок 17 – Установка выключателя КР10-У4

Выключатель устанавливается на уголки ИТЕА745212.077–06, создающие вместе с опорами ИТЕА301551.005 жесткую опорную конструкцию. Весь узел крепится к жесткому сварному каркасу тележки.

Установка выключателя производится в следующей последовательности:

- на каркасе тележки устанавливаются опоры ИТЕА301551.005, на опорах устанавливаются уголки ИТЕА745212.077;

- на уголках устанавливается выключатель и по выходу тяги к кнопке ручного отключения производится разметка отверстия под установку выключателя на опорной конструкции;

- выполняется отверстие в обшивке тележки для выхода тяги, тяга вкручивается в шарнирный узел выключателя;

- устанавливается кнопка ручного отключения, при установке кнопки необходимо выдержать зазор (минимум 2мм) для предотвращения разбивания кнопки об обшивку при отключении выключателя;

- устанавливается узел блокировки– важно, чтобы насадка, установленная на тяге устройства, полностью открывала прорезь перемещения фиксатора на передней панели тележки (выключатель заблокирован), второй конец тяги устройства должен перекрывать выход кнопки ручного отключения выключателя после первых 5–9мм хода тяги устройства;

- на свободном месте обшивки, рядом с кнопкой ручного отключения, необходимо наклеить поясняющую этикетку (ИТЕА745447.002);

- выполнить отверстие в панели тележки и пропустить жгут ИТЕА685624.033 внутрь тележки, затем подсоединить жгут к выключателю, закрепить жгут на наружной стороне панели;

- в релейном отсеке установить блок управления и систему питания;

- собрать схему, используя жгуты из комплекта.

Наладка, стыковка и испытания штатного выключателя

- устанавливается выключатель;

- выполняется отверстие в обшивке камеры диаметром 16 мм, для выхода тяги, тяга вкручивается в шарнирный узел выключателя;

- устанавливается кнопка ручного отключения, при установке кнопки необходимо выдержать зазор – минимум 2 мм, для предотвращения разбивания кнопки об обшивку при отключении выключателя;

- устанавливаются узел блокировки (по необходимости), при установке узла блокировки с замком ЗМБ, кнопка встраивается в узел;

- на свободном месте обшивки, рядом с кнопкой ручного отключения, необходимо наклеить поясняющую этикетку (ИТЕА745447.002);
- подсоединить к выключателю жгут ИТЕА685624.010, вывести жгут на перегородку и закрепить жгут;
- в удобном для обслуживания месте установить клеммную колодку, пульт управления, блок управления и систему питания;
- собрать схему, используя жгуты из комплекта,

Перед вводом ячейки в эксплуатацию необходимо произвести ревизию КСО/КРУ и вновь установленного оборудования, для чего:

- тщательно осмотреть приборы, электрооборудование главной и вспомогательной цепей;
- очистить от загрязнений элементы конструкции, электрооборудования, изоляторы, изоляционные и контактные детали, потом протереть их ветошью, смоченной летучим растворителем, а затем насухо чистым обтирочным материалом, не оставляющим ворса;
- проверить затяжку болтовых соединений установленной конструкции и шин главной цепи;
- проверить вторичные цепи на соответствие прилагаемой схеме;
- проверить надежность и целостность соединений вторичных цепей;
- проверить правильность работы блокировки.
- для ячеек с выключателем, установленным на выдвижном элементе блокировка должна не допускать перемещение выдвижного элемента при включенном и незаблокированном выключателе и не допускать возможности включения выключателя в положениях, промежуточных между рабочим и контрольным;
- для выдвижных элементов проверить фиксацию выдвижного элемента в контрольном и рабочем положении, целостность заземления при перемещении внутри ячейки, сочленение (соосность и глубину захода) разъемных контактов главной цепи, работу шторочного механизма, блокировку заземляющего разъединителя;

– измерить сопротивление цепи заземления выключателя – сопротивление не должно превышать 0,1 Ом (ГОСТ 12.2.007.0) для перемещаемых элементов на всем участке от контрольного до рабочего положения.

Пуск (опробывание)

проверить выключатель на выполнение операций «ВКЛ–ОТКЛ» от цепей управления – 5...10 раз;

– проверить выключатель на выполнение операций «ВКЛ–ручное ОТКЛ» воздействием на кнопку ручного отключения – 2...5 раз;

– проверить правильность и однозначность срабатывания механической и электрической блокировок – 5...10 раз.

Для перемещаемых элементов дополнительно:

– проверить вручную работу штормочного механизма, механизма фиксации, надежность заземления на всем пути перемещения из рабочего положения в контрольное;

– проверить установочные и присоединительные размеры перемещаемого элемента;

– произвести пробные вкатывания перемещаемого элемента (вкатывание и фиксация должны производиться одним человеком с применением средств, предусмотренных в эксплуатационных документах на ячейку), необходимо произвести около 2...3 перемещений элемента между рабочим и контрольным положением;

– перед вводом ячейки в эксплуатацию произвести пусконаладочные испытания ячейки и комплектующей аппаратуры в соответствии с действующими нормативными документами.

