

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

**РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ
НАПРЯЖЕНИЕМ 110/6 кВ**

Выпускная квалификационная работа бакалавра
по направлению подготовки 44.03.04 Профессиональное обучение
(по отраслям)

Идентификационный код ВКР: 641

Екатеринбург 2017

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

К ЗАЩИТЕ ДОПУСКАЮ:
Заведующая кафедрой ЭС
_____ А.О. Прокубовская
« ____ » _____ 2017 г.

РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110/6 кВ

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

Идентификационный код ВКР: 641

Исполнитель:
студент группы ЗЭС-403С

А.В. Лапшин

Руководитель:
докт. тех. наук, профессор,
профессор кафедры АЭС УрФУ

В.П. Обоскалов

Нормоконтролер
ст. преподаватель кафедры ЭС

Т.В. Лискова

Екатеринбург 2017

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА.....	7
1.1. История развития цеха № 009.....	7
1.2. Организационная структура цеха № 009.....	9
1.3. Анализ существующей системы электроснабжения подстанции «Гранит».....	12
2. ОРГАНИЗАЦИЯ РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ «ГРАНИТ».....	17
2.1. Анализ оборудования, подлежащего замене	17
2.2. Проверка числа и мощности трансформаторов.....	17
2.3. Проверка трансформаторов собственных нужд.....	20
2.4. Проверка выключателей высокого напряжения.....	22
2.5. Достоинства и недостатки масляного выключателя.....	31
2.6. Критерии определяющие выбор выключателей высокого напряжения.....	33
2.7. Характеристика элегазовых выключателей.....	33
2.8. План реконструкции.....	38
3. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ОБЪЕКТА.....	41
4. ИНСТРУКЦИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕГАЗОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ.....	46
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	56
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	58

ВВЕДЕНИЕ

Развитие энергетики и электрификации в значительной мере определяют уровень развития страны. Главной целью развития основной электрической сети России является обеспечение устойчивости и надежности её функционирования. Целесообразность создания мощных объединенных энергосистем обусловлено их большими технико-экономическими преимуществами. С увеличением мощности объединения появляется возможность сооружения более мощных электрических станций с мощными, более экономичными агрегатами. Важной задачей развития электроэнергетики является модернизация и реконструкция устаревшего оборудования электростанций и подстанций.

Основные цели реконструкции действующих подстанций: увеличение числа присоединений в распределительных устройствах, пропускной способности подстанции в целом и ее отдельных элементов, улучшение качества напряжения, повышения надежности функционирования подстанции и ее эксплуатационной гибкости, улучшение условий труда эксплуатирующего персонала и оздоровление экологической ситуации на подстанции и в примыкающей к ней зоне.

Реконструкция электрических подстанций требует комплексного подхода к выбору и оптимизации схем электрических сетей и технико-экономическому обоснованию решений, определяющих состав, структуру, внешние и внутренние связи, динамику развития, параметры и надежность работы системы в целом и ее отдельных элементов. Этот процесс требует системного подхода при изучении объекта реконструкции, а также использование результатов новейших достижений науки техники, и передового опыта проектных работ, строительно - монтажных и эксплуатационных организаций.

Объектом исследования понизительная подстанция 110/6 кВ.

Предметом исследования являются высоковольтные выключатели МКП-110 600А и ВЭБ-110.

Цель работы: выполнить реконструкцию подстанции 110/6 кВ.

Задачи работы:

- проанализировать существующую систему электроснабжения подстанции;
- проанализировать оборудование, подлежащее замене;
- проверить число и мощность трансформаторов;
- проверить трансформаторы собственных нужд;
- проверить выключатели высокого напряжения;
- выполнить план реконструкции подстанции.

Процесс реконструкции электрической подстанции, заключается в составлении описаний объектов, предназначенных для производства, передачи и распределении электроэнергии. Эти описания составляют совокупность документов, необходимых для создания нового энергетического оборудования установок. Основные цели реконструкции понизительной подстанции:

- снижение ежегодных издержек и ущерба при эксплуатации установок энергосистемы.
- производство, передача и распределение заданного количества электроэнергии;
- надёжная работа установок и энергосистем в целом;
- заданное качество электроэнергии;

В настоящей работе необходимо рассмотреть реконструкцию понизительной подстанции 110/6 кВ «Гранит», связанную с необходимостью замены устаревшего оборудования.

1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА

1.1. История образования цеха № 009

В 1949 году 1 сентября был подписан приказ об организации цеха № 009 – цеха сетей и подстанций. С этого момента развитие цеха – это зеркальное отражение развития Комбината «Электрохимприбор». Строился, развивался завод, строился город: цехам, жилым домам, объектам социально-бытового назначения, строительной индустрии, войсковым частям, совхозу «Таежный» нужна была электроэнергия.

Для электроснабжения развивающейся инфраструктуры строились сети 6 и 0,4 кВ, трансформаторные подстанции. Цех развивался очень быстро, так же быстро, как рос город. А начиналось все с одной, первой подстанции ТП-207. В последующем были присоединены к цеху сети и подстанции КЭС стройки вместе со своим персоналом.

Мощности потребителей быстро росли, нужны были свои источники питания, и уже в 1950 году была пущена главная понизительная подстанция 110/6 кВ ГПП-1 и РП-35 для электроснабжения корпуса 1. Все электроснабжение было переведено со своего источника питания ГПП-1. С ростом нагрузки на 35 квартале была сдана в эксплуатацию в 1957 году подстанция 110/6 кВ ГПП-2. К 1974 году мощность городского потребления выросла настолько, что потребовалось строительство нового источника питания для города, и была поставлена под рабочее напряжение подстанция 110/6 кВ ГПП-3.

К 1982 году Комбинату стало не хватать электрической мощности, и были введены в эксплуатацию узловая подстанция 220/110/6 кВ ГПП-4, а через год подстанция 110/6 кВ ГПП-5.

Ввод новых объектов электроснабжения требовал невероятных усилий по их наладке и пуску в эксплуатацию, реконструкции существующих подстанций и оборудования, построению совершенно новых схем электроснабжения. Огромная работа проводилась по повышению надежности электроснабжения, снижению

потерь электроэнергии при ее преобразовании и передачи, внедрялись средства автоматизации и телемеханизации. И всю эту работу проводили специалисты цеха, электромонтеры по ремонту и обслуживанию электрооборудования. Персонал цеха постоянно учился, осваивал новое оборудование, сложные защиты и автоматику, внедрял передовую технологию в области энергетики, непрерывно повышающие свою квалификацию.

Цеховое электрохозяйство Комбината «Электрохимприбор» в начале своей работы включало в себя главную понизительную подстанцию (ГПП-1), ТП-2, ТП-207, ТП-4, ТП-6, ТП-9, ТП-11, ТП-55.

Образованы службы цеха:

- эксплуатация;
- ТМХ-1;
- ЭТЛ.

В январе 1957 года введена в эксплуатацию подстанция 110/6 кВ «Гранит».

С 1958 по 1960 года цех №009 был объединен с цехом №007. К 1962 году телемеханизированы подстанции 55, 201, 203, 207, 208 210, что позволило освободить от дежурства обслуживающий персонал.

В 1962 году состоялось объединение цехов №009 и №015, занимающихся связью. В 1974 году произошло разъединение этих цехов.

Летом 1974 года вступила в строй ПС Кварц (ГПП-3).

В 1974 году в цехе образованы производственные участки ГПП-1, ПС «Гранит», ГПП-3, ЭТЛ.

На сегодняшний день в эксплуатации цеха № 009 находится 5 главных понизительных подстанций 220 и 110 кВ; 282 вторичные трансформаторные подстанции; 1532 км кабельных и воздушных линий 6 и 0,4 кВ; 3428 точек наружного освещения. Это огромное энергетическое хозяйство, оснащенное средствами управления и контроля, обеспечивающее надежность электроснабжения в основном по II категории, т.е. электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта,

нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

Широкое применение автоматики, телемеханики, внедрение нового эффективного оборудования, требующего минимальных затрат на содержание и эксплуатацию, снизило затраты на ремонт и существенно снизило численность рабочих. Эту работу цех постоянно проводит и мог проводить гораздо быстрее, но нужны большие средства на техническое перевооружение. Благодаря технической помощи отдела № 046, понимания перспективности вложения средств в развитие энергетики со стороны предприятия, специалисты службы ТМИ, создали и внедрили в цехе микропроцессорные системы телемеханики нового поколения, автоматизированную систему учета и контроля за расходом электроэнергии АСКУЭ, приведя управление энергораспределением к высоким экономическим показателям.

Внедрение электронных защит, средств автоматики, средств регистрации аварийных событий, внедрение дуговых защит службой РЗА, позволяют автоматически исключить поврежденный участок сети, определить характер и место неисправности, свести к минимуму повреждение оборудования при возникающих коротких замыканиях, экономя существенные средства на ремонте и восстановлении.

