

Эксплуатация электрических подстанций и распределительных устройств

Введение

Состояние отечественной электроэнергетики в последние 15 лет характеризуется стремительным ростом количества и мощности потребителей электроэнергии, который значительно опережает замедленное развитие генерирующего оборудования и электрических сетей.

В условиях нехватки генерирующих мощностей, наличия изношенного оборудования электростанций и подстанций, плачевного состояния магистральных и распределительных электросетей электросетевые компании фактически ведут борьбу за выживание. В ряде случаев объекты электросетевого хозяйства просто становятся бесхозными (например, в зоне ответственности ОАО «МРСК Северо-Запада» в 2009 г. выявлено 1656 таких объектов — воздушных и кабельных линий электропередачи 0,4 и 10 кВ, а также комплектных трансформаторных подстанций). Необходимого запаса в 10–15 % мощностей для устойчивой работы энергосистем уже нет, а существующий минимальный резерв может быть исчерпан в ближайшие годы («Энергетика и промышленность России». 2006. № 6, 2009. № 19).

В период экстенсивного развития электрических сетей, начатого в 60-е годы прошлого века, главное внимание уделялось упрощенным решениям, таким как ввод однострансформаторных подстанций, организация их одностороннего питания, сооружение ВЛ на механически непрочных деревянных опорах, применение упрощенных и ненадежных механических устройств релейной защиты и автоматики и т. д. В результате в 80-е годы была достигнута высокая плотность электрических сетей с упрощенными, недостаточно надежными элементами и экономически все менее эффективными и морально устаревшими основными фондами.

С другой стороны, если ранее (до создания РАО «ЕЭС России») при проектировании электрических сетей и решении вопросов надежности и экономичности их работы за основу брались технические данные об установленной (трансформаторной) мощности и единовременных нагрузках источников и приемников электроэнергии, длине линии электропередачи, объемах и потерях вырабатываемой и потребляемой электроэнергии, износе оборудования и т. п., то в период деятельности холдинга основными факторами стали размеры инвестиционных вливаний в энергетику, биржевые котировки акций энергопредприятий и другие чисто коммерческие показатели.

В настоящее время стало очевидным, что такой подход к решению проблем в электроэнергетической отрасли не только себя не оправдал, но, помимо все большего износа энергетического оборудования, привел к широкомасштабным авариям, массовым хищениям электроэнергии, введению несуразно большой платы за технологическое присоединение к электрическим сетям и к ряду других негативных явлений.

Чем больше потребителей электрической энергии подключаются к сетям энергоснабжающих организаций, тем больше увеличивается дефицит мощности генерирующего оборудования. В условиях такого дефицита мощности присоединение потребителей к электросетям возможно только при строительстве новых или модернизации существующих генерирующих источников. Для этого нужны огромные средства. Поэтому с целью ликвидации дефицита мощности для потребителей электрической энергии была введена непомерно высокая плата за подключение к электросетям. Это, в свою очередь, вызвало масштабный рост хищений электроэнергии и, соответственно, привело к очередному витку увеличения дефицита мощности из-за неучтенных нагрузок.

Высокий физический и моральный износ электрооборудования, отсутствие новых научно-исследовательских и конструкторских разработок в области оборудования электростанций, подстанций и электрических сетей, в том числе средств релейной защиты,

автоматики и микропроцессорной техники вызывают справедливые нарекания со стороны обслуживающего оперативного и оперативно-ремонтного персонала энергетических предприятий.

В этих условиях особую роль приобретают вопросы улучшения организации и повышения качества технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования, которым и посвящена настоящая книга.

Большой вклад в систематизацию вопросов эксплуатации оборудования электрических подстанций внесли ведущие отечественные специалисты в этой области А. А. Филатов, А. В. Белецкий и другие.

Книги А. А. Филатова [21–24] до сих пор являются настольным учебно-производственным пособием для оперативного и оперативно-ремонтного персонала подстанций и распределительных устройств высокого напряжения. Именно поэтому при формировании структуры и содержания данной книги использованы материалы указанных выше трудов А. А. Филатова. Вместе с тем, с учетом требований новых и переработанных нормативно-технических документов в области технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования, выпущенных в последние годы (в частности, правил технической эксплуатации, правил устройства электроустановок и др.), в книгу включен обширный дополнительный материал, составивший ряд новых глав и разделов.

Книга состоит из введения, тринадцати глав, перечня принятых сокращений и списка литературы.

В главе 1 приведены общие требования к организации работ по техническому обслуживанию электрических подстанций и распределительных устройств; рассмотрены структура и система организации электроэнергетической отрасли, структура оперативно-диспетчерского управления; дана классификация понятий и описана нормативно-техническая документация по эксплуатации электрических подстанций и распределительных устройств.

Глава 2 посвящена собственно вопросам эксплуатации оборудования подстанций, главным образом, силовых трансформаторов и автотрансформаторов.

В главах 3–8 рассмотрены особенности технического обслуживания синхронных компенсаторов, масляных и воздушных выключателей, разъединителей, отделителей и короткозамыкателей, измерительных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, конденсаторов связи, разрядников, ограничителей перенапряжения, реакторов и кабелей, элементов распределительных устройств, цепей оперативного тока и устройств релейной защиты и автоматики.

В главе 9 описаны методы и порядок выполнения фазировки в электрических сетях.

В главе 10 изложены порядок и последовательность выполнения оперативных переключений на подстанциях.

Глава 11 посвящена вопросам предупреждения и устранения аварийных ситуаций в электрических сетях, порядку организации работ при ликвидации аварий, анализу причин возникновения аварийных ситуаций, а также действиям персонала при аварийном отключении оборудования подстанций и электрических сетей.

В главе 12 дан перечень необходимой оперативной документации.

В главе 13 изложены принципы организации работы с персоналом энергетических предприятий, регламентированные действующими правилами и нормами.

Книга адресована административно-техническому, оперативному и оперативно-ремонтному персоналу энергетических предприятий, связанному с организацией и выполнением работ по техническому обслуживанию, ремонту, наладке и испытанию оборудования электрических подстанций и распределительных устройств.

Глава 1. Общие требования к организации работ по техническому обслуживанию электрических подстанций и распределительных устройств

1.1. Структура электроэнергетической отрасли

Электроэнергетика является важнейшей фундаментальной отраслью народного хозяйства, обеспечивающей нормальную деятельность всех других отраслей экономики, функционирование социальных структур и необходимые условия жизни населения.

Согласно ГОСТ 19431—84 электроэнергетика представляет собой раздел энергетики, обеспечивающий электрификацию страны на основе рационального расширения производства и использования электрической энергии.

Энергетическая система (энергосистема) — это совокупность электрических станций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической энергии и тепла при общем управлении этой системой (ГОСТ 21027-75).

Электроэнергетическая система — это находящееся в данный момент в работе электрооборудование энергосистемы и приемников электрической энергии, объединенное общим режимом и рассматриваемое как единое целое в отношении протекающих в них физических процессов (ГОСТ 21027—75).

В точках разграничения электросетей с электроприемными устройствами устанавливается граница балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности продавца и потребителя электрической энергии, формируется специфический рынок электроэнергии. В таких точках вступают в силу договорные взаимоотношения и осуществляется реализация электроэнергии по установленным тарифам.

Непрерывную, неразделимую цепь производства, транспортирования, преобразования, распределения и сбыта электроэнергии можно представить в виде отдельных структур энергосистемы (в настоящее время — коммерческих компаний), показанных на рис. 1.1.

В ходе реорганизации отрасли сложилась определенная структура сетевых энергетических компаний. Например, в состав ОАО «МРСК ЮГА» входят следующие филиалы и их производственные отделения:

Волгоградэнерго: Волгоградские, Правобережные, Левобережные, Камышинские, Михайловские и Урюпинские сети;

Ростовэнерго: Восточные, Западные, Северные, Северо-Восточные, Центральные, Южные, Юго-Восточные и Юго-Западные сети;

Калмэнерго: Калмыкские, Городовиковские, Сарпинские, Каспийские и Магистральные электрические сети;

Кубаньэнерго: Краснодарские, Сочинские, Армавирские, Адыгейские, Тимашевские, Тихорецкие, Ленинградские, Славянские, Юго-Западные, Лабинские и Усть-Лабинские электрические сети;

Астраханьэнерго: Северный, Черноярский, Енотаевский, Ахтубинский, Харабалинский, Красноярский, Володарский, Лиманский, Камызякский, Икрянинский, Приволжский, Правобережный, Городской, Заболдинский, Трусовский и Центральный районы электрических сетей (РЭС).

ОАО «ЛЕНЭНЕРГО» включает следующие филиалы: Кабельная сеть, Выборгские, Гатчинские, Кингисеппские, Лодейнопольские, Лужские, Новолодожские, Пригородные и Тихвинские сети.

Филиалы ОАО «МОЭСК»: Московские кабельные сети, Центральные, Южные, Западные, Северные и Восточные электросети, Высоковольтные кабельные сети.

Таким образом, электрическая энергия вырабатывается на электростанциях, передается по воздушным (ВЛ) и кабельным (КЛ) линиям электропередачи к центрам потребления, трансформируется на подстанциях (ПС) в потребительское напряжение, распределяется через распределительные устройства (РУ) среди потребителей электрической энергии и потребляется электроприемниками (нагрузкой) при различных значениях номинального

напряжения.

В качестве иллюстрации на рис. 1.2. приведена условная схема электроснабжения города.

Для снижения потерь электрическая энергия передается на повышенном напряжении, поскольку потери обратно пропорциональны квадрату напряжения. На подстанциях напряжение с помощью трансформаторов (автотрансформаторов) понижается (трансформируется) до рабочего напряжения приемных устройств, потребляется нагрузкой или передается далее в распределительную сеть.

При передаче электроэнергии на дальние расстояния применяются *шунтирующие реакторы*, которые по своей конструкции близки к трансформаторам (автотрансформаторам). Они представляют собой индуктивности, предназначенные для компенсации емкостного сопротивления линий электропередачи (ЛЭП) большой протяженности. Их, как правило, включают непосредственно по концам ЛЭП сверхвысокого напряжения, а также подключают к шинам среднего напряжения и к третичным обмоткам автотрансформаторов на ПС дальних передач. В эксплуатации используются шунтирующие реакторы с отбором мощности, которые имеют вторичные обмотки или ответвления от основной обмотки, используемые для подключения нагрузки.

1.2. Классификация электрических подстанций и распределительных устройств. Основные определения

Классификация электрических ПС и РУ основана на терминах и определениях, установленных соответствующими ГОСТ и нормативно-технической документацией.

К основным, наиболее часто применяемым терминам и определениям относятся следующие:

подстанция электрическая — электроустановка, предназначенная для приема, преобразования и распределения электрической энергии, состоящая из трансформаторов или других преобразователей электрической энергии, устройств управления, распределительных и вспомогательных устройств по ГОСТ 19431—84 (ГОСТ 24291—90). Подстанции с трансформаторами, преобразующие электрическую энергию только по напряжению, называются *трансформаторными*; а преобразующие электроэнергию по напряжению и другим параметрам (изменение частоты, выпрямление тока), — *преобразовательными*. На ПС могут устанавливаться два и более, как правило, трехфазных трансформатора. Установка более двух трансформаторов принимается на основе технико-экономических расчетов, а также в случаях, когда на ПС применяется два средних напряжения. При отсутствии трехфазного трансформатора необходимой мощности, а также при транспортных ограничениях возможно применение группы однофазных трансформаторов. Подстанция, как правило, состоит из нескольких РУ разных ступеней напряжения, соединенных между собой трансформаторной (автотрансформаторной) связью;

пристроенная ПС (РУ) — подстанция (распределительное устройство), непосредственно примыкающая к основному зданию электростанции или промышленного предприятия (ПУЭ, п. 4.2.7);

встроенная ПС (РУ) — подстанция (распределительное устройство), занимающая часть здания (ПУЭ, п. 4.2.8);

внутрицеховая ПС (РУ) — подстанция (распределительное устройство), расположенная внутри цеха открыто (без ограждения), за сетчатым ограждением, в отдельном помещении (ПУЭ, п. 4.2.9);

здание вспомогательного назначения (ЗВН) — здание, состоящее из помещений, необходимых для организации и проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту оборудования ПС (ПУЭ, п. 4.2.16);

трансформаторная подстанция (ТП) — электрическая подстанция, предназначенная

для преобразования электрической энергии одного напряжения в энергию другого напряжения с помощью трансформаторов (ГОСТ 24291—90). Потребительские ТП разделяются на комплектные, закрытые, мачтовые и столбовые;

комплектная трансформаторная ПС (КТП) — ПС, состоящая из трансформаторов, блоков (КРУ и КРУН) и других элементов, поставляемых в собранном или полностью подготовленном на заводе-изготовителе к сборке виде (ПУЭ, п. 4.2.10). В КТП вся высоковольтная и низковольтная аппаратура монтируется на заводе, и подстанция на объект поступает в готовом виде, то есть в комплекте. Комплектные трансформаторные подстанции *внутренней (КТП)* и *наружной (КТПН)* установок выпускают с одним или двумя трансформаторами мощностью от 250 до 2 500 кВА (в КТП) и до 1000 кВА (в КТПН) при напряжении 6-10 кВ; от 630 до 16 000 кВА (в КТПН) при напряжении 35 кВ. Эти ПС комплектуются защитной коммутационной аппаратурой, приборами измерений, сигнализации и учета электроэнергии и состоят из блока ввода высокого напряжения, силового трансформатора и РУ 0,4 кВ. КТП бывают тупикового и проходного типов, а также различных модификаций, в том числе: *киоскового, шкафного* и других типов. КТП тупикового типа используются для электроснабжения населенных пунктов и сельскохозяйственных потребителей. КТП киоскового типа (блочные) применяются в качестве тупиковых ТП мощностью 250 кВА и выше с обслуживанием оборудования с земли. Такие ПС удобны и безопасны в обслуживании;

мачтовая трансформаторная ПС (МТП) — открытая трансформаторная ПС, все оборудование которой установлено на конструкции (в том числе на двух и более стойках опоры ВЛ) с площадкой обслуживания на высоте, не требующей ограждения ПС (ПУЭ, п. 4.2.11). МТП сооружают на А-, П- или АП-образных или одностоечных конструкциях, изготавливаемых из железобетонных или деревянных стоек. На *А-образной конструкции* монтируется все оборудование ПС: разъединитель, предохранители, разрядники, однофазный трансформатор мощностью более 10 кВА и распределительный щит 0,23— 0,4 кВ. Подстанция не имеет площадки обслуживания и лестницы.