Регулирование

Требования эксплуатационной документации и монтажных инструкций при проведении монтажных и наладочных работ в составе РУ являются обязательными. При проверке работоспособности соединить цепи управления выключателя с блоком управления по схеме, приведенной в паспорте блока, и проверить работоспособность при включении и отключении путем замыкания

«сухих» контактов в цепях «В» и «О». Блокировка не должна оказывать постоянного момента внешней силы на вал выключателя.

Эквивалентная масса, которая может быть нагружена на толкатель блокировки выключателя, не должна превышать 0,2 кг. Для выключателей конструктивных исполнений с выходом вала с торцов эквивалентный момент инерции, который может быть приложен с каждой стороны вала, не должен превышать $3,5 \cdot 10,4 \text{ кг}\cdot\text{м}^2$.

Момент затяжки гаек крепления шин к верхнему токосъему выключателя должен быть 30 Н·м. Выключатель включается только от штатного блока управления или от блока автономного включения.

Изгибающее усилие, создаваемое ошиновкой, не должно приводить к отклонению от естественного положения полюса выключателя более чем на 1 мм. При этом должно быть проведено измерение расстояния до произвольных баз в двух взаимно перпендикулярных направлениях.

При ошиновке выключателей использовать медные или алюминиевые шины с сечением, определенным по ПУЭ для номинального тока присоединения. Если шины не покрыты коррозионностойким покрытием, производить предварительную зачистку поверхностей и смазку шин [15].

После замены выключателей схема ПС приведена в приложении Д.

Комплексная проверка

Выключатели не требуют проведения периодических (плановых) текущих, средних и капитальных ремонтов в течение всего срока их службы. Профилактический контроль технического состояния выключателей рекомендуется проводить:

- первую проверку – через 2 года эксплуатации;
- последующие – через каждые 5 лет эксплуатации.

В объем профилактического контроля входят:

- проверка общего состояния выключателя (выполняется внешним осмотром);
- проверка работоспособности выключателя;

- протирка изоляции;
- измерение сопротивления главной цепи;
- испытание изоляции переменным одноминутным напряжением [28].

При обнаружении дефектов, препятствующих нормальной работе выключателей, а также отказе в работе выключателей, находящихся в эксплуатации, или их повреждении, которые не могут быть устранены обслуживающим персоналом необходимо сообщать об этом региональным представительствам предприятия «Таврида-Электрик» для принятия необходимых мер.

В случае нарушения работоспособности ВВ/TEL по вине завода-изготовителя до истечения гарантийного срока, замену выключателя представительство «Таврида-Электрик» производит безвозмездно.

Сдача смонтированного и состыкованного изделия

Сдачу и приемку модернизированной ячейки производить в соответствии с требованиями ПУЭ раздел 1.8.22 (6-е издание Москва: Энергоатомиздат, 1987). Результаты испытаний должны быть оформлены соответствующими протоколами согласно «Правил технической эксплуатации». Непосредственно перед включением ячейки на высокое напряжение необходимо:

- собрать схему главной цепи, убедившись в том, что выключатель отключен;
- проверить состояние цепи управления (готовность к включению выключателя).

Гарантии на весь комплект оборудования – 5 лет с момента выпуска при условии, что Заказчиком соблюдались условия и правила хранения, транспортирования и эксплуатации изложенные в ГОСТ 22352-77 и в Руководстве по эксплуатации АРТА 674152.001 РЭ [31].

Гарантийные обязательства прекращаются:

- при истечении гарантийного срока эксплуатации;
- при выработке коммутационного или механического ресурса выключателем;
- при нарушении требований настоящей инструкции;

– при нарушении пломбировки на изделиях, входящих в комплект поставки и монтажа. По истечении срока гарантии все дефекты в работе оборудования устраняются предприятием – изготовителем за счет Заказчика в согласованные сроки по отдельным договорам.

Маркировка

Каждый коммутационный модуль имеет на корпусе привода фирменную табличку, содержащую следующую информацию:

- обозначение коммутационного модуля;
- серийный номер.

После проведения на заводе приёмо-сдаточных испытаний основание привода выключателя закрывается крышкой и пломбируется. Сертифицированные выключатели маркируются также знаками соответствия систем сертификации ГОСТ Р ИСО 9001, знаки наносятся в сопроводительной документации.

2.2 Использование выключателей

В процессе эксплуатации выключателей параметры, определяющие режим и условия работы, не должны превосходить допустимые значения.

Не реже одного раза в 5 лет производит регламентную проверку:

- электрической прочности изоляции ВВ/TEL;
- переходное сопротивление главных контактов ВВ/TEL.

Перед испытаниями электропрочности изоляции, необходимо очистить поверхность опорной изоляции при помощи чистой ветоши, смоченной этиловым спиртом. Расход спирта на один выключатель, 30 мл.

Электрическая прочность вакуумных камер в процессе выработки коммутационного ресурса может несколько уменьшаться, поэтому рекомендуется проверку электропрочности производить при напряжении, равном 80 % испытательного напряжения, нормируемого для данного класса электроустановки. Если высоковольтный полюс выключателя, (любой) не выдерживает воздействия испытательного напряжения менее 80 % нормированного и величина

каждого последующего пробоя имеет тенденцию к снижению, дальнейшая его эксплуатация запрещена. Измерение переходного сопротивления главных контактов выключателя необходимо производить непосредственно на контактных выводах его. В случае недоступности к ним необходимо выполнить демонтаж ошиновки.