1.2. Организационная структура цеха – 009

Цех № 009 по существу был источником кадров электротехнического персонала для всего Комбината. Специалисты цеха переводились в подразделения Комбината энергетиками и самостоятельно вели электрохозяйство подразделений. Получив хорошую профессиональную подготовку, электромонтеры цеха № 009 составляли костяк и опору служб электрохозяйства цехов комбината.

В настоящее время можно с уверенностью сказать, что цех №009 является самостоятельным высокотехнологичным подразделением, успешно справляющимся со своим предназначением.

Деятельность начальника цеха сетей и подстанций направлена на решение организационных и производственных задач по эксплуатации оборудования подстанций, по обеспечению надежной и экономичной его работы и бесперебойного электроснабжения потребителей.

Зам. начальника цеха по эксплуатации электроустановок занят выполнением капитальных ремонтов и реконструкции электрооборудования 0,4-6кВ, находящегося в РП и ТП, ремонта строительной части РП и ТП, производит наладку и техническое обслуживание релейной защиты РП.

Зам. начальника цеха по эксплуатации электроустановок курирует 3 участка электросетей и подстанций (участок электросетей и подстанций №1, участок электросетей и подстанций №2, участок электросетей и подстанций №3).

Зам. начальника цеха по ремонту электрооборудования отвечает за устранение неполадок, аварийных ситуаций и инцидентов, связанных с электрооборудованием.

Лаборатория РЗА создана для обеспечения надежной и экономичной работы энергосистем и энергетического оборудования, бесперебойного электроснабжения, а также по оснащению, эксплуатации и поддержанию на высоком техническом уровне устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации.

Лаборатория ВВЛ предназначена для диагностики повреждений линий, испытаний изоляции кабельных линий, испытаний подстанций и определения трассы линий и расстояний до мест неисправностей. Лаборатория для проведения высоковольтных испытаний позволяет специалистам контролировать качество кабелей и электрооборудования, кроме того поддерживать работоспособность энергетических систем и предотвращать аварии.

Участок лаборатории ТМИ отвечает за удаленное включение и отключение энергооборудования, установок освещения и прочего для производства работ и проведения профилактических работ на энергооборудовании, также данный участок занимается установкой приборов учета электроэнергии.

Основными задачами энерго-механического участка являются бесперебойное обеспечение производства электроэнергией, водой и другими видами энергии, содержание действующего парка энергетического, механического, технологического оборудования, а также средств связи в нормальном работоспособном состоянии и обеспечение их бесперебойной работы.

Энергетик-механик отвечает за обеспечение бесперебойной и технически правильной эксплуатации и надежной работы оборудования, повышения ее сменности, содержание в работоспособном состоянии на требуемом уровне точности.

Мастер по ремонту осуществляет руководство обслуживанием и ремонтом электрооборудования, осуществляет техническое обслуживание и ремонт электрооборудования, находящегося в его ведении. Участвует в разработке новых и совершенствовании действующих технологических процессов.

Планово-диспетчерское бюро отвечает за обеспечение бесперебойной и ритмичной работы всех производственных участков по выполнению утвержденного плана производства.

Производственно-техническое бюро отвечает за обеспечение бесперебойной работы цеха и равномерного выпуска продукции заданного качества в соответствии с производственной программой, календарными планами и сменно-суточными заданиями участков и бригад.

Помощник начальника цеха по хозяйственным вопросам отвечает за уборку и содержание помещений и связанных с ними территорий с учетом санитарных и противопожарных норм. Он организывает текущий и капитальный ремонт строений. Он обеспечивает работников расходными материалами на хозяйственное обслуживание и канцтоварами, по согласованию с начальником АХО Комбината – мебелью и оргтехникой.

Делопроизводитель-секретарь-машинист обеспечивает составление проектов приказов по деятельности цеха, оформление входящей и исходящей документации, оформление документов для архива и т.д.

Старший табельщик осуществляет ведение табельного учета работников цеха, контроль за явкой на работу, опозданиями и неявками и т.д.

Инженер по ОТ контролирует соблюдение требований ОТ и техники безопасности, анализирует условия труда, проводит инструктажи по ОТ, противопожарной безопасности, санитарным требованиям, готовит отчеты по состоянию системы ОТ цеха и по проделанной работе.

Экономист по планированию осуществляет работу по экономическому планированию в цеху, направленную на организацию рациональной хозяйственной деятельности, определение пропорций развития производства исходя, выявление и использование резервов производства с целью достижения наибольшей результативности деятельности цеха, подготавливает исходные данные для составления перспективных и годовых планов производственно-хозяйственной деятельности и социального развития цеха и т.д.

1.3. Анализ существующей системы электроснабжения подстанции «Гранит»

Питание ПС «Гранит» осуществляется от трех источников ВЛ-110 кВ. Основными коммутационными аппаратами подстанции «Гранит» являются масляные выключатели, разъединители, автоматические выключатели, предохранители.

Подстанция «Гранит» состоит из силовых трансформаторов открытого распределительного устройства (ОРУ) 110 кВ и закрытого распределительного устройства (ЗРУ) 6 кВ.

К оборудованию ОРУ 110 кВ относятся: разъединители, масляные выключатели, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, силовые трансформаторы, разрядники.

Разъединитель – электрический аппарат с видимым местом разъединения электрической цепи в воздухе. Разъединители служат для отключения и включения под напряжением участков электрической цепи высокого напряжения при

отсутствии нагрузочного тока или для изменения схемы соединения. Для безопасного ведения работ на отключенном участке и при определенных условиях. Для включения и отключения зарядных токов воздушных и кабельных линий, тока холостого хода трансформаторов и токов небольших нагрузок. Также разъединители применяются для переключения присоединений с одной системы шин на другую, в электроустановках с несколькими системами шин.

Выключатели предназначены для включения, отключения и переключения электрической цепи под нагрузкой. Они должны отключать и включать токи, как в нормальном, так и в аварийном режиме работы электроустановок. По роду дугогасящей среды подразделяются на масляные, воздушные, газогенерирующие, вакуумные, элегазовые.

Трансформаторы тока применяются в установках напряжением до 1 кВ и выше. Они относятся к измерительным трансформаторам и предназначены для расширения предела измерения измерительных приборов, а в высоковольтных цепях, кроме того, для изолирования приборов и реле от высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения серии НКФ наружной установки предназначены для электрических систем с номинальным напряжением от 110 до 330 кВ включительно, с заземленной или изолированной нейтралью и применяются для питания измерительных приборов, цепей защиты, автоматики и сигнализации. Трансформаторы имеют класс точности 0,5 при нагрузке от 100 до 400 ВА. Предусмотрены исполнения для умеренного, холодного и тропического климатов.

Силовые трансформаторы типа ТРДН, ТДН изготавливаются для стран с умеренным климатом с перепадом температур от минус 45 до плюс 40°C. Трансформаторы ТРДЦН, ТДН изготавливаются в климатическом исполнении У1. Магнитопровод трехстержневой плоскошихтованный, изготовлен из высококачественной электротехнической стали. Охлаждение обеспечивается малообъемными радиаторами из овальных труб. Трансформаторы силовые до 110 кВ ТРДН, ТДН обеспечивают надежное электроснабжение в течение всего срока эксплуатации.

Разрядники предназначены для защиты электрического оборудования от внешних и внутренних перенапряжений. В электрических сетях возникают импульсные всплески напряжения, вызванные коммутациями электроаппаратов, атмосферными разрядами или иными причинами. Несмотря на кратковременность такого перенапряжения, его может быть достаточно для пробоя изоляции и, как следствие, короткого замыкания, приводящего к разрушительным последствиям. Для того чтобы устранить вероятность короткого замыкания, можно применять более надежную изоляцию, но это приводит к значительному увеличению стоимости оборудования. В связи с этим в электрических сетях целесообразно применять разрядники.

Технические характеристики установленного оборудования на ОРУ 110 кВ подстанции приведены в приложении Б.

К ЗРУ 6 кВ относится следующее оборудование: шины, масляные выключатели, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, разрядники, разъединители, предохранители, бетонные реакторы, трансформаторы собственных нужд.

Шины изготавливают из меди, алюминия, стали. Имеют круглое, прямоугольное или коробчатое сечение. В зависимости от величины тока нагрузки шины собираются из одной, двух, трёх и т.д. полос в одном пакете на фазу.

Токоведущие части электроустановок крепят и изолируют друг от друга и по отношению к земле при помощи изоляторов. Изоляторы изготавливают из фарфора, т. к. он обладает высокой механической и электрической прочностью, и достаточной теплоёмкостью. В последнее время для изготовления изоляторов применяется стекло и кремнеорганические материалы. Изоляторы делятся на опорные, подвесные, проходные.