П-образные конструкции используются для ПС с трехфазными трансформаторами мощностью до 250 кВА включительно. Трансформатор располагается на площадке на высоте от земли не менее 3,5 м. *АП-образные конструкции* применяются для ПС с трансформаторами мощностью до 400 кВА. На них монтируются все оборудование, в том числе и разъединитель. Для обслуживания МТП на высоте не менее 3 м должна быть устроена площадка с перилами. Для подъема на МТП рекомендуется применять лестницы с устройством, запрещающим подъем по ней при включенном коммутационном аппарате;

столбовая трансформаторная ПС (СТП) — открытая трансформаторная ПС, все оборудование которой установлено на одностоечной опоре ВЛ на высоте, не требующей ограждения (ПУЭ, п. 4.2.11). Конструктивно ПС состоит из отдельных элементов, которые при сборке на месте монтируются в единый комплекс;

распределительный пункт (РП) — РУ 6—500 кВ с аппаратурой для управления его работой, не входящее в состав ПС (ПУЭ, п. 4.2.12);

секционирующий пункт — пункт, предназначенный для секционирования (автоматическим или ручным управлением) участка линий 6-20 кВ (ПУЭ, п. 4.2.13);

камера — помещение, предназначенное для установки аппаратов, трансформаторов и шин. *Закрытая камера* — камера, закрытая со всех сторон и имеющая сплошные (не сетчатые) двери. *Огражденная камера* — камера, которая имеет проемы, защищенные полностью или частично несплошными (сетчатыми или смешанными) ограждениями (ПУЭ, п. 4.2.14). *Камера сборная одностороннего обслуживания (КСО)* является разновидностью КРУ, изготавливается по типовым схемам, имеет множество модификаций, устанавливается только в специальных электротехнических помещениях и обслуживается обученным персоналом;

система сборных шин — устройство, представляющее собой систему проводников, состоящее из шин, установленных на опорах из изоляционного материала, проходящих в

каналах, коробах или подобных оболочках (ГОСТ 22789—94);

секция (системы сборных шин) — часть системы сборных шин, отделенная от другой ее части коммутационным аппаратом (ГОСТ 24291—90);

токопровод — устройство, выполненное в виде шин или проводов с изоляторами и поддерживающими конструкциями, предназначенное для передачи и распределения электрической энергии в пределах электростанции, ПС или цеха (ПТЭЭП, термины);

ячейка (ПС, РУ) — часть ПС (РУ), содержащая всю или часть коммутационной и (или) иной аппаратуры одного присоединения (ГОСТ 24291—90);

распределительное устройство (РУ) — электроустановка для приема и распределения электрической энергии на одном напряжении, содержащая коммутационные аппараты и соединяющие их сборные шины (секции шин), устройства управления и защиты (ГОСТ 24291—90). В качестве РУ 6—10 кВ используется сборка высокого напряжения с однополюсными разъединителями и вертикальным расположением фаз одного присоединения и одна камера КСО с выключателем нагрузки и предохранителями для подключения трансформатора. Для РУ 0,4 кВ применяются сборки низкого напряжения с предохранителями и вертикальным расположением фаз одного присоединения.

На ПС применяются открытые (ОРУ), закрытые (ЗРУ) или комплектные (КРУ) распределительные устройства.

Открытое распределительное устройство (ОРУ) — это электрическое распределительное устройство, оборудование которого расположено на открытом воздухе (ГОСТ 24291—90).

Закрытое распределительное устройство (ЗРУ) — это электрическое устройство, оборудование которого расположено в помещении (ГОСТ 24291-90).

Закрытые ПС и РУ могут располагаться как в отдельно стоящих зданиях, так и быть *встроенными* или *пристроенными*.

В общем случае ПС и РУ являются составной частью электроустановок, которые различаются:

по назначению — генерирующие, преобразовательно-распределительные и потребительские. Генерирующие электроустановки служат для выработки электроэнергии, преобразовательно-распределительные электроустановки преобразуют электроэнергию в удобный для передачи и потребления вид, передают ее и распределяют между потребителями;

по роду тока — постоянного или переменного тока;

по напряжению — до 1000 В или выше 1000 В. Шкала номинальных напряжений ограничена сравнительно небольшим числом стандартных значений, благодаря чему изготавливается небольшое число типоразмеров машин и оборудования, а электросети выполняются более экономичными. В установках трехфазного тока номинальным напряжением принято считать напряжение между фазами (междуфазовое напряжение). Согласно ГОСТ 29322—92 установлена следующая шкала номинальных напряжений:

для электросетей переменного тока частотой 50 Гц междуфазовое напряжение должно быть: 12, 24, 36, 42, 127, 220, 380 В; 3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220, 330, 500, 750 и 1150 кВ;

для электросетей постоянного тока: 12, 24, 36, 48, 60, 110, 220, 440, 660, 825, 3000 В и выше.

По способу присоединения к электросети ПС разделяются на тупиковые (блочные), ответвительные (блочные), проходные (транзитные) и узловые.

Тупиковые ПС получают питание по одной или двум тупиковым ВЛ.

Ответвительные ПС присоединяются ответвлением к одной или двум проходящим ВЛ с односторонним или двухсторонним питанием.

Проходные ПС включаются в рассечку одной или двух проходящих ВЛ с односторонним или двухсторонним питанием.

Узловые ПС кроме питающих имеют отходящие радиальные или транзитные ВЛ.

По способу управления ПС могут быть:

только с телесигнализацией;
телеуправляемыми с телесигнализацией;
с телесигнализацией и управлением с общеподстанционного пункта управления (ОПУ).

Подстанции оперативно обслуживаются постоянным дежурным персоналом на щите управления, дежурными на дому или оперативно-выездными бригадами (ОВБ). Ремонт ПС осуществляется специализированными выездными бригадами централизованного ремонта или местным персоналом подстанции.

В РУ напряжением до 1000 В провода, шины, аппараты, приборы и конструкции выбирают как по нормальным условиям работы (напряжению и току), так и по термическим и динамическим воздействиям токов коротких замыканий (КЗ) или предельно допустимой отключаемой мощности.

В РУ и ПС напряжением выше 1000 В расстояния между электрооборудованием, аппаратами, токоведущими частями, изоляторами, ограждениями и конструкциями устанавливаются так, чтобы при нормальном режиме работы электроустановки возникающие физические явления (температура нагрева, электрическая дуга, выброс газов, искрение и др.) не могли привести к повреждению оборудования и КЗ.

В сетях напряжением 6-10 кВ широко используются *распределительные пункты* (РП), представляющие собой электрическое РУ, не входящее в состав ПС (ГОСТ 242910—90), и предназначенное для распределения электрической энергии внутри распределительной сети. РП представляет собой разделенные на секции сборные шины, определенное количество ячеек (присоединений) и коридор управления. Ячейки служат для размещения в них коммутационной и защитной аппаратуры: выключателей, трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения (ТН), разъединителей, предохранителей, приборов защиты.

Коридор управления РП представляет собой помещение, в котором установлены приводы выключателей и разъединителей; *коридором обслуживания* называется коридор вдоль камер или шкафов КРУ, предназначенный для обслуживания аппаратов и шин.

Шинопровод — это токоведущие элементы, расположенные в металлической оболочке, служащие для соединения главных цепей составных частей КТП в соответствии с электрической схемой соединения и конструктивным исполнением КТП (ГОСТ 14695—80).

РУ 6-10 кВ имеют в РП две секции, питающиеся по одиночным или сдвоенным КЛ сечением от 185 до 240 мм² от разных секций РУ 6-10 кВ одного (от ПС 35—110 кВ) или от разных центров питания. На секционном выключателе в РП предусматривается устройство двухстороннего автоматического включения резерва (АВР), которое выполняется на стороне 0,4 кВ на контакторах с номинальным током от 600 до 1000 А. По месту своего расположения устройства АВР могут быть *местными* (в пределах одной ПС, например, АВР на секционном выключателе), или *вблизи нее*, или *сетевыми* (в различных точках сети), обеспечивающими при своем срабатывании восстановление питания участков сети рядом с ПС.

Распределительная трансформаторная подстанция (РТП) — это электроустановка, в которой совмещены РП и ТП. В РТП могут размещаться трансформаторы единичной мощностью до 1000 кВА включительно, РУ 6—10 кВ с определенным количеством ячеек и комплектный распределительный щит 0,4 кВ. Поэтому РТП позволяет осуществить распределение электроэнергии не только на напряжении 0,4 кВ, как обычная ТП, но и на напряжении 6—10 кВ, как в РП. Таким образом, РТП в отличие от РП служит не только для приема и распределения электроэнергии, но и для ее трансформации. Как правило, от РТП осуществляется электропитание нескольких ТП. РТП целесообразно использовать для электроснабжения городов и крупных сельскохозяйственных комплексов (животноводческие фермы, птицефабрики и т. п.). РТП выполняются, как правило, закрытого типа.

Центр питания (ЦП) — это РУ генераторного напряжения электростанций или РУ вторичного напряжения понизительной ПС энергосистемы, к которым присоединены распределительные сети данного района (ГОСТ 13109—97). Это главным образом подстанции 35—220 кВ энергосистем, от которых получают питание распределительные

сети 6-10 кВ. От ЦП в распределительную сеть электроэнергия передается непосредственно на шины ТП или через шины РП.

Совокупность указанного выше электрооборудования вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены, определяется общим термином — электроустановка. *Электроустановка* — это любое сочетание взаимосвязанного электрооборудования в пределах данного пространства или помещения (ГОСТ 30331.1—95, ГОСТ Р 50571.1—93).

Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия.

Открытые или наружные электроустановки — электроустановки, не защищенные зданием от атмосферных воздействий. Электроустановки, защищенные только навесами, сетчатыми ограждениями и т. п., рассматриваются как наружные (ПУЭ).

Закрытые или внутренние электроустановки — электроустановки, размещенные внутри здания, защищающего их от атмосферных воздействий (ПУЭ).

Электропомещения, то есть помещения или отгороженные (например, сетками) части помещения, в которых расположено электрооборудование, доступное только для квалифицированного обслуживающего персонала, по воздействию окружающей среды в соответствии с классификацией по ПУЭ разделяются на следующие виды: *сухие* — помещения, в которых относительная влажность воздуха не превышает 60 %;

влажные — помещения, в которых относительная влажность воздуха более 60 %, но не превышает 75 %;

сырые — помещения, в которых относительная влажность воздуха превышает 75 %;

особо сырые — помещения, в которых относительная влажность воздуха близка к 100 % (потолок, стены, пол и предметы, находящиеся в помещении, покрыты влагой);

жаркие — помещения, в которых под воздействием различных тепловых излучений температура постоянно или периодически (более 1 суток) превышает +35 °С (например, помещения с сушилками, обжигательными печами, котельные);

пыльные — помещения, в которых по условиям производства выделяется технологическая пыль; она может оседать на токоведущих частях, проникать внутрь машин и аппаратов и т. п. Пыльные помещения разделяются на *помещения с токопроводящей пылью* и *помещения с нетокопроводящей пылью*;

помещения с химически активной или органической средой — помещения, в которых постоянно или в течение длительного времени содержатся агрессивные пары, газы, жидкости, образуются отложения или плесень, разрушающие изоляцию и токоведущие части электрооборудования.

В отношении опасности поражения людей электрическим током различаются:

помещения без повышенной опасности — помещения, в которых отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность;

помещения с повышенной опасностью — помещения, характеризующиеся наличием одного из следующих условий, создающих повышенную опасность:

сырость или токопроводящая пыль;

токопроводящие полы (металлические, земляные, железобетонные, кирпичные и т. п.); высокая температура;

возможность одновременного прикосновения человека к металлоконструкциям здания, имеющим соединение с землей, технологическим аппаратам, механизмам и т. п., с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования (открытым проводящим частям), с другой стороны;

особо опасные помещения — помещения, характеризующиеся наличием одного из следующих условий, создающих особую опасность:

особая сырость;

химически активная или органическая среда;

одновременно два или более условий повышенной опасности. Территория открытых

электроустановок в отношении опасности поражения людей электрическим током приравнивается к особо опасным помещениям.

1.3. Нормативно-техническая документация по обслуживанию электрических подстанций и распределительных устройств

При обслуживании ПС и РУ основополагающим нормативно-техническим документом (НТД) являются Правила технической эксплуатации (ПТЭ) электроустановок потребителей (ПТЭЭП), которые не заменяют государственных стандартов (ГОСТ) и НТД, регламентирующих устройство электроустановок.

Поэтому при монтаже, модернизации и реконструкции электроустановок следует наряду с ПТЭЭП использовать: ГОСТы, ПУЭ, строительные нормы и правила (СНиП), санитарные нормы проектирования промышленных и им подобных объектов.

В соответствии с ПТЭЭП у каждого потребителя электрической энергии должна быть следующая техническая документация:

генеральный план с нанесенными зданиями, сооружениями и подземными электротехническими коммуникациями. Следует знать, что в соответствии с генеральным планом здания и сооружения ПС группируются в две основные зоны: зону основных технологических зданий и сооружений (общеподстанционный пункт управления, здание релейного щита, здание ЗРУ, здание компрессорной, ОРУ, трансформаторные группы, реакторные группы, синхронные компенсаторы) и зону вспомогательных зданий и сооружений (мастерская для ревизии трансформаторов, здание масляного хозяйства, открытый склад масла, гараж, склад, насосная одного подъема, совмещенная с артезианской скважиной, резервуары противопожарного водоснабжения и др.);

утвержденная проектная документация со всеми последующими изменениями;

акты приемки скрытых работ, испытаний и наладки электрооборудования, приемки электроустановок в эксплуатацию;

исполнительные рабочие схемы первичных и вторичных электрических соединений;

акты разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности между энергоснабжающей организацией и потребителем;

технические паспорта основного электрооборудования, зданий и сооружений энергообъектов, сертификаты на оборудование и материалы, подлежащие обязательной сертификации;

производственные инструкции по эксплуатации электроустановок;

должностные инструкции по каждому рабочему месту, инструкции по охране труда на рабочих местах, инструкции по пожарной безопасности;

инструкции по предотвращению и ликвидации аварий;

инструкции по выполнению переключений без распоряжений;

инструкции по учету электроэнергии и ее рациональному использованию;

инструкции по охране труда для работников, обслуживающих электрооборудование электроустановок.