При эксплуатации вакуумного выключателя сопротивление главных контактов, как правило, повышается в результате воздействия электрической дуги на поверхность контактов. Если измеренное значение не превышает нормированную величину более чем в 2 раза, то разрешается дальнейшая эксплуатация ВВ/TEL, при условии, что реальная величина тока ВВ/TEL не превышает допустимую величину. Если сопротивление контактов превышает нормированное значение более чем в 2 раза, дальнейшая эксплуатация вакуумного выключателя запрещена [30].

2.3 Заземление и защита от перенапряжения

Расчет контура заземления

Рассчитываем заземление ПС со следующими данными:

- наибольший ток КЗ на стороне 110 кВ, равен 4 кА;
- на стороне 10 кВ ток КЗ равен 3,4 кА;
- климатический район II;
- грунт вместе сооружения двухслойный, глубина залегания второго слоя равна 1,7;
- удельное сопротивление слоев $P_1 = 130 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $P_2 = 45 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ [16].

Со стороны 110 кВ требуется сопротивление заземления не более 0,5 Ом, а со стороны 10 кВ – 10 Ом [8].

Сопротивление искусственного заземлителя рассчитываем с учетом использования естественного заземления системы – тросы, опоры.

$$R = \frac{R_c \cdot R_{из}}{R_c - R_{из}}, \quad (21)$$

где $R_{из}$ – сопротивление заземления со стороны 110 кВ не более 0,5 Ом.

R_C – сопротивление естественного заземления системы: тросы, опоры, равное 2 Ом.

$$R = \frac{2 \cdot 0,5}{2 - 0,5} = 0,667 \text{ Ом.}$$

Расчетное удельное сопротивление верхнего слоя грунта:

$$\rho_{1p} = K_c \cdot P_1, \quad (22)$$

где K_c – коэффициент сезонности многослойной земли, равный 2,7;

P_1 – удельное сопротивление слоя, равное 130 Ом·м,

$$\rho_{1p} = 2,7 \cdot 130 = 351 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Расчетное удельное сопротивление нижнего слоя грунта:

$$\rho_{2p} = K_c \cdot P_2, \quad (23)$$

где P_2 – удельное сопротивление слоя, равное 45 Ом·м,

$$\rho_2 = 2,7 \cdot 45 = 121,5 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Определяем сопротивление растекания одного вертикального электрода - уголка СТ 50 длиной 2,5 м при погружении его ниже уровня земли на 0,6 м.

$$R_{O.V.Э.} = A \cdot \rho_2, \quad (24)$$

где A – коэффициент зависимости от $\rho_1/\rho_2 = 7,8$ от $l = 2,5$ м, от эквивалентного диаметра уголка $d = 0,95 \cdot b = 0,95 \cdot 0,08 = 0,076$ м и равный 0,314.

$$R_{O.V.Э.} = 0,314 \cdot 45 = 14,13 \text{ Ом}$$

Принимаем число вертикальных заземлителей

$$n = \frac{R_{O.V.Э.}}{K_{ИЭЭ} \cdot R_{И}}, \quad (25)$$

где $K_{ИЭЭ}$ – коэффициент использования, равный 0,68,

$$n = \frac{14,13}{0,68 \cdot 0,667} = 34 \text{ шт.}$$

Определяем сопротивление растекания горизонтальных электродов (полос 40x4) приваренных к вертикальным заземлителям по глубине 0,6 м от поверхности:

$$R_{ГЭ} = P_2 \cdot B, \quad (26)$$

где B – коэффициент зависимости, равный 0,31,

$$R_{ГЭ} = 45 \cdot 0,31 = 13,95.$$

Определим действительное сопротивление горизонтальных электродов:

$$R_{ГЭД} = \frac{R_{Г.Э}}{K_{ИГ.Э}}, \quad (27)$$

где $K_{ИГ.Э}$ – коэффициент использования, равный 0,29.

Уточняем сопротивление вертикальных электродов

$$R_{ВЭ} = \frac{R_{ГЭД} \cdot R_{и}}{R_{ГЭД} - R_{в}}, \quad (28)$$

$$R_{ВЭ} = \frac{48,1 \cdot 0,667}{48,1 - 0,667} = 0,68 \text{ Ом.}$$

Уточняем число вертикальных электродов:

$$n = \frac{R_{ОВЭ}}{K_{ИВЭ} \cdot R_{ЕЭ}}, \quad (29)$$

где $R_{ИВЭ}$ – коэффициент использования вертикальных электродов, равный 0,41,

$$n = \frac{14 \cdot 13}{0,41 \cdot 0,68} = 50,7 \text{ шт.}$$

Принимаем 51 вертикальных электродов.