Трансформаторы напряжения позволяет изолировать низковольтные логические цепи защиты и измерительные цепи от высокого напряжения, что в свою очередь позволяет использовать более дешёвое оборудование в низковольтных сетях и удешевляет их изоляцию. Так как трансформатор

напряжения не предназначен для перетока через него потоков мощностей, основной режим работы трансформатора напряжения - режим холостого хода.

Предохранители — компоненты электрических и радиоэлектронных устройств, предназначены для защиты оборудования и приборов от повреждений при их неисправностях или для защиты питающей сети от аварийных электрических токов, возникающих при авариях и отказах, неправильного включения, ошибок монтажа.

Предохранитель включается последовательно с потребителем электрического тока и разрывает цепь тока при превышении им номинального тока, - тока, на который рассчитан предохранитель.

Реактор - это статическое электромагнитное устройство, предназначенное для использования его индуктивности в электрической цепи для тех или иных целей. Реакторы служат для ограничения токов короткого замыкания в электроустановках 6, 10, 35 кВ и иных функций.

Для питания собственных нужд переменного тока и оперативных цепей 220В установлены два трансформатора ТМ 180/6/0,4.

Управление выключателями 110 кВ обеспечивается со щита управления. Управление вводными выключателями 6 кВ и выключателями отходящих линий производится как со щита управления, так и со шкафов РУ-6 кВ.

Управление разъединителями ручное. Питание оперативных цепей предусмотрено на постоянном токе 220 В.

Электроустановка и ответвления выполнена проводом М120 мм.

Устройство центральной сигнализации предусматривает индивидуальную световую и общую звуковую предупреждающую и аварийную сигнализацию с передачей на диспетчерский пункт.

2. ОРГАНИЗАЦИЯ РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ «ГРАНИТ»

2.1. Анализ оборудования, подлежащего замене

С момента выпуска новой продукции и до настоящего времени «Комбинат «Электрохимприбор» занят производством, специальной техники, продолжая оставаться одним из ключевых предприятий в оборонном комплексе отрасли, не смотря на бурные политические и экономические потрясения последних лет.

В марте 2016 года Комбинат разработал план организационно-технических мероприятий по повышению эффективности производства, находящегося в ведении цеха №009 с дальнейшей разработкой комплекса строительно-монтажных работ на подстанции «Гранит» ФГУП «Комбинат «Электрохимприбор» с заменой выключателей на 2017 год. Вследствие этого была проведена проверка высоковольтного оборудования, установленного на подстанции.

2.2. Проверка числа и мощности трансформаторов

Мощность трансформаторов подстанции определяется электропотреблением потребителей 6 кВ. Часовые потребления нагрузок сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Часовые потребления нагрузок

Время	S, МВА
2:00	12,5
3:00	12,5
4:00	12,5

5:00	12,5
6:00	12,5
7:00	14,3
8:00	14,3

Окончание таблицы 1

Время	S, МВА
9:00	14,3
10:00	14,3
11:00	14,3
12:00	14,3
13:00	14,3
14:00	14,3
15:00	14,3
16:00	14,3
17:00	16,2
18:00	16,2
19:00	16,2
20:00	16,2
21:00	16,2
22:00	14,3
23:00	14,3
0:00	12,5
01:00	14,3

Находим полную среднеквадратичную мощность $S_{скв}$ из графика нагрузки подстанции по формуле:

$$S_{скв} = \sqrt{\frac{S_1^2 * t_1 + S_2^2 * t_2 + \dots + S_n^2 * t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}};$$

$$S_{скв} = 14,3 \text{ МВА.}$$

Номинальная мощность трансформаторов $S_{ном.тр}$ определяется по условию:

$$S_{\text{ном.тр}} \geq \frac{S_{\text{СКВ}}}{0,7 * n},$$

где 0,7 – нормируемый коэффициент загрузки;

n – число трансформаторов на подстанции (n=2).

$$S_{\text{ном.тр}} \geq \frac{14,3}{0,7 * 2} = 10,2 \text{ МВА.}$$

С перспективой развития промышленной зоны и строительством новых микрорайонов, нас устраивают существующие трансформаторы мощностью

$$S_n = 20 \text{ МВА.}$$

Определяем коэффициент загрузки k_3 трансформатора в нормальном режиме:

$$k_3 = \frac{S_{\text{СКВ}}}{S_n * n};$$

$$k_3 = \frac{14,3}{20 * 2} = 0,36.$$

Следовательно, в нормальном режиме трансформаторы перегрузок не испытывают.

Определим коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме $k_3^{\text{ав}}$, т.е. когда один трансформатор отключен:

$$k_3^{\text{ав}} = \frac{S_{\text{расч}}}{S_n};$$

$$k_3^{\text{ав}} = \frac{14,3}{20} = 0,7.$$

Коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме не превышает установленной нормы 1,5.

Следовательно, трансформаторы мощностью 20 МВА каждый удовлетворяют требуемым условиям.

Силовые трансформаторы ТРДН-20000/110 не нуждаются в замене, так как они отвечают предъявленным требованиям.

2.3. Проверка трансформаторов собственных нужд

Непрерывность процесса передачи и распределения электроэнергии потребителям на подстанции обеспечивается потребителями собственных нужд. В качестве источников энергии для них используются понижающие трансформаторы 6/0,4. В таблице 2 представлены потребители собственных нужд подстанции «Гранит».

Таблица 2- Потребители собственных нужд подстанции «Гранит»

Наименование потребителя	I_n, A
Питание шкафа ТМ и ТС ввод 1	50
Цепи оперативная блокировка	20
Обдув Т-1	32
Резерв	0
Питание блока аварийного освещения	25
Резерв	0
Резерв	0
Питание ВАЗП-1	50
Обогрев комнаты РЗА	32
Отопление РУ-6кВ	100
Щит вентиляции	40
Резерв	0
Резерв	0
Резерв	0
Резерв	0

Питание ВАЗП-2	50
Питание щитков ЭТЛ №1,2	25
Резерв	0
Питание привода В-110кВ ВЛ Топаз	20
Резерв	0
Цепи оперативной блокировки	20

Окончание таблицы 2

Наименование потребителя	I_n, A
Питание щитков ЩС-1. ЩС-2	100
Питание щитков освещения ЩО	100
Резерв	0
Механические ворота	20
Питание привода В-110кВ ВЛ Топаз	20
Подогрев приводов Р-1	32
Указатель положения переключателя Т-1	20
Кипятильник, питание ВУ-3	32
Резерв	0
Подогрев баков МВ-110кВ	150
Питание щита ШР-1 в ТМХ-2	200
Резерв	0
Питание щита ШР-2 в ТМХ-2	200
Питание шкафа ТМ и ТС ввод 2	50
Указатель положения переключателя Т-2	20
Лагометр	20
Обдув Т-2	32
Подогрев баков МВ-110кВ	100
Подогрев приводов Р-2	32

Путем замеров было выяснено, что электроснабжение потребителей собственных нужд составляет в среднем $S_{cp}=164$ кВА.

Определим мощность трансформаторов собственных нужд:

$$S_{\text{ном.тр}} \geq \frac{S_{\text{ср}}}{0,7 * n} = \frac{164}{0,7 * 2} = 117,1 \text{ кВА.}$$

Выбираем трансформаторы $S_{\text{н}}=180$ кВА

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме:

$$k_{\text{з}} = \frac{S_{\text{ср}}}{S_{\text{н}} * n} = \frac{164}{2 * 180} = 0,45.$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме:

$$k_{\text{з}}^{\text{ав}} = \frac{S_{\text{ср}}}{S_{\text{н}}} = \frac{164}{180} = 0,9,$$

т.е. трансформаторы собственных нужд не испытывают перегрузок.

На подстанции «Гранит» установлено два трансформатора собственных нужд ТМ-180/6/0,4.

Таким образом, трансформаторы собственных нужд на подстанции «Гранит» в замене не нуждаются.

2.4. Проверка выключателей высокого напряжения

Высоковольтные выключатели должны длительно выдерживать номинальный ток $I_{\text{н}}$ и номинальное напряжение $U_{\text{н}}$.

Выбор выключателей производится:

- по напряжению $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}$;
- по длительному току $I_{\text{расчет.}} \leq I_{\text{н}}$;
- по отключающей способности.

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения

$$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк.н}},$$

где $I_{\text{пт}}$ - действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания в момент τ начала расхождения дугогасительных контактов;

$I_{отк.н}$ – номинальный ток отключения, кА.

В настоящее время множество проблем на подстанции «Гранит» возникает с выключателями МКП-110 600А. Год выпуска и установки, которых приходится на 1956 год. Данные выключатели сейчас сняты с производства по причине их дорогой эксплуатации. Приведем один факт, при эксплуатации 1 бакового масляного выключателя необходима большая масса трансформаторного масла (8500 кг — МКП-110) отсюда, необходимость иметь большой запас его, для замены. Затраты по одному выключателю только на трансформаторное масло в 2013 году составили 480,867 тыс. руб.