Все инструкции утверждаются руководителем организации.

У каждого потребителя должны быть составлены перечни технической документации, утвержденные техническим руководителем, полный комплект которых должен храниться у ответственного за электрохозяйство, а необходимый комплект — у соответствующего персонала на рабочем месте.

На ПС и в РУ на рабочих местах оперативного персонала должна иметься следующая документация:

оперативная схема, а при необходимости и схема-макет. Для потребителей, имеющих простую и наглядную схему электроснабжения, достаточно иметь однолинейную схему первичных электрических соединений, на которой не отмечается фактическое положение коммутационных аппаратов;

оперативный журнал;
журнал учета работ по нарядам и распоряжениям;
журнал выдачи и возврата ключей от электроустановок;
журнал релейной защиты, автоматики и телемеханики;
журнал или картотека дефектов и неполадок на электрооборудовании;
ведомости показаний контрольно-измерительных приборов и электросчетчиков;
журнал учета электрооборудования;
кабельный журнал.

На рабочих местах должен иметься полный комплект необходимой документации, регламентированный ПТЭЭП.

Вся указанная НТД, а также диаграммы регистрирующих контрольно-измерительных приборов, ведомости показаний расчетных электросчетчиков, выходные документы, формируемые оперативно-информационным комплексом автоматизированных систем управления (АСУ), относятся к документам строгого учета и подлежат хранению в установленном порядке.

1.4. Общие требования к ПС, РУ, РП, РТП и ТП

Электрооборудование ПС и РУ должно удовлетворять условиям работы как при номинальных, так и при аварийных режимах: КЗ, перенапряжениях и нормированных перегрузках.

Класс изоляции электрооборудования ПС и РУ должен соответствовать номинальному напряжению сети, а устройства защиты от перенапряжений — уровню изоляции электрооборудования.

Температура воздуха внутри помещений ЗРУ (здания ЗРУ до 35 кВ выполняют без окон и не отапливают) в летнее время не должна превышать 40 °С, а в помещениях КРУ (КРУЭ) должна быть в пределах требований технической документации завода-изготовителя.

Температура воздуха в помещении компрессорной станции должна поддерживаться в пределах 10–35 °С; в помещении КРУЭ — в пределах 1–40 °С. За температурой разъемных соединений шин в РУ должен быть организован контроль по утвержденному графику.

В соответствии с требованиями действующих ПУЭ шины должны быть обозначены:

при переменном трехфазном токе: шина фазы А — желтым, фазы В — зеленым, фазы С — красным цветом;

при переменном однофазном токе: шина В, присоединенная к концу обмотки источника питания, — красным цветом, шина А, присоединенная к началу обмотки источника питания, — желтым цветом. Шины однофазного тока, если они являются ответвлением от шин трехфазной системы, обозначаются как соответствующие шины трехфазного тока;

при постоянном токе: положительная шина (+) — красным цветом, отрицательная (—) — синим и нулевая рабочая М — голубым цветом.

Цветовое обозначение должно быть выполнено по всей длине шин, если оно предусмотрено также для более интенсивного охлаждения или антикоррозийной защиты.

Допускается выполнять цветовое обозначение не по всей длине, только цветовое или только буквенно-цифровое обозначение либо цветовое в сочетании с буквенно-цифровым в местах присоединения шин. Если неизолированные шины недоступны для осмотра в период, когда они находятся под напряжением, то допускается их не обозначать. При этом не должен снижаться уровень безопасности и наглядности при обслуживании электроустановки.

Для обеспечения безопасности персонала и облегчения управления и эксплуатации оборудования, в соответствии с ГОСТ 29149—91, осуществляется унификация цвета световой сигнализации и кнопок. Например, в табл. 1.1 приведены цвета сигнализации и их смысловые значения, а в табл. 1.2 — цвета кнопок и их смысловые значения.

Таблица 1.1

Окончание табл. 1.1

Таблица 1.2

Окончание табл. 1.2

ПС и РУ должны иметь четкие надписи, указывающие назначение отдельных цепей, панелей, аппаратов. Надписи должны выполняться на лицевой стороне устройства, а при обслуживании с двух сторон — также на задней стороне устройства. ПС и РУ, как правило, должны иметь мнемосхему.

Помещения РУ, в которых установлены ячейки КРУЭ, должны быть изолированы от других помещений и улицы. Стены, полы и потолки должны быть окрашены пыленепроницаемой краской. Помещения должны быть оборудованы приточно-вытяжной вентиляцией с отсосом воздуха снизу. Для предотвращения попадания в помещения РУ пыли воздух приточной вентиляции должен проходить через фильтры.

В помещениях ПС и РУ должна быть предусмотрена *биологическая защита*, представляющая собой комплекс мероприятий и устройств для защиты людей от вредного влияния электрического и магнитного полей.

Помимо организационных мер по биологической защите (обеспечение напряженности электрического поля в пределах допустимых уровней, применение металлоконструкций ОРУ из оцинкованных, алюминиевых или алюминированных элементов, исключение соседства одноименных фаз в смежных ячейках и др.) используется экранирование источников магнитных полей.

Экранирование источников магнитных полей или рабочих мест при необходимости обеспечения допустимых уровней магнитных полей осуществляется посредством ферромагнитных экранов, толщина и геометрические размеры которых следует рассчитывать по требуемому коэффициенту экранирования $K_э$, равному:

$$K_э = H_в / H_{доп},$$

где $H_в$ — наибольшее возможное значение напряженности магнитного поля на экранируемом рабочем месте, А/м;

$H_{доп}$ — допустимое значение напряженности магнитного поля, равное 80 А/м.

Для рабочих мест, где пребывание персонала по характеру и условиям выполнения работ является непродолжительным, $H_{доп}$ определяется исходя из требований санитарных норм и правил.

При оперативном обслуживании ПС и РУ в соответствии с требованиями ПУЭ и ГОСТ 13109 следует предусматривать технические мероприятия по обеспечению качества электроэнергии. В соответствии с этим устройства регулирования напряжения на шинах 3-20 кВ ПС, к которым присоединены распределительные сети, должны быть настроены на поддержание напряжения в пределах не ниже 105 % номинального в период наибольших нагрузок и не выше 100 % номинального в период наименьших нагрузок этих сетей. Отклонения от указанных уровней напряжения должны быть обоснованы.

В объем оперативного обслуживания ПС входит следующее электрооборудование:

- силовые трансформаторы и автотрансформаторы;
- синхронные компенсаторы;
- реакторы;
- коммутационные аппараты;
- измерительные ТТ и ТН, конденсаторы связи, разрядники; кабели;
- РУ;
- устройства релейной защиты, автоматики и приборов.

В оперативное обслуживание ПС входят операции по оперативным переключениям, а

также по предотвращению и ликвидации аварий и отказов в работе оборудования.

Электрооборудование ПС и РУ, их токоведущие части, изоляторы, крепления, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния должны быть выбраны и установлены в соответствии с требованиями ПУЭ следующим образом:

чтобы при нормальных условиях работы электроустановки усилия, нагрев, электрическая дуга или другие явления (искрение, выброс газа и т. п.) не могли причинить вред обслуживающему персоналу, а также привести к повреждению оборудования и возникновению КЗ или замыкания на землю;

при нарушении нормальных условий работы электроустановки была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

при снятом напряжении аппараты, токоведущие части и конструкции могли подвергаться техническому обслуживанию и ремонту без нарушения нормальной работы соседних цепей;

была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования.

Во всех цепях РУ должна быть предусмотрена установка разъединяющих устройств с видимым разрывом, обеспечивающая возможность отсоединения всех аппаратов (выключателей, предохранителей, ТТ, ТН и т. д.) каждой цепи со всех ее сторон, откуда может быть подано напряжение.

При расположении ПС и РУ в местах, где воздух может содержать вещества, ухудшающие работу изоляции или разрушающим образом действующие на оборудование и шины, должны приниматься меры, обеспечивающие надежную работу установки, в том числе:

применение закрытых ПС и РУ, защищенных от проникновения пыли, вредных газов или паров в помещение;

применение усиленной изоляции и шин из материала, стойкого к воздействию окружающей среды, или покраска их защитным покрытием;

расположение ПС и РУ со стороны господствующего направления ветра;

применение минимального количества открыто установленного оборудования.

На всех ПС устанавливается не менее двух трансформаторов собственных нужд, к которым могут подключаться только потребители подстанции. Для сети собственных нужд переменного тока применяется напряжение 380/220 В системы $TN - C$ или $TN - C - S$. Питание сети оперативного тока от шин собственных нужд осуществляется через стабилизаторы с напряжением 220 В. В качестве источников переменного тока для питания цепей защиты и управления используются ТТ и предварительно заряженные конденсаторы.

В ОРУ, КРУ, КРУН и неотапливаемых ЗРУ, где температура окружающего воздуха может быть ниже допустимой для оборудования, должен быть предусмотрен подогрев.

РУ должны быть оборудованы оперативной блокировкой неправильных действий при переключениях в электроустановках, предназначенной для предотвращения таких действий с разъединителями, заземляющими ножами, отделителями и короткозамыкателями. По конструктивному исполнению блокировки делятся на *механические непосредственного действия, электромагнитные и электромеханические* (механические замковые).

Электромагнитные блокировки применяются в РУ со сложными схемами электрических соединений. Блокировка имеет два исполнения:

с замком ЭМБЗ (ключ ЭМК) — для наружной установки, который рассчитан на кратковременное включение и поэтому для предотвращения недопустимого перегрева не должен находиться под напряжением более 10 мин.;

с замком ЗБ-1 (ключ К33-1) — для внутренней установки и блокировки в цепях управления напряжением до 250 В постоянного тока.

Блокировки обычно рассчитаны на 2500 циклов запираания и отпираания.

Электромеханические блокировки применяются при простых схемах электрических соединений, в основном в КРУ 6-10 кВ. Конструктивно электромеханическую блокировку выполняют с применением неповоротных одноключевых замков открытого исполнения.

Оперативная блокировка должна исключать:

подачу напряжения разъединителем на участок электрической схемы, заземленной включенным заземлителем, а также на ее участок, отделенный от включенных заземлителей только выключателем. В общем случае оперативные блокировки РУ должны предотвращать включение выключателей, отделителей и разъединителей на заземляющие ножи и короткозамыкатели;

включение заземлителя на участке схемы, не отделенном разъединителем от других участков, которые могут быть как под напряжением, так и без напряжения;

отключение и включение разъединителями токов нагрузки;

включение заземляющих ножей шкафов присоединений КРУ, если выдвижной элемент с выключателем не выведен в испытательное или ремонтное положение, установку выдвижного элемента в рабочее положение при включенных заземляющих ножах, включение заземляющих ножей сборных шин, если выдвижные элементы с выключателями вводов рабочего и резервного питания не выведены в испытательное или ремонтное положение, установку выдвижных элементов в рабочее положение при включенных заземляющих ножах.

Рукоятки приводов заземляющих ножей должны быть окрашены в красный цвет, а приводы заземляющих ножей, как правило, — в черный.

При отсутствии стационарных заземляющих ножей должны быть подготовлены и обозначены места присоединения переносных заземлений к токоведущим частям и заземляющему устройству.

Оперативная блокировка должна обеспечивать в схеме с последовательным соединением разъединителя с отделителем включение ненагруженного трансформатора разъединителем, а отключение — отделителем. Схема оперативной блокировки выполняется с учетом требования установки двух заземлителей на каждой секции (системе) шин.

Устройство оперативной блокировки может быть выполнено на любой элементной базе, например: на электромеханических реле, бесконтактных элементах жесткой логики, на микропроцессорной технике в виде локального устройства оперативной блокировки или в составе автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) ПС.

Блокировочные устройства РУ, кроме механических, должны быть постоянно опломбированы. Персоналу, выполняющему переключения, самовольно деблокировать эти устройства не разрешается.

На заземлителях линейных разъединителей со стороны линии допускается иметь только механическую блокировку с приводом разъединителя. В приводе разъединителя предусматривается возможность механического разблокирования замка с помощью специального ключа.

В соответствии с требованиями ПУЭ, ПС и РУ, как правило, должны быть оборудованы стационарными заземлителями, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки.

В РУ 3 кВ и выше стационарные заземлители должны быть размещены так, чтобы были не нужны переносные заземления и чтобы персонал, работающий на токоведущих частях любых участков присоединений и сборных шин, был защищен заземлителями со всех сторон, откуда может быть подано напряжение.

Каждая секция (система) сборных шин РУ 35 кВ и выше должна иметь, как правило, два комплекта заземлителей. При наличии ТН заземление сборных шин следует осуществлять, как правило, заземлителями разъединителей ТН.

На заземлителях линейных разъединителей со стороны линии следует, как правило, иметь привод с дистанционным управлением для исключения травмирования персонала при их ошибочном включении и наличии на линии напряжения. В ячейках КРУЭ эти заземлители должны быть быстродействующими.

Применение переносных защитных заземлителей предусматривается в следующих

случаях:

при работе на линейных разъединителях и на оборудовании, расположенном со стороны ВЛ до линейного разъединителя;

на участках схемы, где заземлители установлены отдельно от разъединителей, на время ремонта заземлителей;

для защиты от наведенного напряжения.

ПС и РУ должны быть оборудованы электрическим освещением. Осветительная арматура должна быть установлена таким образом, чтобы было обеспечено ее безопасное обслуживание.

Кроме того, ПС и РУ должны быть обеспечены телефонной и другими видами связи в соответствии с принятой системой обслуживания. На ПС рекомендуется предусматривать телефонную связь с ближайшим населенным пунктом, имеющим связь с отделением АТС.

На ПС 500–750 кВ в местах установки трансформаторов, реакторов и на территории ОРУ, а также для контроля внешнего ограждения рекомендуется использовать телевизионные устройства.

Расстояния между ПС (РУ) и деревьями высотой более 4 м должны быть такими, чтобы исключались повреждения оборудования и ошиновки при падении дерева (с учетом роста деревьев за 25 лет).

ПС с постоянным дежурством персонала, а также при наличии вблизи них жилых зданий должны быть обеспечены питьевой водой путем устройства хозяйственно-питьевого водопровода, сооружения артезианских скважин или колодцев.