Проверим горизонтальный заземлитель (полоса 4x40) на термическую стойкость и токам КЗ на землю:

$$S_{\min} = I_{КЗ} \cdot \frac{\sqrt{t_n}}{l} = 4000 \cdot \frac{\sqrt{1}}{72} = 55,5 \text{ мм}^2, \quad (30)$$

где $I_{КЗ} = 4 \text{ кА}$,

$$I_{КЗ} = 4 \cdot 40 = 160 \text{ мм},$$

55,5 мм² меньше 160 мм²

t_n – время протекания тока КЗ, равное 1 сек.,

l – длина полосы – 72 м.

Следовательно, полоса 40x4 удовлетворяет условию термической стойкости.

Заземление подстанции

На территории подстанции возможно замыкание на землю в любой точке. В месте перехода тока в землю, если не предусмотрены особые устройства для проведения тока в землю, возникают значительные потенциалы, опасные для людей, находящихся вблизи. Для устранения этой опасности на подстанции предусматривают заземляющие устройства, назначение которых заключается в снижении потенциалов до приемлемых значений.

На площадке РУ вдоль рядов оборудования, подлежащего заземлению, укладываются проводники в землю на глубине 1 м. Предусматриваем также проводники в поперечном направлении. Таким образом, образуется сетка с квадратными или прямоугольными ячейками. Сетку дополняют некоторым числом вертикальных проводников.

Заземление обязательно во всех электроустановках при напряжении 380 В и выше переменного тока, 440 В и выше постоянного тока, а в помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и в наружных установках - при напряжении 42 В и выше переменного тока, 110 В и выше постоянного тока.

Заземляющие устройства представляют собой электротехнические устройства, предназначенные для создания надежных и обладающих небольшим сопротивлением заземлений определенных частей: электрических машин, аппаратов, трансформаторов, приводов электрических аппаратов, распределительных шкафов, металлических корпусов, кабельных муфт, брони кабелей, проводов, металлоконструкций зданий и др. с целью обеспечения принятых режимов работы электроустановок, защиты персонала от поражения электрическим током.

Различают рабочее, защитное и грозозащитное заземление [9].

Защитное заземление необходимо для обеспечения безопасности персонала при обслуживании электроустановки. К защитному заземлению относятся заземления внешних металлических частей электрических машин, трансформаторов, электрических аппаратов и токопроводов, в нормальном режиме не

находящихся под напряжением. К защитному заземлению относится также заземление в одной точке вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения.

Грозозащитное заземление необходимо для обеспечения эффективной защиты электроустановок от грозовых перенапряжений. К ним относятся: заземления стержневых и тросовых молниеотводов, металлических крыш, зданий и сооружений, металлических и железобетонных опор ЛЭП и порталов РУ. Заземление выполняется с помощью разрядников, искровых промежутков и т.д.

Обычно для выполнения всех трех типов заземления используют одно заземляющее устройство. Для выполнения заземления используют естественные и искусственные заземлители.

В качестве естественных заземлителей применяют водопроводные трубы, металлические трубопроводы, проложенные в земле, за исключением трубопроводов горючих жидкостей и газов, трубы скважин, металлические и железобетонные конструкции зданий, находящихся в соприкосновении с землей, заземлители опор воздушных линий соединенные с заземляющим устройством грозозащитным тросом, рельсовые подъездные пути при наличии перемычек между рельсами.

Естественные заземлители должны быть связаны с магистралями заземлений не менее чем двумя проводниками в разных точках.

В качестве искусственных заземлителей применяют прутковую круглую сталь, диаметром не менее 10 мм (неоцинкованная) и 6 мм (оцинкованная), полосовую сталь не менее 4 мм и сечением не менее 48 мм.

Размещение искусственных заземлителей производится таким образом, чтобы достичь равномерного распределения электрического потенциала на площади занятой электрооборудованием. Для этой цели на территории ОРУ прокладывают заземляющие полосы на глубине 0,5 – 0,7 м вдоль рядов оборудования и в поперечном направлении, то есть образуется заземляющая сетка, к которой присоединяется заземляемое оборудование.

Заземляющее устройство для установок 110 кВ и выше выполняется из вертикальных заземлителей - стержней, длиной 3 – 5 м, диаметром 12 – 20 мм,

соединительных полос проложенных вдоль оборудования и выравнивающих полос проложенных в поперечном направлении и создающих заземляющую сетку с переменным шагом. Расстояние между полосами должно быть не более 30 м.

Согласно ПУЭ сопротивление заземляющих устройств, Ом [19]:

- не более 0,5 Ом при U больше 1000 В с эффективным заземлением нейтрали;
- не более 10 Ом при U больше 1000 В с незаземленной нейтралью;
- не более 8 Ом при U меньше 1000 В с глухозаземлённой нейтралью;
- не более 4 Ом при U больше 1000 В с изолированной нейтралью.

Грозозащита подстанции

В результате движения воздушных потоков, насыщенных водяными парами, образуются грозовые облака, являющиеся носителями статического электричества. Мощный электрический разряд, образующийся между разноименно заряженными облаками или, чаще, между заряженным облаком и землей, называется молнией. При грозовом разряде в течение короткого промежутка времени (примерно 100 мкс) при токе молнии 100÷200 кА в канале молнии развивается температура до 30000°С. Такой высокий ток производит значительные тепловые, электромагнитные, а также механические воздействия на те объекты, по которым он проходит.