Напомним, что, масляный выключатель — коммутационный аппарат, предназначенный для оперативных включений и отключений отдельных цепей или электрооборудования в энергосистеме в нормальных или аварийных режимах при ручном или автоматическом управлении. Дугогашение в таком выключателе происходит в масле. Внешний вид масляного выключателя представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Внешний вид масляного выключателя МКП-110

Выключатель состоит из вводов, контактной и дугогасительной камер, которые помещены в бак, заполненный маслом. Для напряжений 3—20 кВ бывают однобаковыми (три фазы в одном баке) с ручным или дистанционным управлением, а для напряжений 110 кВ — трёхбаковыми (каждая фаза в отдельном баке) с дистанционным или автоматическим управлением, с автоматом повторного включения (АПВ). Масло изолирует фазы друг от друга (у однобаковых) и от заземленного бака, а также служит для гашения дуги и изоляции разрыва между контактами в отключенном состоянии. Схему устройства масляного выключателя можно посмотреть на рисунке 2.

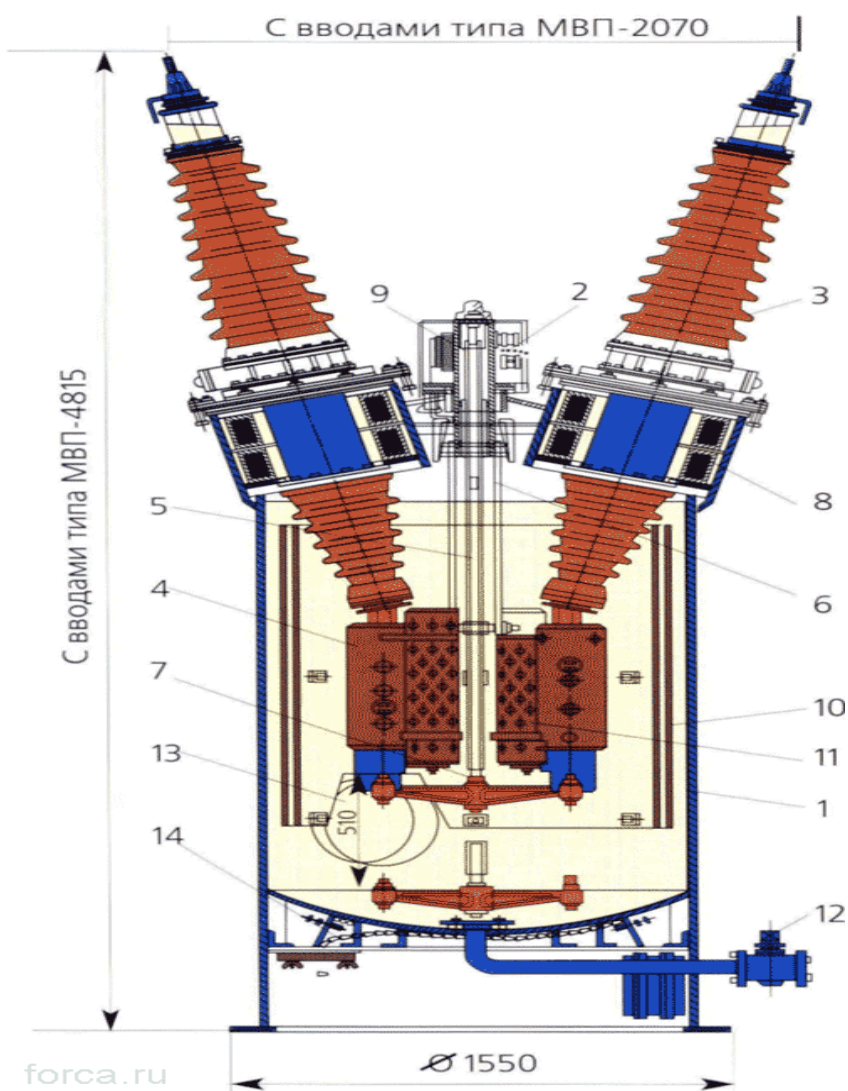


Рисунок 2- Схема устройства масляного выключателя МКП-110:
 1 - бак; 2 - приводной механизм; 3 - высоковольтный ввод МВП; 4 - дугогасительная камера; 5 - штанга; 6 - направляющее устройство; 7 - траверса; 8 - трансформаторы тока; 9 - блок -

контакты; 10 - изоляция бака; 11 - шунтирующий резистор; 12 - маслоспускной кран; 13 - люк для персонала; 14 - устройство подогрева масла

При срабатывании выключателя сначала размыкаются контакты дугогасительных камер. Электрическая дуга, возникающая при размыкании этих контактов, разлагает масло, при этом сама дуга оказывается в газовом пузыре (до 70 % водорода), имеющем высокое давление. Разрез дугогасительных камер представлен на рисунке 3.

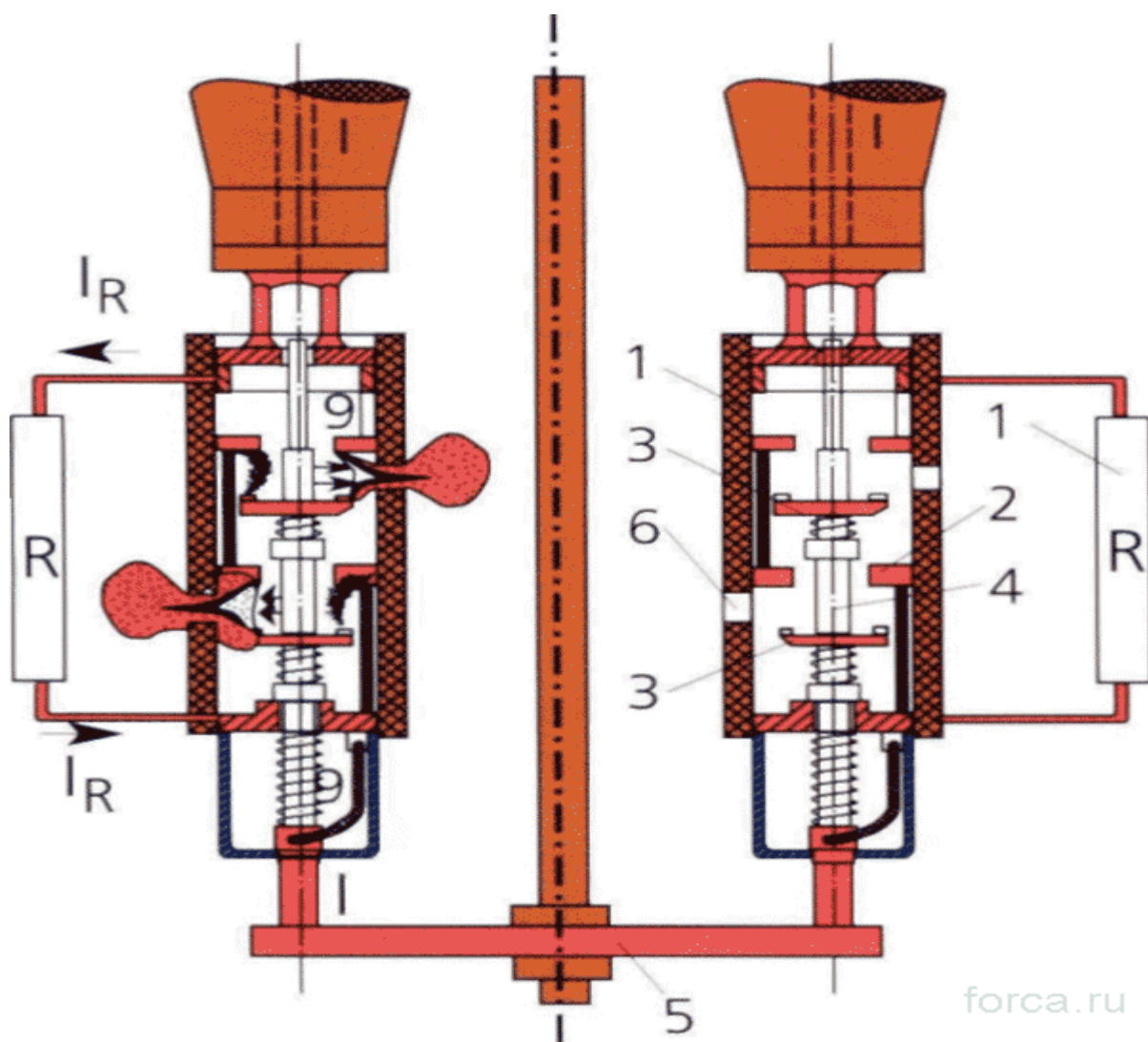


Рисунок 3 - Разрез дугогасительных камер масляного выключателя МКП-110
1 - гетинаксовый цилиндр; 2 - неподвижные контакты; 3 - подвижные контакты; 4 - изолирующая штанга; 5 - траверса; 6 - выхлопное отверстие; 7 - шунтирующий резистор

Водород и высокое давление в пузыре способствуют деионизации дуги. На выключателях для напряжений выше 35 кВ в дугогасительных камерах создается

дутьё. Дугогасительная система может иметь несколько разрывов, которые увеличивают скорость растягивания дуги относительно скорости расхождения контактов. Разрывы могут помещаться в дугогасительные камеры, предназначенные для создания интенсивного газового дутья (дутьё может быть продольным или поперечным, в зависимости от направления движения масла относительно дуги). Для уравнивания напряжений (размера дуг) на контактах разрывы шунтируются.