Территория ПС должна быть ограждена внешним забором. На территории ПС следует ограждать ОРУ и силовые трансформаторы внутренним забором высотой 1,6 м.

Заборы могут не предусматриваться для закрытых ПС, а также для СТП, МТП и КТП наружной установки с высшим напряжением до 35 кВ.

На ПС применяется постоянный и переменный оперативный ток.

В соответствии с требованиями ПУЭ, сетчатые и смешанные ограждения токоведущих частей и электрооборудования должны иметь высоту над уровнем планировки ОРУ и открыто установленных трансформаторов 2 или 1, 6 м, а над уровнем пола для ЗРУ и трансформаторов, установленных внутри здания, — 1,9 м; сетки должны иметь отверстия размером не более 25×25 мм, а также приспособления для запираания их на замок. Нижняя кромка таких ограждений в ОРУ должна располагаться на высоте 0,1–0,2 м, а в ЗРУ — на уровне пола.

Применение барьеров допускается при входе в камеры выключателей, трансформаторов и других аппаратов для их осмотра при наличии напряжения на токоведущих частях. Барьеры должны устанавливаться на высоте 1,2 м и быть съёмными. При высоте пола камер над уровнем земли более 0,3 м необходимо оставить между дверью и барьером расстояние не менее 0,5 м или предусмотреть площадку перед дверью для осмотра.

Применение барьеров в качестве единственного вида ограждения токоведущих частей недопустимо.

Пристройка ПС к зданию с использованием его стены в качестве стены ПС допускается при условии принятия специальных мер, предотвращающих нарушение гидроизоляции стыка при осадке пристраиваемой ПС. Указанная осадка должна быть также учтена при креплении оборудования на существующей стене здания.

В РУ, РП, РТП и ТП должны находиться переносные заземления, средства по оказанию первой помощи пострадавшим от несчастных случаев, защитные и противопожарные средства.

1.5. Общие требования к закрытым ПС и ЗРУ

Сооружение закрытых ПС напряжением 35 — 220 кВ предусматривается в случаях: расположения ПС глубокого ввода с трансформаторами 16 МВА и более на селитебной

территории городов;

расположения ПС на территории городов, когда это диктуется градостроительными соображениями;

расположения ПС в районах с большими снежными заносами, в зонах сильных промышленных уносов и в прибрежных зонах с сильнозасоленной атмосферой;

необходимости снижения уровня шумов до допустимых пределов. Здания ЗРУ возможно выполнять как отдельно стоящими, так и сблокированными со зданиями общеподстанционного пункта управления.

Допускается размещать РУ до 1 кВ в одном помещении с РУ выше 1 кВ при условии, что части РУ или ПС до 1 кВ и выше будут эксплуатироваться одной организацией.

Компоновка и конструктивное выполнение ЗРУ должны предусматривать возможность применения механизмов, в том числе специальных, для производства технического обслуживания и проведения монтажных и ремонтных работ.

Здания закрытых ПС и РУ следует защищать от прямых ударов молнии в районах с числом грозových часов в году более 20.

Защиту зданий закрытых ПС и РУ, имеющих металлические покрытия кровли, следует выполнять заземлением этих покрытий.

Защиту зданий закрытых ПС и РУ, крыша которых не имеет металлических или железобетонных покрытий, следует выполнять стержневыми молниеотводами либо укладкой молниеприемной сетки непосредственно на крыше зданий.

Закрытые РУ разных классов напряжений, как правило, следует размещать в отдельных помещениях. Это требование не распространяется на КТП 35 кВ и ниже, а также на КРУЭ.

Помещения РУ, трансформаторов, преобразователей и т. п. должны быть отделены от служебных и других вспомогательных помещений.

Трансформаторные помещения и ЗРУ не допускается размещать:

под помещениями производств с мокрым технологическим процессом, под душевыми, ваннами и т. п.;

непосредственно над и под помещениями, в которых в пределах площади, занимаемой РУ или трансформаторными помещениями, одновременно может находиться более 50 человек в период более 1 ч. Это требование не распространяется на трансформаторные помещения с трансформаторами сухими или с негорючим наполнением, а также на РУ для промышленных предприятий.

Ширина коридора обслуживания должна обеспечивать удобное обслуживание установки и перемещение оборудования и должна быть не менее (считая в свету между ограждениями):

1 м — при одностороннем расположении оборудования;

1,2 м — при двухстороннем расположении оборудования.

В коридоре обслуживания, где находятся приводы выключателей или разъединителей, указанные размеры должны быть увеличены соответственно до 1,5 и 2 м. При длине коридора до 7 м допускается уменьшение ширины коридора при двухстороннем обслуживании до 1,8 м.

Выходы из РУ надлежит выполнять исходя из следующих требований:

при длине РУ до 7 м допускается один выход;

при длине РУ более 7 до 60 м должны быть предусмотрены два выхода по его концам, при этом расстояние от любой точки РУ до выхода не должно превышать 30 м. Двери из РУ должны открываться наружу и иметь самозапирающиеся замки, открываемые без ключа со стороны РУ.

Сетчатые и смешанные ограждения токоведущих частей и электрооборудования должны иметь высоту над уровнем пола для ЗРУ и трансформаторов, установленных внутри здания, 1,9 м; сетки должны иметь отверстия размером не более 25x25 мм, а также приспособления для запираания их на замок. Нижняя кромка этих ограждений должна располагаться в ЗРУ на уровне пола.

В табл. 1.3 приведены допустимые расстояния от незаземленных токоведущих частей разных фаз до заземленных конструкций ЗРУ.

Таблица 1.3

Окончание табл. 1.3

Закрытые ПС с КРУЭ оснащаются установками очистки воздуха от продуктов распада элегаза и удаления его в атмосферу при аварийных режимах, связанных с нарушением герметичности конструкций.

При обогреве помещений, в которых имеется элегазовое оборудование, не должны применяться обогревательные приборы с температурой нагревательной поверхности, превышающей 250 °С (например, нагреватели типа ТЭН).

В помещениях, в которых дежурный персонал находится 6 ч и более, должна быть обеспечена температура воздуха не ниже +18 °С и не выше +28 °С. В ремонтной зоне ЗРУ на время проведения ремонтных работ должна быть обеспечена температура не ниже +5 °С.

1.6. Общие требования к открытым ПС и ОРУ

ПС напряжением 20-750 кВ сооружаются, как правило, открытого типа.

ПС напряжением 35 и 110 кВ преимущественно изготавливаются комплектными в заводском исполнении.

Общие требования к ОРУ регламентируются в основном ПУЭ и заключаются в следующем.

В ОРУ 110 кВ и выше должен быть предусмотрен проезд для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений, а также передвижных лабораторий.

Открытые РУ и ПС напряжением от 20 до 750 кВ должны быть защищены от прямых ударов молнии. Выполнение защиты от прямых ударов молнии не требуется для ПС напряжением 20 и 35 кВ с трансформаторами единичной мощностью 1,6 МВА и менее независимо от количества таких трансформаторов и от числа грозových часов в году, для всех ОРУ ПС 20 и 35 кВ в районах с числом грозových часов в году не более 20, а также для ОРУ и ПС 220 кВ и ниже на площадках с эквивалентным удельным сопротивлением земли в грозовой сезон не более 2000 Ом при числе грозových часов в году не более 20.

Защита ОРУ 35 кВ и выше от прямых ударов молнии должна быть выполнена отдельно стоящими или установленными на конструкциях стержневыми молниеотводами. Рекомендуется использовать защитное действие высоких объектов, которые являются молниеприемниками (опоры ВЛ, прожекторные мачты, радиомачты и т. п.).

Защиту от прямых ударов молнии ОРУ, на конструкциях которых установка молниеотводов не допускается или нецелесообразна по конструктивным соображениям, следует выполнять отдельно стоящими молниеотводами, имеющими обособленные заземлители с сопротивлением не более 80 Ом при импульсном токе 60 кА.

Территория ПС ограждается внешним забором. Для ПС 35-750 кВ высота забора должна быть не менее 2,4 м. Ограда выполняется сплошной, желательно из железобетонных конструкций. По верху ограды с наклоном вовнутрь территории ПС устанавливается козырек из трех нитей колючей проволоки. Вместо проволоки по периметру ограды могут быть смонтированы элементы охранной сигнализации. Ворота и калитка ограды должны быть сплошными металлическими и закрыты на внутренний замок. На ПС 500–750 кВ и на особо важных ПС 220–330 кВ предусматривается военизированная охрана.

Сетчатые и смешанные ограждения токоведущих частей и электрооборудования должны иметь высоту над уровнем планировки для ОРУ и открыто установленных трансформаторов 2 или 1,6 м. Нижняя кромка ограждений в ОРУ должна располагаться на высоте 0,1–0,2 м.

В табл. 1.4 приведены допустимые расстояния от незаземленных токоведущих

частей разных фаз до заземленных конструкций ОРУ.

Таблица 1.4

Наименьшее расстояние в свету от токоведущих частей до различных элементов ОРУ (ПС)

Компоновка и конструктивное выполнение ОРУ должны предусматривать возможность применения механизмов, в том числе специальных, для производства монтажных и ремонтных работ.

Соединения гибких проводов в пролетах должны выполняться опрессовкой с помощью соединительных зажимов, а соединения в петлях у опор, присоединение ответвлений в пролете и присоединение к аппаратным зажимам — опрессовкой или сваркой. Присоединение ответвлений в пролете должно выполняться без разрезания проводов.

Уровень изоляции оборудования ОРУ выбирается в зависимости от степени загрязнения атмосферы природными или производственными уносами.

Пайка и скрутка проводов не допускается.

Болтовые соединения допускаются только на зажимах аппаратов и на ответвлениях к разрядникам, ограничителям перенапряжений (ОПН), конденсаторам связи и ТН, а также для временных установок, для которых применение неразъемных соединений требует большого объема работ по перемонтажу шин.

Ошиновка ОРУ 35—750 кВ выполняется сталеалюминиевыми и полыми алюминиевыми (только ОРУ 330–750 кВ) проводами, а также трубами из алюминиевых сплавов. При трубчатой ошиновке предусматриваются компенсаторы от температурных расширений и меры против вибрации.

Жесткая ошиновка на стороне 6—10 кВ трансформаторов (реакторов) допускается только на коротких участках в случаях, когда применение гибких токопроводов усложняет конструкцию.

Соединения жестких шин в пролетах следует выполнять сваркой, а соединение шин соседних пролетов — с помощью компенсирующих устройств, присоединяемых к шинам, как правило, сваркой. Болтовые соединения применяются только на ответвлениях к разрядникам, конденсаторам связи и ТН, а также на присоединениях компенсирующих устройств к пролетам.

Ответвления от жестких шин могут выполняться как гибкими, так и жесткими, а присоединение их к пролетам следует выполнять, как правило, сваркой. Присоединение с помощью болтовых соединений разрешается только при соответствующем обосновании.

Ответвления от сборных шин ОРУ, как правило, должны располагаться ниже сборных шин.

Тяжение спусков к аппаратам ОРУ не должно вызвать недопустимых механических напряжений и недопустимого сближения проводов.

Трансформаторы и аппараты, у которых нижняя кромка фарфора (полимерного материала) изоляторов расположена над уровнем планировки или наземных коммуникационных сооружений на высоте не менее 2,5 м, разрешается не ограждать. При меньшей высоте оборудование должно иметь постоянные ограждения, располагаемые от трансформаторов и аппаратов на расстояниях, регламентируемых ПУЭ. Вместо постоянных ограждений допускается устройство козырьков, предотвращающих прикосновение обслуживающего персонала к изоляции и элементам оборудования, находящимся под напряжением.

Прокладка воздушных осветительных линий, воздушных линий связи и цепей сигнализации над и под токоведущими частями ОРУ не допускается.

Компоновка ОРУ 35 кВ и выше рекомендуется выполнять без верхнего яруса шин, проходящего над выключателями.

КРУН и КТП наружной установки должны быть расположены на спланированной площадке на высоте не менее 0,2 м от уровня планировки с выполнением около шкафов

площадки для обслуживания. В районах с высотой расчетного снежного покрова 1 м и выше и продолжительностью его залегания не менее 1 мес рекомендуется установка КРУН и КТП наружной установки на высоте не менее 1 м.

КТП тупикового или проходного типа применяют, в основном, для сельской местности, отдельных населенных пунктов и промышленных объектов сравнительно небольшой мощности. Для примера на рис. 1.3. приведена типовая схема однострансформаторной КТП наружной установки, служащая для приема электрической энергии напряжением 6-10 кВ с преобразованием ее на напряжение 0,4 кВ.

Кабельные каналы и наземные лотки ОРУ (также как и ЗРУ) должны быть закрыты несгораемыми плитами, а места выхода кабелей из кабельных каналов, туннелей, этажей и переходы между кабельными отсеками должны быть уплотнены несгораемым материалом. Кабели оперативных цепей, цепей управления, релейной защиты и автоматики (РЗА) и воздухопроводы прокладывают в лотках из железобетонных конструкций без их заглубления в почву или в металлических лотках, подвешенных к конструкциям ОРУ.

При сооружении ОРУ обязательно ограждение.

Следует учесть, что аппараты ОРУ подвержены запылению, загрязнению и колебаниям температуры. При низких температурах и гололеде в ОРУ значительно ухудшается работа приводов, особенно разъединителей и отделителей, что при дистанционном управлении может привести к недовключениям.

К достоинствам ОРУ по сравнению с ЗРУ относятся меньшие объемы строительных работ (из-за отсутствия зданий), стоимость и время их выполнения.

1.7. Общие требования к организации ремонта и технического обслуживания ВЛ

Основные положения по технологическому проектированию ВЛ напряжением 35 кВ и выше изложены в Рекомендациях по технологическому проектированию воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше, утвержденных приказом Минэнерго России от 30 июля 2003 г. № 284.

Ремонт и техническое обслуживание ВЛ осуществляется, как правило, централизованными специализированными бригадами с производственных баз района электрических сетей, при которых должны быть предусмотрены производственные помещения.

Для обеспечения ремонта и технического обслуживания используются передвижные ремонтные мастерские, машины, механизмы, средства малой механизации, такелаж и различные приспособления.

Аварийный запас материалов и оборудования для восстановления ВЛ предусматривается с учетом срока ее службы.