Для приема электрического разряда молнии и отвода ее тока в землю применяют устройства, называемые молниеотводами. Молниеотвод состоит из несущей части - опоры, молниеприемника, токоотвода и заземлителя. Открытые распределительные устройства (ОРУ) защищаются стержневыми молниеотводами.

Для защиты ОРУ обычно требуется больше двух молниеотводов.

Изоляция электроустановок должна работать надежно, как при длительно приложенных напряжениях промышленной частоты, так и при возникающих в эксплуатации перенапряжениях грозового характера. Грозовые перенапряжения возникают при прямом ударе молнии (ПУМ) в землю, а также при ударе мол-

нии в предметы или объекты находящиеся вблизи электрических установок. От грозových перенапряжений все электрические установки должны иметь специальную защиту. Основные элементы защиты - разрядники. От прямых ударов молний электрические установки защищаются стержневыми или тросовыми молниеотводами. Защита осуществляется молниеотводами, установленными непосредственно на металлических конструкциях (порталах) и отдельно стоящими молниеотводами. Расчетные данные приведены в приложении Е.

2.4 Экономическое обоснование замены выключателей

Замена масляных выключателей на вакуумные на ПС 110\10кВ «Черемыш» позволит снизить потери электроэнергии и повысить надежность электроснабжения производственных и сельскохозяйственных потребителей. Экономическая эффективность замены масляных выключателей на вакуумные определяется по следующим показателям [25]:

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

Расчет для масляных выключателей

Капитальные вложения (КВ) определяем по формуле:

$$КВ=Ц+Т+М, \quad (31)$$

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

Т – расходу на доставку, тыс. руб.;

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

Цена (Ц) на один масляный выключатель составляет 45,2 тыс. руб., их согласно схемы подстанции 12 штук соответственно цена на приобретение масляных выключателей будет:

$$Ц = C \cdot N, \quad (32)$$

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

N – число выключателей на подстанции, шт.

$$Ц = 45,2 \cdot 12 = 542,4 \text{ тыс. руб.}$$

Расходы на доставку составляют 12% от стоимости оборудования:

$$T = Ц \cdot 0,12, \quad (33)$$

$$T = 542,4 \cdot 0,12 = 65,1 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на монтаж (M) и пуско-наладочные работы с учетом сложности составляют 40% от стоимости оборудования:

$$M = Ц \cdot 0,4, \quad (34)$$

$$M = 542,4 \cdot 0,4 = 217,0 \text{ тыс. руб.}$$

По формуле (31) определяем капитальные вложения:

$$KB = 542,4 + 65,1 + 217,0 = 824,5 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитываем годовой фонд заработной платы:

$$ЗП = TФ \cdot K_{\text{доп}} \cdot K_{\text{отч}}, \quad (35)$$

где $TФ$ – тарифный фонд заработной платы, тыс руб.

$K_{\text{доп}}$ – премиальные составляют 75%;

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

Тарифный фонд заработной платы определяется

$$TФ = Ч_{\text{т.с}} \cdot ЗТ, \quad (36)$$

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

$ЗТ$ – затраты труда, чел*час.

Для обслуживания масляного выключателя необходим электромонтер 4 разряда, его оклад составляет 14412 рублей:

$$Ч_{\text{т.с}} = \text{оклад} / 176, \quad (37)$$

где 176 – среднее число часов работы в месяц;

$$Ч_{\text{т.с}} = 14\,412 / 176 = 81,9 \text{ руб/час.}$$

Затраты труда определяем по формуле:

$$T = y.e. \cdot 18,6, \quad (38)$$

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

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

$$ЗТ = 5,41 \cdot 8,6 = 100,44 \text{ чел.} \cdot \text{час.}$$

Следовательно, тарифный фонд определяется как:

$$ТФ = 25 \cdot 100,44 = 2511 \text{ руб.}$$

По формуле (36) определяем фонд заработной платы:

$$ЗП = 2511 \cdot 1,75 \cdot 1,26 = 5536,7 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитываем эксплуатационные затраты:

$$\text{ЭЗ} = ЗП + A_o + P_{\text{то}} + P_p \quad (39)$$

где A_o – Амортизационные отчисления, тыс. руб;

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

P_p – прочие расходы, тыс. руб.

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

$$A_o = КВ \cdot 0,035, \quad (40)$$

$$A_o = 824,5 \cdot 0,035 = 28,9 \text{ тыс. руб.}$$

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

$$P_{\text{то}} = КВ \cdot 0,4, \quad (41)$$

$$P_{\text{то}} = 824,5 \cdot 0,4 = 329,8 \text{ тыс. руб.}$$

Прочие расходы составляют 1% от капитальных вложений:

$$P_p = КВ \cdot 0,001, \quad (42)$$

$$P_p = 824,5 \cdot 0,001 = 0,824 \text{ тыс. руб.}$$

Следовательно, эксплуатационные затраты будут:

$$\text{ЭЗ} = 5536,7 + 28,9 + 329,8 + 0,824 = 5896,2 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитываем приведенные затраты:

$$З = КВ \cdot E_n + \text{ЭЗ}, \quad (43)$$

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

ЭЗ – эксплуатационные затраты, тыс. руб.;

$$З = 824,5 \cdot 0,1 + 5896,2 = 5978,7 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет для вакуумных выключателей