После погасания дуги траверсные контакты размыкаются, прерывая ток, протекающий через шунты. Подвижные контакты в дугогасительных камерах за годы своей эксплуатации на подстанции, под действием электрической дуги, часто приходят в негодность, вследствие чего нуждаются в замене, а так как данные выключатели уже не выпускаются, достаточно сложно найти комплектующие и запчасти.

На данном масляном выключателе используются вводы типа МВП с маслобарьерной изоляцией. Вводы с маслобарьерной изоляцией относятся к более старым конструкциям. Основной изоляцией здесь является масло.

Конструкция маслобарьерных вводов состоит из верхней и нижней фарфоровых крышек, внутри которых проходит токоведущий стержень с цилиндрами, пространство между которыми заполнено трансформаторным маслом. Соединение крышек между собой осуществляется с помощью армированных фланцев, механически связанных с переходной деталью, соединительной втулкой.

Для крепления токоведущего стержня, маслорасширителя, дугогасительных устройств и экранов на фарфоровых крышках предусмотрены соответственно армированные фланцы меньшего диаметра.

В настоящее время производители отказались от армированного соединения фарфоровых крышек и применяют бесфланцевое соединение деталей ввода с помощью специального пружинного стяжного устройства, которое одновременно является устройством, компенсирующим температурные изменения длины трубы и стягиваемых деталей.

На токоведущий стержень для уменьшения напряженности электрического поля вблизи него накладывают слой специальной бумаги или уравнительную обкладку первого внутреннего цилиндра соединяют со стержнем. Поверхности бумажно-бакелитовых цилиндров не лакируют. Для регулирования напряженности электрического поля изолирующего промежутка вводов на бумажно-бакелитовые цилиндры накладываются уравнительные прокладки, поверх которых наносится бумажное покрытие (рисунок 4).

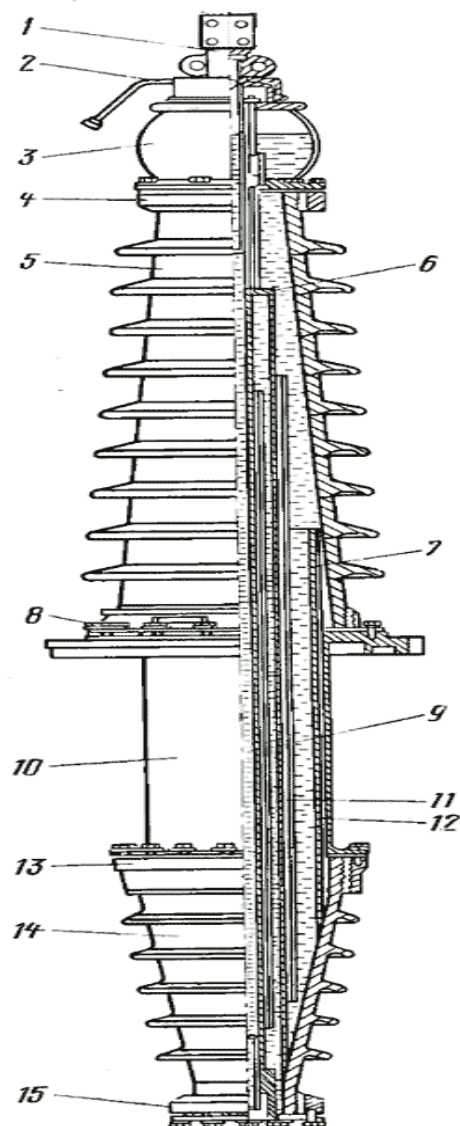


Рисунок 4- Ввод с маслобарьерной изоляцией

1 — контактный зажим; 2 — дыхательная трубка; 3 — расширитель; 4, 8, 13, 15 — фланцы; 5 — верхняя крышка; 6 — дистанцирующая шайба; 7 — заземленный экран; 9 — внутренний цилиндр; 10 — соединительная втулка; 11 — токоведущая труба с бумажной подмоткой; 12 — внешний цилиндр; 14 — нижняя крышка

В вводах на последний цилиндр изоляционного каркаса предварительно наносят два-три слоя бумаги, поверх которой накладывают металлическую обкладку — фольгу. На фольгу наматывают несколько слоев бумаги в зависимости от необходимой емкости измерительного конденсатора. Затем накладывают вторую металлическую обкладку, которую, так же как и первую, с помощью гибкого проводника выводят наружу ввода.

Вводы с маслобарьерной изоляцией в маслоподпорном исполнении имеют общий с силовым трансформатором объем масла и выпускаются заводом на номинальное напряжение 66 кВ. Эти вводы не имеют нижней фарфоровой крышки, поэтому на время транспортировки и хранения взамен ее для защиты бумажно-бакелитовых цилиндров от увлажнения устанавливается защитный кожух, заполненный маслом. Верхняя фарфоровая крышка служит внешней изоляцией ввода и является также резервуаром для масла, заполняющего ввод.

При установке маслоподпорных вводов взамен вводов с бумажно-масляной изоляцией из-за укороченной нижней части ввода в ряде случаев требуется применение дополнительных барьеров вблизи заземленных деталей масляного выключателя.

Маслонаполненные вводы на 110кВ нуждаются в постоянном контроле, об этом нам напоминает один факт, произошедший на подстанции в 2008 году, вследствие утечки масла из ввода на одной из фаз выключателя произошёл взрыв данного ввода, осколками было повреждено соседнее электрооборудование.

Управление данным выключателем осуществляется электромагнитным приводом типа ШПЭ-33. Привод содержит унифицированный механизм в виде отдельного блока и сменные электромагнитные блоки, устанавливаемые соответственно типу выключателя. Привод ШПЭ-33 наружной установки для выключателей имеет круто растущую силовую характеристику в конце хода включения. Силовой блок электромагнитного привода состоит из выключающего электромагнита и контактора низкого напряжения (рисунок 5).

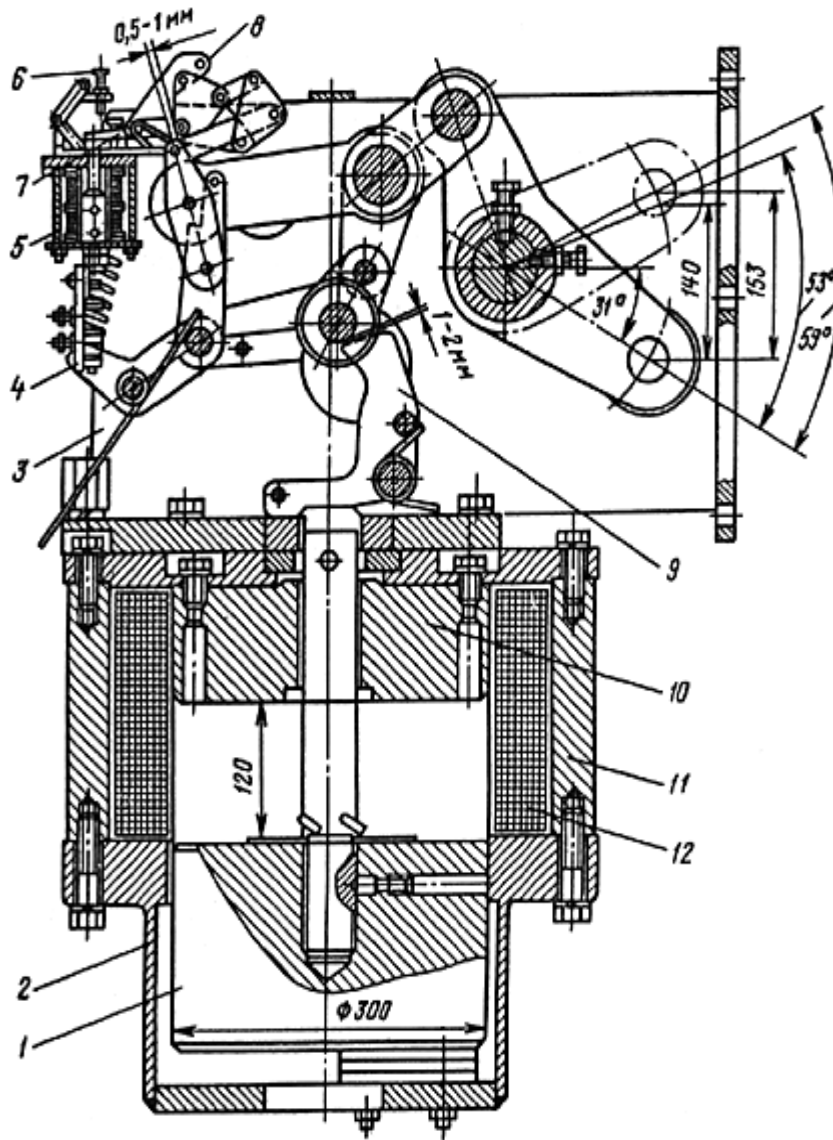


Рисунок 5- Электромагнитный привод ШПЭ-33:

1 - сердечник; 2- поддон; 3 - корпус с механизмом; 4 - вспомогательный контакт; 5 - отключающий электромагнит; 6 - предохранительный болт; 7 - отключающая собачка; 8 - механизм свободного расцепления; 9 - удерживающая защелка; 10 - контрольный полюс; 11 - кольцо магнитопровода; 12 - включающая катушка

Расшифровывается привод ШПЭ-33 следующим образом:

Ш - помещенный в шкаф;

П – привод;

Э – электромагнитный;

33- номер модели.

Данный выключатель выполнен со встроенным трансформатором тока типа ТВ-600/5.

Информацию о первоначальной стоимости, остаточной стоимости, плановом сроке службы, а также фактическом сроке эксплуатации масляных выключателей, установленных на подстанции «Гранит» представим в таблице 3.

Таблица 3 - Общие данные по масляным выключателям МКП-110 на подстанции «Гранит»

Диспетчерское наименование выключателя	Первоначальная стоимость, тыс. руб.	Остаточная стоимость, тыс. руб.	Плановый срок службы, лет	Фактический срок эксплуатации, лет
ВЛ-110 кВ «Качканар»	1278,4	0	40	58
ВЛ-110 кВ «Уральская»	1278,4	0	40	58
ВЛ-110 кВ «Топаз»	1278,4	0	40	58
МШВ-110 кВ	1278,4	0	40	58
Т-1	1278,4	0	40	58
Т-2	1278,4	0	40	58

Как мы можем видеть, срок службы масляных выключателей, установленных на подстанции, выработан полностью.

Для принятия решения по замене действующих на подстанции «Гранит» масляных выключателей МКП-110 сравним два выпускаемых в данное время выключателя ВМТ-110 Б-25/1250 УХЛ-1 (выключатель маломасляный) и элегазовый ВЭБ-110 (таблица 4).

Таблица 4 – Сравнение технических характеристик выключателей

Наименование параметра	МКП	ВМТ	ВЭБ
Номинальное напряжение, кВ	110	110	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	126	126
Номинальный ток, А	600	1250	2500
Номинальный ток отключения, кА	20	25	40
Полное время отключения, мс	0,08	0,06	0,055

Окончание таблицы 4

Наименование параметра	МКП	ВМТ	ВЭБ
Собственное время включения, мс	0,6	0,13	0.07
Номинальное напряжение постоянного тока электромагнитов управления	220	220	220

Исходя из данной таблицы, мы видим, что выключатель ВЭБ-110 удовлетворяет условиям.

В 2017 году необходимо будет произвести строительные-монтажные и пуско-наладочные работы по замене и вводу в эксплуатацию существующих масляных выключателей МКП-110 на элегазовые типа ВЭБ-110 (рисунок 6).



Рисунок 6 - Внешний вид элегазовых выключателей типа ВЭБ-110

2.5. Достоинства и недостатки масляного выключателя

Как было сказано выше, в настоящее время на подстанции «Гранит» установлены выключатели масляные баковые, которые являются относительно простыми в эксплуатации и относительно недорогие. Однако большой объем масла и пожароопасность привели к прекращению их выпуска с 1 января 2004 г.

Итак, можно обобщить основные преимущества и недостатки масляных баковых выключателей, используемых в настоящее время на подстанции «Гранит» Комбината «Электрохимприбор».

Достоинства масляных баковых выключателей:

- 1) высокая надежность;
- 2) простота конструкции камер и механизма;
- 3) высокая механическая прочность элементов (камер, бака, механизма, вводов);
- 4) использование трансформаторов тока;
- 5) не требовался высококвалифицированный персонал для обслуживания;
- 6) среда для гашения дуги масло - оно не являлось дефицитным.

Недостатки масляных баковых выключателей:

- 1) большие габариты и масса;
- 2) необходимость периодической очистки масла;
- 3) сложность и трудоемкость ремонта и ревизии выключателей с напряжением 110 кВ и выше;
- 4) взрыво - и пожароопасность.

К основным из перечисленных выше недостатков выключателей масляных баковых можно отнести:

а) при эксплуатации необходима большая масса трансформаторного масла (8500 кг — МКП-110) отсюда, необходимость иметь большой, запас его для замены; взрыво - и пожароопасность (справедливости ради следует отметить, что в последних разработках выключателей этот недостаток был практически исключен);

б) большую массу и габариты, которые затрудняют перевозку и монтаж выключателей.

2.6. Критерии, определяющие выбор выключателей высокого напряжения

Требования к выключателю можно свести в следующие группы, позволяющие облегчить его выбор.

Выключатель является элементом энергосистемы и электроснабжения, от работы которого зависит надежная и безопасная работа всей электроустановки. Поэтому высокая надежность выключателя – его основное достоинство. Отказ выключателя ведет к расширению аварии и большим материальным потерям.

Время включения должно быть наименьшим. Это позволяет уменьшить последствия аварийного режима и сократить материальные потери, связанные с отключением потребителей; увеличивает запас устойчивости параллельной работы и пропускную способность ЛЭП.

Повышение коммутационного ресурса позволяет упростить эксплуатацию и сократить расходы на ремонт и ревизию.

Сокращение габаритов и массы выключателя позволяет уменьшить размеры РУ и удешевить установку. Желательно уменьшение стоимости выключателей. Следует учитывать большую эффективность, которую дают более дорогие, но износостойкие выключатели.

2.7. Характеристика элегазовых выключателей

Элегазовые выключатели начали усиленно разрабатываться с 1980 г. и имеют большие перспективы при напряжениях 110...1150 кВ и токах отключения до 80 кА. Преимущества, которыми обладают электроотрицательные газы с их высокой электрической прочностью, побудили конструкторов использовать в газовых выключателях элегаз.

До 1996 г. элегазовые выключатели были в энергосистемах в единичных экземплярах. В соответствии с решением Департамента электрических сетей РАО «ЕЭС России» от 1997 г. начато их внедрение и в настоящее время их число увеличилось до 7 % от общего. Элегазовые колонковые и баковые выключатели поставляются заводом Уралэлектротяжмаш (УЭТМ) преимущественно на 110 кВ и

токи отключения до 40 кА, а также ведущими зарубежными фирмами – АВВ, Альстом, Сименс.

Подробнее о технических характеристиках данных выключателей.

Элегаз (SF₆ – шестифтористая сера) представляет собой инертный газ, плотность которого превышает плотность воздуха в 5 раз. Электрическая прочность элегаза в 2-3 раза выше прочности воздуха; при давлении 0,2 Мпа электрическая прочность элегаза сравнима с прочностью трансформаторного масла.

В элегазе при атмосферном давлении может быть погашена дуга с током, который в 100 раз превышает ток, отключаемый в воздухе при тех же условиях. Исключительная способность элегаза гасить дугу объясняется его электроотрицательностью: его молекулы улавливают электроны дугового столба и образуют относительно неподвижные отрицательные ионы, которые рекомбинируют с положительными ионами, превращаясь в нейтральные молекулы. Интенсивная рекомбинация электрически заряженных частиц быстро понижает проводимость межконтактного промежутка (потеря электронов делает дугу неустойчивой, и она легко гаснет), а также существенно повышает скорость увеличения его электрической прочности после погасания дуги. При газовом дутье (в струе элегаза) поглощение электронов из дугового промежутка происходит еще интенсивнее.

Элегаз негорюч, бесцветен, не имеет запаха, химически крайне инертен и при отсутствии в нем примесей абсолютно безвреден для человека. Безвреден элегаз и в смеси с воздухом. Чистый элегаз не разлагается до температуры 8000С⁰ и не взаимодействует с металлами до высокой температуры. Даже при температуре около 5000С⁰ элегаз не действует на стекло, не реагирует с Н₂, О₂ и другими активными веществами. Одним из его немногочисленных недостатков является способность разлагать влагосодержащие синтетические изоляционные материалы при соприкосновении с ними. Поэтому рекомендуется применять в элегазовых конструкциях стойкие изоляционные материалы, например тефлон.