Форма и структура организации ремонта и технического обслуживания ВЛ, предусматриваемые в проекте ВЛ, определяются в соответствии с утвержденной схемой организации эксплуатации энергосистемы или проектом организации эксплуатации предприятия (района) электрических сетей. При этом определяются местоположение производственных баз, состав необходимых помещений, оснащение средствами механизации и транспортом, складами аварийного запаса материалов и оборудования, средствами связи с учетом существующей материальной базы энергопредприятия и перспективных схем организации эксплуатации.

Должна быть предусмотрена технологическая связь между ремонтными бригадами и диспетчерскими пунктами, базами, с которых осуществляется техническое обслуживание, а также между бригадами и отдельными электромонтерами. Технологическая связь предусматривается и для пунктов временного пребывания персонала на трассе ВЛ.

1.8. Структура оперативно-диспетчерского управления

В энергосистеме, на энергопредприятиях и у потребителей, имеющих собственные источники электрической энергии или самостоятельные предприятия электрических сетей, должно быть организовано круглосуточное оперативно-диспетчерское управление согласованной работой энергооборудования и электрических сетей, основными задачами которого являются:

планирование и ведение требуемого режима работы сетей и энергосистем, обеспечивающих энергоснабжение потребителей; в
ыполнение требований к качеству электрической энергии;
производство переключений, пусков и остановов оборудования;
локализация аварий и восстановление нормального режима работы;
предотвращение и ликвидация аварий и отказов при производстве, преобразовании, передаче, распределении и потреблении электрической энергии и др.

Организация оперативно-диспетчерского управления должна осуществляться в соответствии с требованиями действующих правил технической эксплуатации согласно иерархической структуре, предусматривающей распределение функций оперативного контроля и управления между уровнями, а также подчиненность нижестоящих уровней управления вышестоящим.

Для каждого оперативного уровня установлены две категории управления оборудованием и сооружениями: оперативное управление и оперативное ведение.

В оперативном управлении диспетчера (старшего работника из числа оперативного персонала) должны находиться оборудование, линии электропередачи, токопроводы, устройства релейной защиты, аппаратура системы противоаварийной и режимной автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, операции с которыми требуют координации действий подчиненного оперативно-диспетчерского персонала и согласованных изменений режимов на нескольких объектах.

В оперативном ведении диспетчера (старшего работника из числа оперативного персонала) должны находиться оборудование, линии электропередачи, токопроводы, устройства релейной защиты, аппаратура системы противоаварийной и режимной автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, оперативно-информационные комплексы, состояние и режим которых влияют на располагаемую мощность и резерв электростанций и энергосистемы в целом, режим и надежность сетей, а также на настройку противоаварийной автоматики.

Взаимоотношения персонала различных уровней оперативного управления регламентируются соответствующими положениями и инструкциями, согласованными и утвержденными в установленном порядке.

Все линии электропередачи, оборудование и устройства электрических сетей распределены по уровням оперативно-диспетчерского управления.

Оперативно-диспетчерское управление осуществляется с диспетчерских пунктов и щитов управления, оборудованных средствами диспетчерского и технологического управления и системами контроля, укомплектованных оперативными схемами и оперативно-диспетчерской документацией по списку, утвержденному техническим руководителем.

На каждом диспетчерском пункте, щите управления системы электроснабжения объекта с постоянным дежурством персонала должны быть инструкции по оперативно-диспетчерскому управлению, производству переключений, предотвращению и ликвидации аварий, которые согласовываются с вышестоящим органом оперативно-диспетчерского управления.

В соответствии с требованиями ПТЭ, ведение оперативных переговоров и записей в оперативно-технической документации должно производиться в соответствии с типовыми инструкциями, указаниями и распоряжениями с применением единой общепринятой

терминологии.

Управление режимами работы объектов оперативно-диспетчерского управления осуществляется в соответствии с заданным диспетчерским графиком.

При изменении режимных условий (схемы электрической сети, составляющих баланса мощности и др.) диспетчер корректирует диспетчерский график нижестоящего уровня оперативно-диспетчерского управления. Эта коррекция фиксируется диспетчером в оперативно-диспетчерской документации с указанием причины коррекции.

В соответствии с требованиями ПТЭ, диспетчерские пункты всех уровней управления должны быть оснащены автоматизированными системами диспетчерского управления (АСДУ), которые должны обеспечивать решения задач оперативно-диспетчерского управления энергопроизводством, передачей и распределением электрической энергии и тепла и могут функционировать как самостоятельные системы или интегрироваться с АСУ энергосистем или АСУ ТП энергообъектов. Связанные между собой АСДУ разных уровней управления образуют единую иерархическую АСДУ единой энергосистемы в соответствии с иерархией диспетчерского управления.

Глава 2. Обслуживание оборудования подстанций

2.1. Производственные помещения для обслуживания ПС

Для обслуживания ПС предусматриваются производственные помещения в ОПУ, а также используются передвижные ремонтные мастерские. Если ПС является базовой для группы ПС, не имеющих ремонтно-производственной базы, на ней предусматривается ЗВН.

В ОПУ ПС, а также на закрытой ПС (независимо от формы обслуживания) предусматриваются помещения для персонала, осуществляющего ремонт и техническое обслуживание силового оборудования, устройств РЗиА, средств телемеханики, управления и связи. Рабочее место оперативного персонала ПС предусматривается в помещении панелей управления, которое рекомендуется отделять от помещения панелей релейной защиты сплошным ограждением.

При установке автоматических осциллографов в ОПУ предусматривается помещение для обработки осциллограмм.

На ПС, не имеющих ОПУ, для организации рабочего места персонала по оперативному, техническому и ремонтному обслуживанию силового оборудования, средств РЗиА, управления и связи, а также для размещения устройств связи и хранения средств техники безопасности предусматриваются обогреваемые помещения площадью 12–18 м².

Помещение для персонала отделяется от помещения, в котором устанавливается оборудование средств связи.

На ПС в КРУЭ для технического и ремонтного обслуживания оборудования с элегазовой изоляцией предусматривают дополнительные помещения площадью до 18 м² каждое:

для хранения баллонов с элегазом и азотом;

для защитной спецодежды, устройств и приспособлений;

для чистки и обезвреживания защитной спецодежды и приспособлений от продуктов разложения элегаза.

В зале КРУЭ предусматривается монтажно-ремонтная площадка и место для размещения сервисной аппаратуры. Необходимо, чтобы все эти помещения, а также санузел с холодной и горячей водой располагались на одном уровне с залом КРУЭ.

Вентиляция помещений трансформаторов должна быть выполнена таким образом, чтобы разность температур воздуха, выходящего из помещения и входящего в него, не превосходила:

15 °С — для трансформаторов;

30 °С — для реакторов на токи до 1000 А;
20 °С — для реакторов на токи более 1000 А.

2.2. Обслуживание силовых трансформаторов и автотрансформаторов

2.2.1. Термины и определения

Трансформаторы и реакторы являются одним из наиболее массовых типов продукции электромашиностроительных заводов и самым распространенным видом электрооборудования на генерирующих объектах и ПС.

В табл. 2.1. приведены основные термины, относящиеся к этой группе оборудования, и их определения.

2.2.2 Параметры и режимы работы трансформаторов и автотрансформаторов

Наиболее широкое распространение получили масляные трансформаторы. Основным преимуществом масляных трансформаторов по сравнению с сухими является защищенность их обмоток от внешних воздействий, что повышает надежность работы трансформаторов и упрощает эксплуатационный надзор за ними. Кроме того, по сравнению с сухими масляные трансформаторы имеют сравнительно малое реактивное сопротивление.

Основными параметрами номинального режима работы трансформаторов являются напряжения, токи, частота, которые указываются на заводском щитке, а также номинальная мощность трансформатора (в кВА или МВА).

Трансформаторы рассчитаны на работу при следующих номинальных условиях окружающей среды:

естественно изменяющаяся температура охлаждающего воздуха не более +40 °С и не менее +45 °С при масляно-воздушном охлаждении;

температура охлаждающей воды у входа в охладитель не более +25 °С при масляно-водяном охлаждении;

среднесуточная температура воздуха не более +30 °С.

Таблица 2.1

Окончание табл. 2.1

Номинальный ток трансформатора (линейный ток) каждой обмотки $I_{л}$ определяется по ее номинальной мощности $S_{ном}$ (кВА) и номинальному напряжению $U_{ном}$ (кВ):

Обмотки трансформатора могут быть соединены в звезду, при котором фазный ток равен линейному ($I_{ф} = I_{л}$), или в треугольник, при котором фазный ток в $\sqrt{3}$ раз меньше линейного ($I_{ф} = I_{л} / \sqrt{3}$).

Для трансформаторов, имеющих обмотки с ответвлениями, номинальным током и напряжением являются соответствующие значения для ответвления, включенного в сеть.

Трехобмоточные трансформаторы допускают в номинальном режиме любое сочетание нагрузок по обмоткам, если токи в них не превышают номинальных фазных токов.

Конструктивно автотрансформатор отличается от трансформатора тем, что две его обмотки электрически соединяются между собой, обеспечивая тем самым передачу мощности от одной обмотки к другой не только электромагнитным, но и электрическим путем. Из-за наличия электрической связи между обмотками токораспределение в автотрансформаторе отличается от токораспределения в трансформаторе. Во вторичной цепи ток нагрузки складывается из тока, обусловленного электрической связью обмоток высшего

и среднего напряжений и тока I_0 , обусловленного магнитной связью этих же обмоток.

Номинальная мощность автотрансформатора ($S_{\text{ном}}$) представляет собой мощность на выводах его обмоток высшего (ВН) или среднего (СН) напряжения, имеющих между собой автотрансформаторную связь, и равна:

Типовая мощность автотрансформатора ($S_{\text{тип}}$) представляет собой ту часть номинальной мощности, которая передается электромагнитным путем, и она в η ; раз меньше номинальной мощности, то есть

где η ; — коэффициент выгодности автотрансформатора, равный

где $K_{\text{ВН-СН}}$ — коэффициент трансформации.

Из приведенных формул (2.3 и 2.4) видно, что с увеличением коэффициента a , то есть сближением друг к другу значений $U_{\text{СН}}$ и $U_{\text{ВН}}$, типовая мощность становится ближе к номинальной, и наоборот, а именно: чем меньше коэффициент a , тем меньшую долю номинальной составляет типовая мощность. Поэтому нельзя (экономически нецелесообразно) загружать последовательную и общую обмотки автотрансформатора в номинальном режиме работы более чем на типовую мощность $S_{\text{тип}}$.

Основным назначением обмотки низшего напряжения (НН) является создание цепи с малым сопротивлением для прохождения токов третьих гармоник с целью избежания искажения синусоидального напряжения. Помимо этого обмотка НН используется для питания нагрузки, а также для подключения компенсирующих устройств и последовательно-регулирующих трансформаторов. Ее мощность выбирается из расчета не более типовой мощности ($S_{\text{НН}} \leq S_{\text{тип}}$). В противном случае размеры автотрансформатора определялись бы мощностью этой обмотки.

Обязательное заземление нейтралей автотрансформаторов вызывает чрезмерное увеличение токов КЗ в сетях, что приводит к необходимости принятия мер по их ограничению.

Кроме того, наличие электрической связи между обмотками и сетями СН и ВН может привести к переходу перенапряжений, возникающих в сетях одного напряжения, на выводы обмоток другого напряжения. Возникновение перенапряжений усугубляется при отключении автотрансформатора с одной стороны. Для устранения воздействия перенапряжений на изоляцию автотрансформатора со стороны СН и ВН применяются разрядники, которые напрямую (без разъединителей) присоединяют к шинам, отходящим от вводов.

Автотрансформаторы могут работать в одном из следующих режимов: автотрансформаторный, трансформаторный и комбинированный (трансформаторно-автотрансформаторный).

Перераспределение нагрузок между обмотками СН и НН производится оперативным персоналом согласно местным инструкциям с использованием соответствующих таблиц и графиков.

Соотношение мощностей зависит от нагрузки и определяется из следующей формулы:

где S_2 и S_3 — относительные мощности по обмоткам СН и НН, выраженные в долях номинальной мощности автотрансформатора, то есть $S_2 = S_{\text{СН}} / S_{\text{ном}}$ и $S_3 = S_{\text{НН}} / S_{\text{ном}}$;

α_2 и α_3 — углы сдвига фаз токов обмоток СН и НН от напряжения обмотки ВН.

На ПС 220 кВ и выше, на которых не предусматривается нагрузка на напряжение 6—10 кВ, рекомендуется применение автотрансформаторов 220 кВ мощностью 63 или 125 МВА с третичным напряжением 0,4 кВ для питания собственных нужд ПС.

2.2.3. Допустимые перегрузки трансформаторов и автотрансформаторов

Допустимые перегрузки трансформаторов и автотрансформаторов (далее — трансформаторов) в нормальных режимах работы определяются старением изоляции его обмоток — бумаги. Старение изоляции приводит к изменению исходных электрических, механических и химических свойств изоляционных материалов трансформаторов. Сроком естественного износа трансформатора, работающего в номинальном режиме, считается срок, равный примерно 20 годам.

Для нормального суточного износа изоляции трансформатора температура наиболее нагретой точки его обмоток не должна превышать 98 °С. По правилу, предложенному немецким ученым Монтзингером, следует, что если температуру увеличить на 8 °С, срок службы изоляции сократится примерно в 2 раза. В данном случае под температурой наиболее нагретой точки подразумевается температура наиболее нагретого внутреннего слоя обмотки верхней катушки трансформатора.

На практике трансформаторы работают, как правило, с переменной нагрузкой в условиях непрерывно изменяющейся температуры охлаждающей среды. В таких условиях при перегрузках может иметь место форсированный износ изоляции. При нагрузках же меньше номинальной изоляция недоиспользуется, что также экономически нецелесообразно. Следовательно, режим работы трансформатора должен быть оптимальным, то есть близким к расчетному.

Согласно ПТЭ, допускается длительная перегрузка масляных трансформаторов и трансформаторов с жидким негорючим диэлектриком любой обмотки по току на 5 %, если напряжение их обмоток не выше номинального; при этом для обмоток с ответвлениями нагрузка не должна превышать 1,05 номинального тока ответвления. В автотрансформаторе ток в общей обмотке должен быть не выше наибольшего длительно допустимого тока этой обмотки.

Продолжительные допустимые нагрузки сухих трансформаторов устанавливаются в стандартах и технических условиях конкретных групп и типов трансформаторов.