Капитальные вложения определяем по формуле (31)

Цена на один вакуумный выключатель составляет 101 тыс. руб., их согласно схемы подстанции 12 штук соответственно цена на приобретение масляных выключателей будет определяться по формуле (32)

$$Ц = 101 \cdot 12 = 1212 \text{ тыс. руб.}$$

Расходы на доставку составляют 12% от стоимости оборудования определяются по формуле (33)

$$Т = 1212 \cdot 0,12 = 145,4 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на монтаж и пуско-наладочные работы вакуумных выключателей составляют 20% от стоимости оборудования и определяются по формуле (34)

$$М = 1212 \cdot 0,2 = 242,4 \text{ тыс. руб.}$$

По формуле (31) определяем капитальные вложения:

$$КВ = 1212 + 145,4 + 242,4 = 1599,9 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитываем годовой фонд заработной платы

Тарифный фонд заработной платы определяется по формуле (35)

Так как для обслуживания масляного выключателя необходим электро-монтер 4 разряда его оклад 14412 рублей, формула (37)

$$Ч_{тс} = \text{оклад} / 176,$$

где 176 – среднее число часов работы в месяц,

$$Ч_{тс} = 14\,412 / 176 = 81,9 \text{ руб/час.},$$

то, соответственно, и часовая тарифная ставка его составит 81,9 руб/час.

Затраты труда определяем по формуле (39),

где $у. е. = 3,1$ – 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 (36)

$$ТФ = 25 \cdot 57,7 = 1442,5 \text{ руб.}$$

По формуле (35) определяем фонд заработной платы:

$$ЗП = 1442,5 \cdot 1,75 \cdot 1,26 = 3180,8 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитываем эксплуатационные затраты по формуле (39)

Расходы на амортизацию составляют 3,5% от капитальных вложений и определяются по формуле: (40)

$$A_0 = 1599,9 \cdot 0,035 = 56,0 \text{ тыс. руб.}$$

Расходы на ремонт и техническое обслуживание для вакуумных выключателей составляют 15% от капитальных вложений и определяются по формуле: (41)

$$P_{\text{то}} = 1599,9 \cdot 0,15 = 239,985 \text{ тыс. руб.}$$

Прочие расходы составляют 1% от капитальных вложений и определяются по формуле: (42)

$$P_p = 1599,9 \cdot 0,01 = 15,999 \text{ тыс. руб.},$$

тогда, эксплуатационные затраты будут:

$$\text{ЭЗ} = 3180,8 + 56,0 + 239,985 + 15,999 = 3492,784 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитываем приведенные затраты по формуле (44)

$$З = 1599,9 \cdot 0,1 + 3492,784 = 4092,684 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем суммарную годовую экономию:

$$\Gamma_3 = \text{ЭЗ}_{\text{МВ}} - \text{ЭЗ}_{\text{ВВ}}, \quad (44)$$

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

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

$$\Gamma_3 = 5896,2 - 3492,784 = 2403,416 \text{ т. р.}$$

Определяем суммарный годовой экономический эффект:

$$\text{Э}_Г = З_{\text{МВ}} - З_{\text{ВВ}}, \quad (45)$$

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

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

$$\text{Э}_Г = 5978,7 - 4092,684 = 1886,016 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем срок окупаемости капитальных вложений по формуле [31]:

$$T = \text{КВ} / \text{Э}_Г, \quad (46)$$

$$T = 1599,9 / 1886,016 = 0,85 \text{ года.}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 4.

Таблица 4 – Экономическая эффективность замены масляного выключателя на вакуумный выключатель

Показатели	Значение	
	Масляный выключатель	Вакуумный выключатель
Капиталовложения, тыс. руб.	824,5	1599,9
Эксплуатационные затраты, тыс. руб.	5896,2	3878,3
Приведенные затраты, тыс. руб.	5978,7	4038,2
Годовая экономия, тыс. руб.	-	2018
Годовой экономический эффект, тыс. руб.	-	1940,5
Срок окупаемости капиталовложений, лет	-	0,9

Таким образом, замена масляного выключателя на вакуумный выключатель позволяет получить ежегодную экономическую экономию 2018 тыс. рублей. Это объясняется снижением затрат на эксплуатацию. Дополнительные капитальные вложения окупятся за 0,9 года.

2.5 Пожарная безопасность

Территория ОРУ 110 кВ относится к категории Г по пожарной опасности [5]. Конструкции ОРУ выполнены из несгораемых материалов (железобетон, металл). Здание КРУН-10 кВ выполнено из огнестойких панелей (предел огнестойкости не менее 3 ч). Отходящие линии 10 кВ в воздухе. Под трансформаторами ТМН-6300, согласно ПУЭ, выполнены маслоприемники с бортовыми организациями, заполненные чистым гравием. Объем маслоприемника рассчитан на прием 100% масла трансформаторов. Маслоприемники соединены с масло-сборниками, выполненными в виде подземного резервуара при помощи трубопроводов. КРУН-10 кВ имеет 2 выхода, расположенных с противоположных торцов здания. Двери открываются наружу и имеют самозапирающиеся замки, открываемые без ключа со стороны ЗРУ.