Кроме того, опыт и специальные исследования показали, что элегаз, сам по себе не являющийся ядовитым, под влиянием температуры дуги расщепляется на ядовитые составляющие (в основном низшие фториды серы). Состав продуктов разложения зависит от интенсивности дуги, материала конструктивных элементов и от посторонних включений в элегазе, таких как воздух или влага. Анализ продуктов разложения элегаза является мощным средством, указывающим, когда нужно ремонтировать оборудование и какова наиболее вероятная причина аварии. Исследование проб дефектного элегаза включает в себя анализ продуктов разложения элегаза, содержания влаги в элегазе, определение интенсивности и длительности горения дуги.

Молекулы элегаза термически достаточно стойки, однако, под влиянием высокой температуры дуги диссоциируют. При диссоциации поглощается много энергии, вследствие чего ствол дуги охлаждается, что способствует ее гашению. После погасания дуги происходит интенсивная рекомбинация ионов и элегаз самовосстанавливает свои свойства, хотя и не полностью. Для улавливания остаточных продуктов разложения применяют молекулярные фильтры или газоочистители из активированного алюминия. Однако эти устройства не могут быть рассчитаны на весь объем продуктов разложения, образующихся в аварийных условиях, и рано или поздно требуется очистка элегаза от продуктов разложения и ревизия контактной системы выключателя.

В элегазовых выключателях применяют автопневматические дугогасительные устройства, в которых газ в процессе отключения сжимается поршневым устройством и направляется в зону дуги. Элегазовый выключатель представляет собой замкнутую систему без выброса газа наружу.

По конструкции различают колонковые и баковые выключатели. Колонковые ни внешне, ни по размерам принципиально не отличаются от маломасляных, кроме того, что в современных элегазовых выключателях 220 кВ только один разрыв на фазу. Баковые элегазовые выключатели имеют гораздо меньшие габариты по сравнению с масляными (рисунок 7).

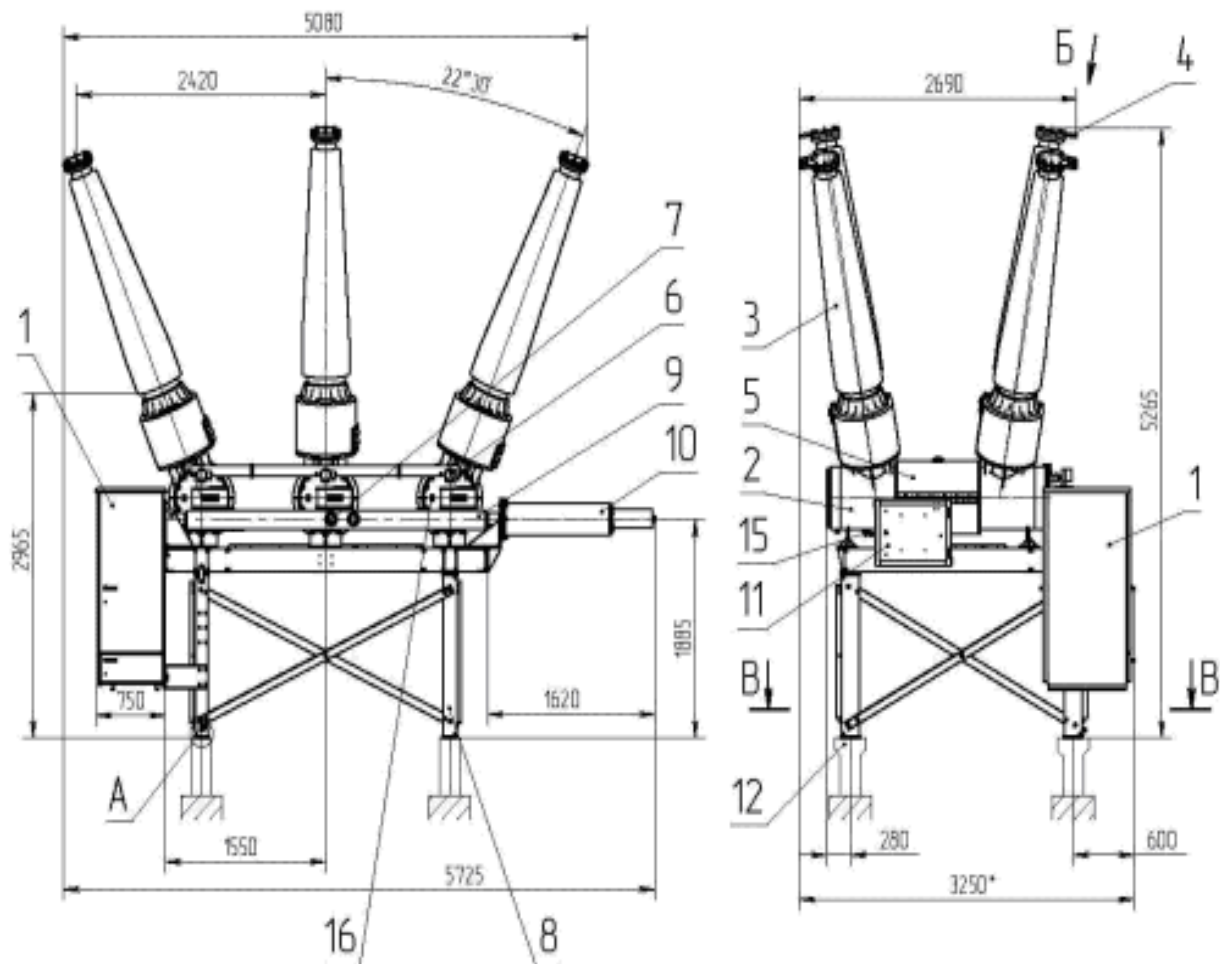


Рисунок 7 - Элегазовый выключатель типа ВЭБ-110:

1 - привод пружинный, 2 - устройство гасительное, 3 - ввод, 4 - вывод, 5 - устройство электроподогрева, 6 - сигнализатор плотности, 7 - указатель положения контактов, 8 - рама, 9 - устройство передаточное, 10 - механизм отключающий, 11 - шкаф вторичных соединений, 12 - опора рамы, 13 - болт М16, 14 - знак заземления, 15 - фланец, разрывной мембраны, 16 - клапан для заправки элегазом

Имеют один общий привод типа ППрК – 2000СМ. Данный привод обеспечивает динамическое включение выключателя, удержание его во включенном состоянии и отключение, точное освобождение подвижных частей выключателя для его отключения собственными пружинами. При этом интервал между двумя включениями составляет не менее 15 секунд. Приводы изготавливаются в климатических исполнениях УХЛ и Т-категории размещения 1 по ГОСТ Р52565. Приводы работают в тех же условиях, что и управляемые ими выключатели.

Выключатель ВЭБ – 110 выполнен со встроенными трансформаторами тока типа ТВГ - УЭТМ-1109, с высокими классами точности и большим

межповерочным интервалом - 20 лет. На полюсы выключателя может быть установлено до шести трансформаторов тока для коммерческого учета, измерения и защиты (по специальному заказу возможна установка до восьми трансформаторов тока на полюс).

Применение элегаза вместо масла и сжатого воздуха позволяет в 2...2,5 раза повысить параметры дугогасящего устройства и в 2 раза сократить их количество в выключателях 220...1150 кВ, уменьшить габариты и массу аппаратов, значительно повысить надежность их работы и снизить эксплуатационные расходы за счет увеличения межремонтного периода до 15 лет.

За рубежом разработаны выключатели на напряжение 12 кВ с отключающей способностью до 40 кА и на 7 кА с током отключения 50 кА. Например, VF 07.20.50 и VF 12.16.40 фирмы АВВ, которые, как и вакуумные, отличаются компактностью, высоким быстродействием, длительным сроком службы, надежностью, высоким коммутационным и механическим ресурсом, минимальными затратами на обслуживание.

Достоинства элегазовых выключателей:

- а) возможность применения на все напряжения свыше 1 кВ;
- б) высокая коммутационная способность;
- в) надежное отключение малых индуктивных и емкостных токов в момент перехода тока через нуль без среза и возникновения перенапряжений;
- г) отсутствие необходимости использования ОПН с любыми типами нагрузки (повышенная надежность) (на напряжение 6-35 кВ);
- д) гашение дуги происходит в замкнутом объеме без выхлопа в атмосферу;
- е) относительно малые габариты и масса;
- ж) бесшумная работа.

Недостатки элегазовых выключателей:

- а) высокие требования к качеству элегаза;
- б) работоспособность выключателя зависит от температуры окружающей среды.

Итак, в общем смысле предмет выполнения работ сводится к следующему: на подстанции 110/6кВ «Гранит» в 2017 году необходимо заменить существующие масляные выключатели МКП-110 на элегазовые типа ВЭБ-110. Далее рассмотрим план реконструкции по данным работам по замене выключателей.