В ряде случаев такой допустимой перегрузки для оптимального использования изоляции трансформатора оказывается недостаточно. В этом случае продолжительность и значения перегрузок трансформаторов номинальной мощностью до 100 МВА находят по графикам нагрузочной способности в зависимости от суточного графика нагрузки, эквивалентной температуры охлаждающей среды и постоянной времени трансформатора. Это же правило относится и к трансформаторам с расщепленными обмотками.

Если при наступлении перегрузки у оперативного персонала отсутствуют суточные графики нагрузки и персонал не может воспользоваться графиками нагрузочной способности для определения допустимой перегрузки, рекомендуется пользоваться данными табл. 2.2 и 2.3 — в зависимости от системы охлаждения трансформатора (см. также п. 2.2.4).

Таблица 2.2

Таблица 2.3

Окончание табл. 2.3

Из этих таблиц следует, что систематические перегрузки, допустимые после нагрузки ниже номинальной, устанавливаются в зависимости от превышения температуры верхних слоев масла над температурой охлаждающей среды, которое определяется не позднее начала наступления перегрузки.

Кроме систематических перегрузок в зимние месяцы года допускаются 1 %-ные перегрузки трансформаторов на каждый процент недогрузки летом, но не более чем на 15 %. Это правило применяется в том случае, если максимум нагрузки не превышал номинальной мощности трансформатора.

Перегрузки по нагрузочной способности и по 1 %-ному правилу могут применяться одновременно при условии, если суммарная нагрузка не превышает 150 % номинальной

мощности трансформатора.

При возникновении аварий, например, при выходе из работы одного из параллельно работающих трансформаторов и отсутствии резерва, разрешается аварийная перегрузка оставшихся в работе трансформаторов независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды.

При разрешенных аварийных перегрузках форсированный износ изоляции и сокращение ее срока службы считается меньшим злом, чем аварийное отключение потребителей электроэнергии.

В соответствии с ПТЭ, в аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка трансформаторов сверх номинального тока при всех системах охлаждения независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды в следующих пределах:

Допускается продолжительная работа трансформаторов (при нагрузке не выше номинальной мощности) при повышении напряжения на любом ответвлении любой обмотки на 10 % сверх номинального напряжения данного ответвления. При этом напряжение на любой из обмоток должно быть не выше наибольшего рабочего напряжения.

Во избежание повреждения трансформаторов и развития аварии величины и время аварийных перегрузок трансформаторов должны находиться под контролем.

За время аварийной перегрузки оперативно-ремонтный персонал должен принять меры по замене поврежденного оборудования резервным, а затем разгрузить перегруженные трансформаторы до номинальной мощности отключением менее ответственных по категории надежности электроснабжения потребителей.

2.2.4. Устройство и обслуживание систем охлаждения масляных трансформаторов

Процесс передачи теплоты, выделяющейся в обмотках, магнитопроводе и стальных деталях конструкции работающего трансформатора в окружающую среду, можно разбить на следующие два этапа:

передача теплоты от обмоток и магнитопровода охлаждающему маслу
и передача теплоты от масла в окружающую среду.

На первом этапе передача теплоты определяется превышением температуры обмоток и магнитопровода над температурой охлаждающего масла; на втором этапе — превышением температуры масла над температурой окружающей среды.

Исходя из этого, условно принято, что охлаждающее устройство масляного трансформатора состоит из двух систем: системы внутреннего охлаждения, которая обеспечивает передачу теплоты на первом этапе охлаждения, и системы наружного охлаждения, которая обеспечивает передачу теплоты на втором этапе.

Элементами системы внутреннего охлаждения являются вертикальные и горизонтальные каналы в обмотках и магнитопроводе, а также специальные трубы и изоляционные щиты, создающие направленную циркуляцию масла по каналам. Все эти элементы находятся внутри бака трансформатора, что делает невозможным осуществление визуального контроля за ними.

В систему наружного охлаждения входят маслоохладители, фильтры, насосы, вентиляторы и другое оборудование, расположенное снаружи трансформатора. За работой этого оборудования ведется систематический контроль.

На ПС применяются трансформаторы с системами охлаждения **М**, **Д**, **ДЦ** и **Ц**.

Система естественного масляного охлаждения (М) выполняется для трансформаторов небольшой мощности (до 16 МВА) напряжением, как правило, до 35 кВ. В таких трансформаторах тепло, выделенное в обмотках и магнитопроводе, передается маслу, циркулирующему по баку и радиаторам, а затем — окружающему воздуху. Баки таких

трансформаторов гладкие с охлаждающими трубами или навесными трубчатыми радиаторами (охлаждителями). Для лучшей отдачи тепла в окружающую среду бак трансформатора снабжают ребрами, охлаждающими трубами или радиаторами в зависимости от мощности. Каждый радиатор представляет собой самостоятельный узел, присоединяемый своими патрубками к патрубкам бака. Между фланцами патрубков встроены плоские краны, перекрывающие доступ масла в радиатор. Естественное движение нагретых и холодных слоев масла в трансформаторе происходит за счет их разной плотности, то есть за счет гравитационных сил. В окружающую среду теплота передается конвекционными потоками воздуха у поверхности бака и радиаторов, а также излучением. При номинальной нагрузке трансформатора в соответствии с требованиями ПТЭ температура масла в верхних, наиболее нагретых слоях не должна превышать +95 °С.

Система охлаждения Д (масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла) применяется для более мощных трансформаторов напряжением 35, 110 и 220 кВ. Охлаждение основано на использовании навесных радиаторов, обдуваемых вентиляторами, которые устанавливаются на приваренных к стенке бака консолях. Вентилятор засасывает воздух снизу и обдувает нагретую верхнюю часть труб. Каждый вентилятор состоит из приводного асинхронного двигателя и крыльчатки серии МЦ. Пуск и останов вентиляторов осуществляется автоматически в зависимости от нагрузки и температуры нагрева масла. Включение и отключение двигателей вентиляторов производится автоматически с использованием термометрических сигнализаторов типа ТС-100 и вручную. Ступица крыльчатки имеет шпоночную посадку на вал двигателя, исключая соскакивание крыльчатки во время работы.

Трансформаторы с таким охлаждением могут работать при полностью отключенном дутье, если нагрузка не превышает 100 % номинальной, а температура верхних слоев масла не более 55 °С, а также независимо от нагрузки при отрицательных температурах окружающего воздуха и температуре масла не выше 45 °С. Максимально допустимая температура масла в верхних слоях при работе трансформатора с номинальной нагрузкой составляет 95 °С.

На рис. 2.1 приведена схема питания электродвигателей вентиляторов.

Система охлаждения ДЦ (масляное охлаждение с дутьем и принудительной циркуляцией масла через воздушные охладители) применяется для охлаждения трансформаторов наружной установки мощностью 63 МВА и более напряжением 110 кВ и выше. Эта система основана на применении масляно-воздушных охладителей с принудительной циркуляцией масла и форсированным обдувом ребристых труб охладителей воздухом. Охладители состоят из тонких ребристых трубок, обдуваемых снаружи вентилятором, и комплектуются бессальниковыми центробежными насосами серии ЭЦТ и тихоходными вентиляторами типа НАП-7,4. Электронасосы, встроенные в маслопроводы, создают непрерывную принудительную циркуляцию масла через охладители. Благодаря высокой скорости циркуляции масла, большой поверхности охлаждения и интенсивному дутью охладители обладают большой теплоотдачей и компактностью. Такая система охлаждения позволяет значительно уменьшить габаритные размеры трансформаторов. Охладители могут устанавливаться вместе с трансформатором на одном фундаменте или на отдельных фундаментах рядом с баком трансформатора. С целью повышения эффективности теплообмена у крупных трансформаторов масло подается по специальным трубам к определенным частям обмоток, в результате чего создается направленная циркуляция масла по охлаждающим каналам. Для охлаждающих устройств с направленной циркуляцией масла через обмотки трансформаторов применяются насосы с экранированным статором типа ЭЦТЭ. Управление охлаждением автоматическое и ручное. Схема автоматического управления обеспечивает включение основной группы охладителей при включении трансформаторов в сеть, увеличение интенсивности охлаждения включением дополнительного охладителя при достижении номинальной нагрузки или заданной

температуры масла в трансформаторе, включение резервного охладителя при аварийном отключении любого работающего, отключение вентиляторов обдува без остановки циркуляционных насосов. Шкафы управления охлаждением оборудованы постоянно включенной сигнализацией о прекращении циркуляции масла, остановке вентиляторов дутья, включении резервного охладителя, переключении питания двигателей системы охлаждения от резервного источника при исчезновении напряжения или его понижении в сети.

Система охлаждения Ц (масляно-водяное охлаждение трансформаторов с принудительной циркуляцией масла) применяется для трансформаторов наружной и внутренней установки. Эта система принципиально устроена так же, как и система охлаждения ДЦ, но в отличие от последней охладители в этой системе состоят из трубок, по которым циркулирует вода, а между трубками движется масло. Температура масла на входе в маслоохладитель не должна превышать 70 °С. Данная система компактна и из-за большей интенсивности теплообмена от масла к воде, чем от масла к воздуху, обладает высокой надежностью и тепловой эффективностью. Однако применение охлаждения Ц возможно лишь при наличии мощного источника водоснабжения. Для трансформаторов наружной установки охладители размещают в помещении с положительной температурой. Кроме того, в зимнее время предусматриваются меры по предотвращению замерзания воды в маслоохладителях, насосах, водяных магистралях, например, слив воды из охладителей при отключении трансформатора, отопление охладителей и др. С целью исключения подсосов воды в масло при образовании неплотностей и трещин в трубах, по которым циркулирует вода, маслонасосы устанавливают перед маслоохладителями. С этой же целью избыточное давление масла в маслоохладителе поддерживают выше давления воды не менее чем на 0,2 МПа (2 Н/см²). В системах охлаждения Ц имеются приборы для контроля температуры, расхода и давления масла и воды, для очистки масла и воды, а также аппаратура управления охлаждением и различные сигнальные устройства. Эта система охлаждения эффективна, но имеет сложное конструктивное исполнение и поэтому применяется для мощных трансформаторов (160 МВА и выше).

При ручном управлении включение системы охлаждения производится после включения трансформатора в сеть в следующей последовательности: сначала включают в работу масляный насос и проверяют циркуляцию масла в маслоохладителе, затем подают охлаждающую воду и проверяют соотношение давлений воды и масла. При необходимости регулируют давление воды. Маслоохладители в системе маслководяного охлаждения снижают температуру масла на 10–15 °С и способны поддерживать температуру верхних слоев масла на уровне 50–55 °С. Поэтому подачу охлаждающей воды в маслоохладители производят при температуре не ниже 15 °С. Циркуляцию воды прекращают при понижении температуры масла до 10 °С. Отключение маслководяного охлаждения производят после отключения трансформатора от сети в следующей последовательности: сначала прекращают доступ воды в маслоохладитель, а затем отключают маслонасос.

В соответствии с требованиями ПТЭ, при номинальной нагрузке трансформатора температура верхних слоев масла должна быть не выше (если заводами-изготовителями в заводских инструкциях не оговорены иные температуры):

у трансформаторов с системой масляного охлаждения с дутьем и принудительной циркуляцией масла (ДЦ) — 75 °С;

с системами масляного охлаждения (М) и масляного охлаждения с дутьем (Д) — 95 °С;

у трансформаторов с системой масляного охлаждения с принудительной циркуляцией масла через водоохладитель (Ц) температура масла на входе в маслоохладитель должна быть не выше 70 °С.

На трансформаторах и реакторах с системами масляного охлаждения ДЦ, направленной циркуляцией масла в обмотках (НДЦ), Ц, направленной циркуляцией масла в обмотках и принудительной через водоохладитель (НЦ) устройства охлаждения должны

автоматически включаться (отключаться) одновременно с включением (отключением) трансформатора (реактора).

На номинальную нагрузку включение трансформаторов допускается:

с системами охлаждения **М** и **Д** — при любой отрицательной температуре воздуха;

с системами охлаждения **ДЦ** и **Ц** — при температуре окружающего воздуха не ниже минус 25 °С. При более низких температурах трансформатор должен быть предварительно прогрет включением на нагрузку до 0,5 номинальной без запуска системы циркуляции масла, которая должна быть включена в работу только после увеличения температуры верхних слоев масла до минус 25 °С.

В аварийных режимах допускается включение трансформаторов на полную нагрузку независимо от температуры окружающего воздуха (трансформаторов с системами охлаждения **НДЦ**, **НЦ** — в соответствии с заводскими инструкциями).

Принудительная циркуляция масла в системах охлаждения должна быть непрерывной независимо от нагрузки трансформатора.

Количество включаемых и отключаемых охладителей основной и резервной систем охлаждения **ДЦ** (**НДЦ**), **Ц** (**НЦ**), условия работы трансформаторов с отключенным дутьем системы охлаждения **Д** определяются заводскими инструкциями.

Эксплуатация трансформаторов и реакторов с принудительной циркуляцией масла допускается лишь при включенной в работу системе сигнализации о прекращении циркуляции масла, охлаждающей воды и работы вентиляторов обдува охладителей.

При включении масловодяной системы охлаждения **Ц** (**НЦ**) в первую очередь должен быть пущен маслонасос. Затем при температуре верхних слоев масла выше 15 °С включается водяной насос. Отключение водяного насоса производится при снижении температуры верхних слоев масла до 10 °С, если иное не предусмотрено заводской документацией.

Давление масла в маслоохладителях должно превышать давление циркулирующей воды не менее чем на 10 кПа (0,1 кгс/см²) при минимальном уровне масла в расширителе трансформатора.

Должны быть предусмотрены меры для предотвращения замораживания маслоохладителей, насосов, водяных магистралей.

Для трансформаторов с системами охлаждения **Д** при аварийном отключении всех вентиляторов допускается работа с номинальной нагрузкой в зависимости от температуры окружающего воздуха в течение следующего времени:

Для трансформаторов с системами охлаждения **ДЦ** и **Ц** допускается:

при прекращении искусственного охлаждения работа с номинальной нагрузкой в течение 10 мин или режим холостого хода (ХХ) в течение 30 мин, если по истечении указанного времени температура верхних слоев масла не достигла 80 °С; для трансформаторов мощностью свыше 250 МВА допускается работа с номинальной нагрузкой до достижения указанной температуры, но не более 1 ч;

при полном или частичном отключении вентиляторов или при прекращении циркуляции воды с сохранением циркуляции масла продолжительная работа со сниженной нагрузкой при температуре верхних слоев масла не выше 45 °С.