Помещение КРУН-10 кВ оснащено огнетушителями типа ОУ-8 в количестве 8 штук. На ПС также имеются ящики с песком 0,7x1,5x1,5м и совки к ним [6].

2.6 Экологические аспекты ремонтной политики

Экологическая политика в ремонтной деятельности должна быть направлена на снижение негативного воздействия на окружающую среду и рациональное использование природных ресурсов [21].

Основными принципами Положения в области экологии должны явиться:

- учёт приоритета экологической безопасности как составной части национальной безопасности;
- ответственность за обеспечение охраны окружающей среды при производстве ремонтных работ;
- рациональное использование природных ресурсов при производстве ремонтных работ;
- внедрение передовых технологий ремонта, направленных на минимизацию экологического ущерба;
- принятие управленческих и технических решений с учетом рассмотрения различных сценариев воздействия на окружающую природную среду;
- сокращение образования отходов производства и экологически безопасное обращение с ними;
- приоритет принятия предупредительных мер над мерами по ликвидации экологических негативных воздействий;
- открытость и доступность экологической информации, незамедлительное информирование всех заинтересованных сторон о произошедших авариях, их экологических последствиях и мерах по их ликвидации;
- открытость и доступность результатов экологического мониторинга ДЗО ОАО «Холдинг МРСК», а также взаимодействие со всеми заинтересованными сторонами в процессе исследований, проводимых при оценке воздействия предприятий электроэнергетики на окружающую среду.

Мероприятия в области экологии должны предусматривать:

- минимизацию воздействий на окружающую среду при ремонте электросетевых объектов;

–восстановление и рекультивацию земель, нарушенных в процессе ремонта электросетевых объектов, зданий и сооружений;

– постепенный вывод из эксплуатации маслонаполненного коммутационного оборудования с его поэтапной заменой на оборудование с применением современных, экологически безопасных диэлектриков;

– применение оборудования, не требующего специальных мероприятий по его утилизации;

– применение деревянных опор, пропитанных составами, не оказывающими вредного воздействия на окружающую природную среду;

–применение самонесущих изолированных и защищенных проводов, позволяющих снизить экологически вредное воздействие от хозяйственной деятельности на окружающую среду путем уменьшения ширины вырубаемой просеки в лесных массивах при строительстве и в процессе эксплуатации линий электропередач;

–применение механизированной очистки трасс ВЛ от древесно-кустарниковой растительности, а также введение запрета на очистку с применением пестицидов и химически активных веществ;

– выполнение требований пожарной и санитарной безопасности в лесах при очистке трассы ВЛ от древесно-кустарниковой растительности [26].

В целях организации регулярного управления деятельностью в области экологии, рекомендуется внедрение в МРСК системы экологического менеджмента в соответствии с требованиями российских и международных стандартов, в том числе ISO 14001:2016.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрена реконструкция ячейки КРУН 10 кВ ПС 110/10 кВ, расположенной вблизи населённого пункта Черемыш Пышминского района Свердловской области.

Реконструкция ячеек заключается в замене масляных выключателей на новые вакуумные. Для этого были произведены соответствующие расчеты, в соответствии с которыми и были выбраны выключатели, релейная защита и автоматика, комплект адаптации.

Также я провел сравнение капиталовложений различных вариантов реконструкции ячейки отходящих линий КРУН 10 кВ с номинальным током отключения 20 кА, номинальным током 1000 А. Расценки на строительномонтажные и пусконаладочные работы определил в соответствии с действующими сметными нормами и правилами. При расчете варианта реконструкции учел также и проведение работ по «перемонтажу» и проверке установленного в КРУН оборудования, не подлежащего реконструкции (релейная защита, трансформаторы тока, ограничители перенапряжений нелинейные).

Рассмотрена инструкция по монтажу комплектов адаптации на действующие ячейки КРУН-10 кВ, устанавливаемых на ПС 110/10. и меры безопасности, касающиеся монтажа данного узла.

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

Проанализированы вопросы экологии на предприятии.

На основе полученных результатов, можно заключить, что реконструкция дает более 50% экономии капиталовложений по сравнению со строительством нового КРУН.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Ананичева С. С. Справочные материалы для выполнения курсовой и выпускной аттестационной работы [Текст]: методическое пособие / А. Л. Мызин, С. С. Ананичева, С. Н. Шелюг – Екатеринбург: ФГОУ ДПО «КПК ТЭК». – 2007.

2 Ананичев С. С. Схемы замещения и установившиеся режимы электрических сетей [Текст]: учебное пособие / С. С. Ананичев, А. Л. Мызин – 6-е изд. исп. и доп. Екатеринбург: УРФУ – 2012.

3 Богатырев Л. Л. Релейная защита электроэнергетических систем [Текст]: / Л.Л. Богатырев, Л.Ф. Богданова, А.В. Паздерин – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2006. – 106 с.