2.8. План реконструкции

Работы должны производиться на ОРУ-110кВ в условиях действующей подстанции. Ввиду особых требований к обеспечению надежности электроснабжения объектов, необходимые для производства работ на ОРУ-110 кВ отключения смежного электрооборудования должны осуществляться по отдельно утверждаемому графику. Данные по продолжительности работ представлены в таблице 5.

Таблица 5 - Данные по продолжительности работ

Наименование работ	Продолжительность работ
Демонтаж фундаментов существующих выключателей МКП-110	6 дней
Ревизия (в т.ч. мелкий ремонт) существующих кабельных каналов на ОРУ-110кВ в границах ячеек 110кВ выключателей.	5 дней
Демонтаж существующих выключателей МКП-110 в количестве 6-ти единиц	6 дней
Установка стоек и порталов	6 дней
Демонтаж существующих шкафов выключателей (вторичной коммутации, питания соленоидов включения, подогрева баков)	5 дней
Определение состояния и демонтаж контрольных и силовых кабелей от щита управления подстанции до шкафов выключателей на ОРУ-110кВ	4 дня
Монтаж фундаментов для новых выключателей (по типовому проекту)	8 дней
Монтаж 6-ти элегазовых выключателей ВЭБ-110 с приводами ППрК	7 дней

Окончание таблицы 5

Наименование работ	Продолжительность работ
Монтаж шкафов для 6-ти элегазовых выключателей	4 дня
Прокладка контрольных и силовых кабелей от щита управления подстанции до новых шкафов выключателей на ОРУ-110кВ	6 дней
Монтаж цепей и устройств вторичной коммутации (подключение новых контрольных кабелей к новым панелям управления и защиты,	8 дней

монтаж устройств релейной защиты, управления и сигнализации, подключение силовых кабелей к щиту переменного тока и др.).	
Испытания и пусконаладка вновь смонтированного оборудования	10 дней
Итого	75 дней

Итак, в объем работ входит:

- установка стоек и порталов;
- ревизия (в том числе мелкий ремонт) существующих кабельных каналов на ОРУ-110кВ в границах ячеек 110кВ трансформаторов;
- демонтаж существующих выключателей МКП-110 трансформаторов в количестве 6 единиц;
- демонтаж фундаментов существующих выключателей МКП-110 (объем каждого фундамента - до 4-х м³ армированного монолита бетона до глубины промерзания грунта);
- демонтаж существующих шкафов выключателей (вторичной коммутации, питания соленоидов включения, подогрева баков);
- определение состояния и демонтаж контрольных и силовых кабелей от щита управления подстанции до шкафов выключателей на ОРУ-110кВ;
- монтаж фундаментов для новых выключателей (по типовому проекту);
- монтаж 6 элегазовых выключателей ВЭБ-110 с приводами ППрК;
- монтаж шкафов для 6 элегазовых выключателей;
- прокладка контрольных и силовых кабелей от щита управления подстанции до новых шкафов выключателей на ОРУ-110кВ;
- монтаж цепей и устройств вторичной коммутации (подключение новых контрольных кабелей к новым панелям управления и защиты, монтаж устройств релейной защиты, управления и сигнализации, подключение силовых кабелей к щиту переменного тока и др.);
- испытания и пусконаладка вновь смонтированного оборудования.

Требования к организации работ, условиям ее проведения и качеству.

Работы должны производиться с соблюдением требований ПУЭ, СНиП, Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок и другой нормативно-технической документации.

Обеспечение оборудованием и материально-техническими ресурсами.

Приобретаемые материально технические ресурсы (МТР) и оборудование должны быть сертифицированы согласно действующему законодательству. Недопустимо использование МТР и оборудования, бывшего в употреблении.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрен вопрос реконструкции подстанции 110/6 кВ «Гранит», данная подстанция находится в ведении цеха 009 Комбината «Электрохимприбор».

В первой главе рассмотрены история развития цеха, организационная структура, проведен анализ существующей системы электроснабжения подстанции, который показал что в связи с истекшим сроком эксплуатации, аварийным состоянием, затратным обслуживанием, замене подлежат высоковольтные масляные выключатели МКП-110, в следствии этого будет проведена реконструкция подстанции.

Вторая глава посвящена организации реконструкции, подробно рассмотрено оборудование, подлежащее замене, его достоинства и недостатки. Проведена проверка числа и мощности трансформаторов. Определены критерии для выбора высоковольтных выключателей.

Для замены были рассмотрены два выключателя ВМТ-110 Б-25/1250 УХЛ-1 (выключатель маломасляный) и элегазовый ВЭБ-110, после чего выбор остановился на элегазовых выключателях, т.к. они обладают высокими коммутационными ресурсами, что позволяет упростить эксплуатацию и сократить расходы на ремонт и ревизию. Обладают наименьшим временем включения, что позволяет уменьшить последствия аварийного режима и сократить материальные потери, связанные с отключением потребителей, увеличивает запас устойчивости параллельной работы и пропускную способность ЛЭП. Также разработан план реконструкции.

Рассмотрены вопросы, относящиеся к обеспечению безопасности работающих на подстанции, экологичности проекта с точки зрения возможного воздействия элегаза на окружающую среду и человеческий организм.

В работе была проанализирована существующая система электроснабжения подстанции, проанализировано оборудование, подлежащее замене, проверено число и мощность трансформаторов, проверены трансформаторы собственных нужд и выключатели высокого напряжения, выполнен план реконструкции подстанции.

Процесс реконструкции электрической подстанции, заключался в составлении описаний объектов, предназначенных для производства, передачи и распределении электроэнергии, составили совокупность документов, необходимых для создания нового энергетического оборудования установок.

Были выполнены основные цели реконструкции понизительной подстанции:

- снижены ежегодные издержки и ущерб при эксплуатации установок энергосистемы.
- восстановлено производство, передача и распределение заданного количества электроэнергии;
- обеспечена надёжная работа установок и энергосистемы в целом.

Разработана инструкция по эксплуатации элегазовых выключателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Барыбин Ю.Г. и др. Справочник по проектированию электроснабжения. – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 296 с.
2. Большама Я.М., Круповича В.И., Самовера М.Л. 4-е изд., перераб. и доп. Справочник по проектированию электроснабжения, линий электропередачи и сетей. – Москва: Энергия, 2013. – 245 с.
3. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Под редакцией Б.Н. Неклепаева. - Москва: Изд-во НЦ НАС, 2002. – 152 с.
4. Вестник Главгосэнергонадзора России. 1997. – Москва: Главгосэнергонадзор и ЗАО «Энергосервис», 1997. - 96 с.
5. Жуков В. В., Минеин В. Ф. Современные КРУ на 6 и 10 кВ с вакуумными и электромагнитными выключателями. - Москва: Высш. школа, 1989. - 185 с.
6. Залогина Н. Г., Кроппа Л. И., Кострикина Ю. М. Энергетика и окружающая среда. - Москва: «Энергия», 2012. - 198 с.
7. Князевский Б. А., Липкин Б. Ю. Электроснабжение промышленных предприятий. - Москва: Высш. школа, 1979. -115 с.
8. Козлов В. А., Билик Н. И., Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию систем электроснабжения городов. - Санкт-Петербург: Энергия, 2013. - 271 с.

9. Кудрин Б.И. Электроснабжение: учебник для студентов ВПО. – Москва: Академия, 2013. – 305 с.
10. Минина Г. П., Копытова Ю. В. Справочник по электропотреблению в промышленности. - Москва: Энергия, 1978. - 235 с.
11. Орлова, В. Г. Герасимова, П. Г. Грудинский и др. Электротехнический справочник: Производство и распределение электрической энергии. - Москва: Энергоатомиздат, 2013. - 223 с.
12. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 2015. - 265 с.
13. Ристхейн Э. М. Электроснабжение промышленных установок. - Москва: Энергоатомиздат, 1991. - 189 с.
14. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций. - Москва: Энергоатомиздат, 1987. - 182 с.
15. Сербиновский Г.В. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети. – Москва: Энергия, 2012. – 576 с.
16. Сибикин Ю. Д., М.Ю. Сибикин, В.А. Яшков «Электроснабжение промышленных предприятий и установок». – Москва: Высшая Школа, 2012. – 240 с.
17. Сивков А.А., Сайгаш А.С., Герасимов Д.Ю. / Основы электроснабжения. – Москва: Юрайт, 2016 – 173 с.
18. Федорова А. А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. Т. 1, 2. - Москва: Энергоатомиздат, 1987. - 176 с.
19. Чернобровов Н. В. Релейная защита. - Москва: Энергия, 2012. - 196 с.
20. Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. - Санкт-Петербург: Энергия, 2013. - 289 с.