Указанные требования действительны, если в инструкциях заводов-изготовителей не оговорены иные.

На трансформаторах с системой охлаждения **Д** электродвигатели вентиляторов должны систематически включаться при температуре масла 55 °С или токе, равном номинальному, независимо от температуры масла. Отключение электродвигателей вентиляторов производится при снижении температуры верхних слоев масла до 50 °С, если при этом ток нагрузки менее номинального.

Основными задачами обслуживания систем охлаждения являются наблюдение за работой и технический уход за оборудованием системы охлаждения.

Осмотр системы охлаждения производится одновременно с осмотром

трансформатора. При осмотре проверяется целостность всей системы охлаждения, то есть отсутствие течей масла; работа радиаторов (на ощупь определяется степень их нагрева); работа охладителей системы охлаждения **ДЦ** по их нагреву и по показаниям манометров, установленных вблизи патрубков маслоперекачивающих насосов; работа адсорбционных фильтров — ощупыванием рукой; состояние креплений трубопроводов, охладителей, насосов и вентиляторов; работа вентиляторов — по отсутствию вибраций, скрежета и задеваний крыльчаток за кожух.

При осмотре шкафов автоматического управления охлаждением проверяется отсутствие нагрева и коррозии контактов, а также повреждений изоляции токоведущих частей аппаратуры, уплотнение днищ и дверей шкафов от проникновения в них пыли и влаги.

Внеочередной осмотр автоматических выключателей в шкафах следует производить после каждого отключения ими тока КЗ. Также следует осматривать контакты коммутационной аппаратуры после автоматического отключения электродвигателей вентиляторов и насосов.

Технический уход за устройствами систем охлаждения включает в себя устранение обнаруженных при осмотре неисправностей, замену износившихся деталей (лопаток насосов, лопастей вентиляторов, подшипников), чистку охладителей и вентиляторов, смазку подшипников, контроль сопротивления изоляции электродвигателей.

При уходе за охладителями системы охлаждения **Ц** выполняются периодические очистки труб и водяных камер от ила и других отложений на поверхностях охлаждения.

Исправность схем питания двигателей охлаждения и действие АВР проверяются по графику не реже 1 раза в месяц.

Эффективность работы систем охлаждения в целом проверяется по температуре верхних слоев масла в трансформаторе. При исправном охлаждении максимальные температуры масла не должны превышать в трансформаторах:

с охлаждением **М** и **Д** — 95 °С;

с охлаждением **ДЦ** при мощности до 250 МВА включительно — 80 °С и при мощности выше 250 МВА — 75 °С;

с охлаждением **Ц** температура масла на входе в маслоохладители — 70 °С.

За максимальную температуру масла в данном случае принимается температура масла под крышкой бака, измеренная при работе трансформатора с номинальной нагрузкой в течение 10–12 ч для трансформаторов с охлаждением **М** и **Д**, и в течение 6–8 ч — для трансформаторов с охлаждением **ДЦ** при неизменной температуре охлаждающего воздуха, равной 40 °С.

В эксплуатации при номинальной нагрузке трансформатора температура верхних слоев масла редко достигает максимального значения.

Возможны следующие причины повышения нагрева масла для систем охлаждения **М** и **Д**:

закрыты или не полностью открыты плоские краны радиаторов; из верхних коллекторов радиаторов не выпущен воздух при заполнении радиаторов маслом; сильно загрязнены наружные поверхности радиаторов.

Для охлаждения **Д** помимо перечисленных возможны следующие причины:

в работе находятся не все вентиляторы,

крыльчатки вентиляторов вращаются в обратную сторону.

Для системы охлаждения **ДЦ** характерны следующие причины:

рабочее колесо насоса вращается в обратную сторону;

недостаточно число работающих вентиляторов;

крыльчатки вентиляторов вращаются в обратную сторону;

сильно загрязнены поверхности ребер трубок охладителей и т. д.

Если при внешнем осмотре не будет обнаружена неисправность в работе механизмов системы охлаждения, следовательно, причиной повышенного нагрева может явиться

неисправность самого трансформатора.

В соответствии с требованием ПУЭ, каждый масляный трансформатор следует устанавливать в отдельной камере, расположенной на первом этаже. Допускается установка масляных трансформаторов на втором этаже, а также ниже уровня пола первого этажа на 1 м в незатопляемых зонах при условии обеспечения возможности транспортирования наружу и удаления масла в аварийных случаях.

Допускается установка в общей камере двух масляных трансформаторов с объемом масла до 3 т каждый, имеющих общее назначение, управление, защиту и рассматриваемых как один агрегат.

2.3. Включение трансформатора в сеть и контроль за его работой

Для включения трансформатора в сеть предварительно необходимо проверить: уровень масла в расширителе и выводах, который должен быть не ниже отметки, соответствующей температуре окружающего воздуха;

состояние пускового устройства оборудования в системе охлаждения;

соответствующее положение указателей переключателей напряжения;

исправность заземляющих разъединителей и оборудования защиты нейтралей;

положение дугогасящего реактора (должен быть отключен), а на ПС без выключателей со стороны ВН — положение коротко-замыкателей (должны быть отключены);

после ремонта трансформатора — отсутствие закорок, защитных заземлений на трансформаторе и его оборудовании, чистоту рабочих мест.

Если трансформатор находился в резерве (ручном или автоматическом), то его допускается включать в работу без предварительного осмотра. Осмотр резервных трансформаторов и проверка их готовности к немедленному включению производится при очередных осмотрах работающего оборудования.

Трансформатор включается в сеть обычно со стороны питания, то есть со стороны ВН. Включение часто сопровождается броском тока намагничивания, что фиксируется резким отклонением стрелки амперметра.

Следует знать, что максимальный ток намагничивания в несколько раз превышает номинальный ток трансформатора. Поскольку обмотки трансформатора рассчитаны на прохождение токов КЗ, значения которых больше максимально возможных токов намагничивания, имеющих затухающий характер, то броски тока намагничивания для трансформатора не представляют какой-либо опасности. Поэтому для устранения ложных срабатываний дифференциальной защиты трансформатора она отстраивается от токов намагничивания.

На ПС напряжением 110–220 кВ с упрощенными схемами (без выключателей со стороны ВН) включать трансформатор под напряжение рекомендуется разъединителями.

После включения трансформатора в сеть на нем устанавливается нагрузка в зависимости от нагрузки на шинах ПС, вплоть до номинальной нагрузки. Трансформаторы с охлаждением М и Д разрешается включать под номинальную нагрузку при температуре масла не ниже минус 25 °С. Если температура верхних слоев масла окажется ниже минус 25 °С, ее следует повысить включением трансформатора только на ХХ или под нагрузку не более 40–50 % номинальной.

В аварийных ситуациях указанных ограничений не придерживаются и включают трансформаторы на номинальную нагрузку при любой температуре. Возникающий при этом значительный перепад температуры между маслом и обмотками из-за высокой вязкости холодного масла не приводит к повреждению трансформатора, но ускоряет процесс старения изоляции, то есть приводит к ее форсированному износу.

Повышение вязкости масла в зимнее время учитывается при включении не только самого трансформатора, но и охлаждающих устройств. Циркуляционные насосы,

погруженные в воду, надежно работают при температуре перекачиваемого масла не ниже минус 20–25 °С. Поэтому у трансформаторов с охлаждением ДЦ и Ц рекомендуется включать насосы лишь после предварительного нагрева масла до указанной выше температуры. В остальных случаях насосы принудительной циркуляции масла должны включаться в работу одновременно с включением трансформатора в сеть и постоянно находиться в работе независимо от его нагрузки.

Вентиляторы охладителей при низких температурах воздуха включаются в работу позже, когда температура масла достигнет 45 °С.

При системе охлаждения Д допускается работа трансформатора с отключенными устройствами воздушного дутья только при нагрузке 0,5 номинальной независимо от температуры масла. Отсюда следует, что вентиляторы дутья должны находиться в работе, если нагрузка трансформатора $S \leq S_{\text{ном}}$ или если температура верхних слоев масла ≤ 55 °С.

Отключение вентиляторов дутья должно производиться при снижении температуры масла до 50 °С, если нагрузка трансформатора меньше номинальной.

Трансформаторы с охлаждением ДЦ могут эксплуатироваться только при работающих вентиляторах дутья, насосах циркуляции масла и с включенной сигнализацией о прекращении подачи масла и остановке вентиляторов обдува.

Следует иметь в виду, что при остановленном охлаждении отвод теплоты потерь в трансформаторе не обеспечивается, даже если он без нагрузки. В этом случае в режиме ХХ трансформатор может находиться не более 30 мин, а с номинальной нагрузкой — не более 10 мин. Время работы трансформатора под нагрузкой ниже номинальной может быть продлено до 1 ч, если у трансформаторов мощностью до 250 МВА температура верхних слоев масла не достигла 80 °С, а у трансформаторов мощностью выше 250 МВ-А — 75 °С.

Поэтому во избежание резкого возрастания разности температур по истечении этого времени и невозможности восстановления необходимых условий охлаждения трансформатор должен быть разгружен.

Нагрузка трансформаторов с системами охлаждения ДЦ и Ц при отключении части охладителей должна быть уменьшена пропорционально числу отключенных охладителей, а именно:

Контроль за нагрузками трансформатора ведется по амперметрам, на шкалах которых нанесены красные риски, соответствующие номинальным нагрузкам обмоток. Нанесение рисок на стеклах приборов не допускается из-за возможных ошибок при отсчете.

Контроль за напряжением, подведенным к трансформатору, и напряжением его вторичных обмоток ведется по вольтметрам, измеряющим напряжением на шинах.

Превышение напряжения на трансформаторе сверх номинального допускается в небольших пределах, а именно: длительно на 5 % при нагрузке не более номинальной и на 10 % при нагрузке не более 25 % номинальной. При этом линейное напряжение на любой обмотке не должно превышать наибольшего рабочего напряжения для данного класса напряжения трансформатора:

Превышение этих значений напряжения приводит к насыщению магнитопровода, резкому увеличению тока и потерь ХХ, что, в свою очередь, повлечет перегрев стальных конструкций магнитопровода.

Превышение рабочих напряжений трансформаторов и реакторов 110 кВ и выше допускают лишь кратковременно. Например, в табл. 2.4 приведены допустимые значения повышения напряжения и длительность его воздействия.

Таблица 2.4

В табл.2.5 приведены номинальные междуфазные напряжения трехфазного тока свыше 1000 В (ГОСТ 721—97).

Таблица 2.5

Окончание табл. 2.5

Контроль за тепловым режимом трансформатора заключается в периодических измерениях температуры в верхних слоях масла в баках. Измерения производятся при помощи стеклянных термометров, погруженных в специальные гильзы на крышках трансформаторов, дистанционных термометров сопротивления и термометров манометрического типа — термосигнализаторов. На крышке трансформатора устанавливаются по два термосигнализатора с переставными контактами. Контакты одного из них используются для управления системой охлаждения, другого — для сигнализации и отключения трансформатора при превышении допустимых температур масла.

Периодические осмотры трансформаторов (реакторов), в соответствии с требованиями ПТЭ, должны производиться в следующие сроки:

главных понижающих трансформаторов ПС с постоянным дежурством персонала — 1 раз в сутки;

остальных трансформаторов электроустановок с постоянным и без постоянного дежурства персонала — 1 раз в месяц;

на трансформаторных пунктах — не реже 1 раза в месяц.

Внеочередные осмотры трансформаторов (реакторов) производятся:

после неблагоприятных погодных воздействий (гроза, резкое изменение температуры, сильный ветер и др.);

при работе газовой защиты на сигнал, а также при отключении трансформатора (реактора) газовой или (и) дифференциальной защитой.

При осмотре проверяются внешнее состояние трансформаторов и их систем охлаждения, устройств РПН, устройств защиты масла от окисления и увлажнения, фарфоровых и маслonaполненных вводов, защитных разрядников на линейных вводах и в нейтрали, кранов, фланцев и люков, а также резиновых прокладок и уплотнений (они не должны набухать и выпучиваться), отсутствие течей масла и уровень его в расширителях, целость и исправность приборов (термометров, манометров, газовых реле), маслоуказателей, мембран выхлопных труб, исправность заземления бака трансформатора, наличие и исправность средств пожаротушения, маслоприемных ям и дренажей, состояние надписей и окраски трансформаторов. Осматриваются контакты соединения и указатели, контролируемые их перегрев.

На слух проверяется гул трансформатора, а также отсутствие звуков электрических разрядов.

В закрытых камерах трансформаторов проверяется исправность кровли, дверей и вентиляционных проемов.

При нормальной работе вентиляции помещения разность температур входящего снизу и выходящего сверху воздуха не должна превышать 15 °С при номинальной нагрузке трансформатора.

Отключение трансформатора от сети, как правило, производят со стороны нагрузки (НН и СН) выключателями, а затем со стороны питания (ВН). На ПС с упрощенной схемой (без выключателей со стороны ВН) отключение трансформаторов от сети следует производить отделителями после отключения выключателей со стороны нагрузки.

В соответствии с требованиями ПТЭ, трансформатор (реактор) должен быть аварийно выведен из работы:

при сильном неравномерном шуме и потрескивании внутри трансформатора;
ненормальном и постоянно возрастающем нагреве трансформатора при нагрузке ниже номинальной и нормальной работе устройств охлаждения;

выбросе масла из расширителя или разрыве диафрагмы выхлопной трубы;
течи масла с понижением его уровня ниже уровня масломерного стекла.

Трансформаторы выводятся из работы также при необходимости немедленной замены масла по результатам лабораторных анализов.

2.4. Параллельная работа трансформаторов

Параллельная работа трансформаторов (автотрансформаторов) разрешается при следующих условиях:

группы соединения обмоток одинаковы. Параллельная работа трансформаторов, принадлежащих к разным группам соединения обмоток, невозможна по причине того, что между вторичными обмотками одноименных фаз соединяемых трансформаторов появляется разность напряжений, обусловленная углом сдвига между векторами вторичных напряжений;

соотношение мощностей трансформаторов не более 1:3. Это вызвано тем, что даже при небольших перегрузках трансформаторы меньшей мощности будут больше загружаться в процентном отношении, особенно в том случае, если они имеют меньшие напряжения КЗ (u_k);

коэффициенты трансформации отличаются не более чем на +0,5 %;

u_k отличаются не более чем на ± 10 %;

произведена фазировка трансформаторов.