4 ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

5 ГОСТ 12.1.019-96 Электробезопасность. Общие требования. Постановление Правительства РФ от 25.04.2012 N 390 "О противопожарном режиме"(с изменениями на 6 апреля 2016 г.)

6 ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования (с изменениями N1 утвержденными в октябре 1993 г.)

7 Гофман Э. Б. Дипломное проектирование [Текст]: Методические рекомендации по выполнению дипломных проектов (работ) / Э. Б. Гофман, В. М. Миляев, Н. А. Смирнова – Екатеринбург, 2000. – 48 с.

8 Долин П.А. Электробезопасность. Теория и практика [Текст]: учебное пособие для вузов / П.А. Долин, В. Т. Медведев, В. В. Корочков, А. Ф. Моныхов – 3-е изд. перераб.и доп. под. ред. Медведева В.Т. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2012. – 280 с.

9 Долин П. А. Справочник по технике безопасности [Текст] – М.:2002. – 30 с.

- 10 Жуков В. В. Современные КРУ на 6 и 10 кВ с вакуумными и электромагнитными выключателями [Текст]: / В. В. Жуков, В. Ф. Минин - Москва: Высшая школа, 1989. –103 с.
- 11 Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций [Текст]: / В. С. Козулин, Л.Д. Рожкова – Москва: Энергоатомиздат, 1998. – 648 с.
- 12 Коробкин В.Н. Экология. [Текст]:/ В.Н. Коробкин, Л.В. Перельский – Ростов:«Феникс» 2003. – 124-140 с.
- 13 Куценко Г.Ф. Охрана труда в электроэнергетике [Текст]: практическое пособие / Г.Ф. Куценко – Москва: Дизайн ПРО, 2006. – 240 с.
- 14 Крупович В. И. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования [Текст]: / В. И. Крупович, Ю. Г. Барыбин, М. Л. Самовер – Москва: Энергия, 1999. – 456 с.
- 15 Крюков В. И. Обслуживание и ремонт электрооборудования подстанций и распределительных устройств [Текст]: учебное пособие /В. И. Крюков – Москва: Высшая школа, 2014. – 367 с.
- 16 Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования [Текст]:/ учеб. пособие для вузов / И. П. Крючков - 4-е изд., перераб. и доп.– Москва: Энергоиздат, 1989. – 608 с.
- 17 Панова А. В. Экономика энергетики [Текст]: учеб. пособие / А. В. Панова – Владим. гос. ун-т им. Столетовых А. Г. и Н. Г. – Владимир: Изд-во ВлГУ, 2013. – 87 с.
- 18 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭЭ). Утвержденные Приказом Минтруда РФ от 24.07.2013 №328 н. Документ с изменениями, внесенными: приказом Минтруда России от 19 февраля 2016 года N 74 н – 174 с.
- 19 Правила устройства электроустановок: 7 издание. – Москва: Изд-во НЦ ЭНАС, 2009. – 552с.

- 20 Прохоров М.И. Вакуумные выключатели серии ВВ/TEL [Текст]: руководство по эксплуатации / М. И. Прохоров – Таврида- Электрик. RU, 2015. – 56 с.
- 21 Путилов В.Я. Экология энергетики [Текст]: учебное пособие / В.Я. Путилов – Москва: МЭИ, 2015. – 432 с.
- 22 РД 34.45051.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования. – Москва: Энергоиздат. 1998. – 47с.
- 23 Рекус Г.Г. Электрооборудование производств [Текст]: учебное пособие / Г.Г. Рекус – Директ-Медиа, 2014. – 708 с.
- 24 Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 13А. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ: Схемы. – Москва: Энергоиздат, 1985. – 96 с.
- 25 Техничко-экономические расчеты в выпускных квалификационных работах (дипломных проектах) [Текст]: учеб. пособие / Авт.-сост. Е. И. Чучкалова, Т. А. Козлова, В. П. Суриков – Екатеринбург: Изд-во ГОУ ВПО «Рос. гос. проф.- пед. ун-т», 2006. – 66 с.
- 26 Федоров Л.Е. Справочник по проектированию электроснабжения [Текст]: / Л. Е. Федоров, Ю. Г. Барыбин – Москва: Энергоиздат, 1999. – 34 с.
- 27 Чернобровов Н. В. Релейная защита энергетических систем [Текст]: / Н. А. Чернобровов, В. А. Семенов – Москва: Энергоиздат, 1998. – 800 с.
- 28 Вакуумный выключатель [Электронный ресурс]. – Режим па: https://www.syl.ru/article/197301/new_vakuumnyiy-vyiklyuchatel---konstruktsiya-i-printsip-raboty (дата обращения: 23.12.17).
- 29 Интернет библиотека электронных книг «Elibrus» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.energobastion.ru> (дата обращения: 24.12.17).
- 30 [Прохоров М. И. Руководство по эксплуатации вакуумного выключателя ВВ/TEL-10](#) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.nashaucheba.ru> (дата обращения 20.12.17).
- 31 Таврида Электрик [Электронный ресурс]. – Режим па: <http://www.tavrida.com> (дата обращения 19.12.17).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

ПРИЛОЖЕНИЕ В

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

ПРИЛОЖЕНИЕ Е