Для выравнивания нагрузки между параллельно работающими трансформаторами с различными напряжениями КЗ допускается в небольших пределах изменение коэффициента трансформации путем переключения ответвлений при условии, что ни один из трансформаторов не будет перегружен.

Во избежание значительных величин уравнительного тока, которые возникают при включении трансформаторов на параллельную работу, разность вторичных напряжений должна быть минимальной.

Напряжение КЗ является постоянной величиной для каждого трансформатора, зависящей от его конструкции. При работе трансформаторов под нагрузкой необходимо равенство этих напряжений. Это требование объясняется тем, что нагрузка между трансформаторами распределяется прямо пропорционально напряжениям КЗ. Неравенство напряжений КЗ приводит к недогрузке одного параллельно работающего трансформатора и перегрузке другого. Если два трансформатора номинальной мощности S_1 и S_2 имеют различные напряжения КЗ u_{k1} и u_{k2} соответственно, то распределение общей нагрузки S между ними определяется по следующей формуле:

Выравнивание нагрузки в данном случае можно достичь путем изменения коэффициента трансформации за счет повышения вторичного напряжения недогруженного трансформатора. Однако при этом возрастают потери от уравнительного тока, вследствие чего данный способ в эксплуатации нерентабелен.

Оптимальное использование установленной мощности трансформаторов возможно лишь при равенстве напряжений КЗ. Однако в эксплуатации допускается включение трансформаторов на параллельную работу с 10 %-ным отклонением U_k в сторону увеличения или уменьшения, что связано с конструкцией трансформаторов (размерами обмоток) и технологией их изготовления.

Группы соединения обмоток в ряде случаев могут быть изменены путем перемаркировки выводов и соответствующего присоединения к ним шин. В противном случае необходимо вскрывать трансформатор для изменения группы соединения его обмоток.

На практике важной проблемой является определение экономически целесообразного числа параллельно включенных трансформаторов.

На ПС с двумя и более трансформаторами целесообразно иметь на параллельной работе такое число трансформаторов, при котором активные потери XX всех включенных

трансформаторов и активные потери КЗ будут наименьшими.

Потери $XX P_x$ — величина постоянная, не зависящая от нагрузки трансформатора.

Потери КЗ P_k зависят от нагрузки и изменяются пропорционально квадрату тока, возрастая от нуля до полных потерь пропорционально росту нагрузки соответственно от нуля до номинальной мощности.

При возрастании нагрузки к n параллельно включенным трансформаторам подключают еще один трансформатор, если

при снижении нагрузки отключают один из трансформаторов, если

Формулы (2.7) и (2.8) применимы только для однотипных трансформаторов одинаковой мощности. При наличии на ПС неоднотипных трансформаторов различной мощности пользуются кривыми приведенных потерь, которые строят на одной координатной плоскости для каждого трансформатора и для нескольких одновременно включенных трансформаторов.

Для того чтобы отключение по экономическим соображениям части трансформаторов не отразилось на надежности электроснабжения, выводимые в резерв трансформаторы снабжаются устройствами АВР. Исходя из необходимости сокращения числа оперативных переключений частота вывода трансформатора в резерв по экономическим соображениям не должна превышать 2–3 раз в сутки.

2.5. Обслуживание устройств регулирования напряжения

В соответствии с требованиями ПТЭ, устройства РПН должны быть в работе, как правило, в автоматическом режиме. Их работа должна контролироваться по показаниям счетчиков числа операций. Для автоматического управления РПН снабжаются блоками автоматического регулирования коэффициента трансформации (АРКТ).

Допускается дистанционное переключение РПН с пульта управления, если колебания напряжения в сети находятся в пределах, удовлетворяющих требования потребителей. Переключения под напряжением вручную (с помощью рукоятки) не разрешаются.

Устройство РПН приводится в действие дистанционно со щита управления ключом или кнопкой и автоматически от устройств автоматического регулирования напряжения. Предусмотрено также переключение приводного механизма РПН специальной рукояткой или с помощью кнопки, располагаемой в шкафу (местное управление).

Местное управление является вспомогательным, и к нему прибегают только при ремонте.

Один цикл переключения РПН выполняется за 3-10 с. Процесс переключения сигнализируется красной лампой, которая загорается в момент подачи импульса и горит до тех пор, пока механизм не закончит цикл переключения с одной ступени на другую.

Переключающие устройства РПН трансформатора разрешается включать в работу при температуре верхних слоев масла выше минус 20 °С (для наружных резисторных устройств РПН) и выше минус 45 °С — для устройств РПН с токоограничивающими реакторами, а также для переключающих устройств с контактором, расположенным на опорном изоляторе вне бака трансформатора и оборудованным устройством искусственного подогрева.

Наиболее распространенным способом регулирования напряжения на шинах ПС является переключение ответвлений на трансформаторах. С этой целью, как правило, у обмоток ВН трансформатора, имеющих меньший рабочий ток, предусматриваются регулировочные ответвления и специальные переключатели ответвлений, при помощи которых изменяют число включенных в работу витков w , увеличивая или уменьшая коэффициент трансформации, равный

$$K_{ВН-НН} = U_{ВН}/U_{НН} = w_{ВН}/w_{НН}. \quad (2.9)$$

Переключения секции витков производят на работающем трансформаторе под

нагрузкой устройством РПН или на отключенном от сети трансформаторе устройством переключения без возбуждения (ПБВ).

Трансформаторы большой мощности с устройством ПБВ имеют до 5 ответвлений для получения 4-х ступеней напряжения относительно номинального ($\pm 2,5\%$) $U_{\text{ном}}$.

Применяют различные трехфазные и однофазные переключатели ответвлений, что зависит от напряжения трансформатора, числа ступеней регулирования и его исполнения.

Класс изоляции устройств РПН соответствует классу изоляции СН трансформатора.

В качестве других способов регулирования напряжения трансформатора применяются специальные последовательные регулировочные трансформаторы.

Различают *продольное* регулирование, при котором напряжение сети изменяется только по величине без изменения фазы, и *поперечное* регулирование, при котором напряжение изменяется только по фазе. На крупных ПС системного значения возникает необходимость в регулировании напряжения и по величине, и по фазе, которое осуществляется специальными агрегатами продольно-поперечного регулирования. При этом в схему вводятся два напряжения, одно из которых совпадает с напряжением сети, а другое сдвинуто на 90° .

Устройства РПН состоят из переключателя (или избирателя), контактора, токоограничивающего реактора (или резистора) и приводного механизма.

Реактор и избиратель (ввиду того что на его контактах дуги не возникает) обычно размещают в баке трансформатора, а контактор помещают в отдельном масляном баке, чтобы не допускать разложения масла электрической дугой в трансформаторе.

Отличие действия устройств РПН с резистором от работы переключающих устройств с реактором состоит лишь в том, что в нормальном режиме резисторы зашунтированы или отключены и ток по ним не проходит, а в процессе коммутации ток проходит всего в течение сотых долей секунды. Поскольку резисторы не рассчитаны на длительную работу под током, то переключение контактов в них происходит мгновенно под действием мощных сжатых пружин. Резисторы имеют сравнительно малые размеры и являются, как правило, конструктивной частью контактора.

Нормальная работа устройств РПН обеспечивается при температуре верхних слоев масла в контакторах не ниже минус 20°C . В выносных баках контакторов применяется система автоматического подогрева масла, которая обеспечивает нормальную работу устройств при температуре наружного воздуха до минус 45°C . Уровень масла в баках контакторов контролируется по маслоуказателям.

Практика обслуживания устройств регулирования напряжения показала, что перестановка переключателей ПБВ с одной ступени на другую производится всего лишь 1–2 раза в году — сезонное регулирование.

При длительной работе без переключения контактные стержни и кольца покрываются оксидной пленкой. Чтобы разрушить эту пленку и обеспечить хороший контакт, рекомендуется при отключенном трансформаторе при каждом переводе переключателя предварительно не менее 5–10 раз прокручивать его из одного крайнего положения в другое. При пофазном переводе переключателей проверяют их одинаковое положение. Установка привода на каждой ступени должна фиксироваться стопорным болтом. О переключении ответвлений должна быть сделана запись в оперативном журнале.

Для очистки от шлама и оксидов контактов переключающих устройств РПН их также следует через каждые 6 мес «прогонять» по всему диапазону регулирования по 5–10 раз в каждую сторону.

Устройства РПН должны постоянно находиться в работе с блоком АРКТ. На дистанционное управление их переводят только при неисправности автоматических регуляторов, невыполнении команды на переключение, например, из-за застревания контактов избирателя в промежуточном положении или из-за отказа в работе приводного механизма. При повреждении АРКТ оно должно быть отключено и устройство РПН переведено на дистанционное управление. При отказе в работе схемы дистанционного

управления РПН следует перевести на местное управление и принять меры по устранению неисправности. Если обнаружится неисправность избирателя или контактора, трансформатор следует отключить.

Работу РПН не могут ограничивать нормальные эксплуатационные или аварийные перегрузки трансформатора при условии, что ток не превышает 200 % номинального тока. При нагрузке выше максимально допустимой срабатывание переключающего устройства запрещает блокировка.

Положение РПН контролируется при осмотрах оборудования. При этом необходимо сверять показания указателя положения переключателя на щите управления и на приводах РПН, поскольку может возникнуть рассогласование сельсина — датчика и сельсина — приемника. Кроме того, необходимо проверять одинаковое положение РПН всех параллельно работающих трансформаторов или отдельных фаз при пофазном управлении, а также производить запись показаний счетчика числа переключений РПН.

Большое влияние на электрическую износостойкость РПН оказывают значения переключающего тока:

при токах до 1000 А допускается выполнение не менее 60 000 переключений;

при разрыве тока более 1000 А допускается 25 000 переключений;

эксплуатационными инструкциями предписывается выполнять 10 000—20 000 переключений под нагрузкой, после чего контактор РПН необходимо вывести в ревизию и при этом заменить обгоревшие контакты контакторных устройств. Нагрев таких контактов усиливает процесс разложения масла.

Качество масла в баке контактора РПН оценивается по отсутствию влаги (не более 0,003 %) и минимальному пробивному напряжению, которое для РПН 35 кВ принято равным 30 кВ, для напряжений 110 и 220 кВ — соответственно 35 и 40 кВ. Пробы масла должны отбираться через каждые 5000 переключений, но не реже 1 раза в год.

Наличие масла в отсеке расширителя или в баках контакторов фиксируется по маслоуказателям. Следует знать, что при пониженном уровне масла увеличивается время горения дуги на контактах.

При низкой температуре окружающего воздуха необходим контроль за работой нагревательных элементов в баках контакторов. Если температура масла в баке контактора или в баке трансформатора (для РПН, встроенных в бак) понизится до минус 21 °С, то РПН следует вывести из работы. Следует иметь в виду, что в вязком масле контактор во время срабатывания испытывает значительные механические перегрузки, которые могут вызвать его повреждение.

Если в РПН предусмотрен обогрев контактора, то в зимний период при температуре окружающего воздуха минус 15 °С включается система автоматического обогрева контакторов. Включение этой системы вручную (кроме действия автоматики) не допускается.

При включении резервного трансформатора с устройством РПН, оборудованным электроподогревом, при температуре окружающего воздуха ниже минус 20 °С должна предварительно включаться на 13–15 ч система автоматического обогрева контактов. В этом случае пользоваться РПН разрешается только по истечении указанного времени.

Следует учитывать, что приводные механизмы РПН являются наиболее ответственными и наименее надежными узлами этих устройств. Поэтому их необходимо предохранять от попадания пыли, влаги, трансформаторного масла, а трущиеся детали и шариковые соединения передач следует смазывать незамерзающей тугоплавкой смазкой через каждые 6 мес.

При регулировании напряжения переключением ответвлений с помощью устройств РПН или ПБВ нельзя допускать длительного повышения напряжения на трансформаторе сверх номинального для данного ответвления более чем на 5 % при нагрузке не выше номинальной и на 10 % при нагрузке не выше 25 % номинальной.

Для автотрансформаторов без ответвлений в нейтрали и регулировочных

трансформаторов допускается длительное повышение напряжения до 10 % сверх номинального.

Превышение указанных значений приводит к перенасыщению магнитопровода, резкому возрастанию тока и потерь ХХ. При этом потери в стали возрастают пропорционально квадрату напряжения. Увеличение потерь в стали приводит к форсированному износу изоляции и перегреву стальных конструкций.

При параллельной работе двух регулируемых трансформаторов изменение их коэффициентов трансформации следует производить одновременно, чтобы избежать перегрузки уравнительным током. При автоматическом управлении РПН такую задачу решает специальная блокировка. При отсутствии автоматического управления переключение ответвлений следует выполнять постепенно, не допуская рассогласования по ступеням ответвлений более чем на одну ступень.

Персонал потребителя, обслуживающий трансформаторы, обязан поддерживать соответствие между напряжением сети и напряжением, устанавливаемым на регулировочном ответвлении.

2.6. Заземление нейтралей трансформаторов. Дугогасящие реакторы для компенсации емкостных токов

Электрические сети 35 кВ и ниже работают с изолированной нейтралью обмоток трансформаторов или заземлением через дугогасящие реакторы, сети 110 кВ и выше — с эффективным заземлением нейтралей обмоток трансформаторов.

При необходимости компенсации емкостных токов в сетях 6, 10 и 35 кВ на ПС устанавливаются дугогасящие заземляющие реакторы с плавным или ступенчатым регулированием индуктивности. На напряжении 6 и 10 кВ дугогасящие реакторы подключаются к нейтральному выводу отдельного трансформатора, подключаемого к сборным шинам через выключатель. Количество и мощность дугогасящих реакторов 6-10 кВ определяются на основании данных энергосистемы.

На напряжении 35 кВ дугогасящие реакторы присоединяются, как правило, к нулевым выводам соответствующих обмоток трансформаторов через развилку из разъединителей, позволяющую подключать их к любому из трансформаторов.

Последствия от замыкания на землю в зависимости от вида электросети, значения емкостных токов и способы выполнения защит различны.

Так, *в сетях с изолированной нейтралью* однофазное замыкание на землю не вызывает КЗ, поскольку в месте замыкания проходит ток малой величины, обусловленный емкостью двух фаз на землю. Значительные емкостные токи компенсируются включением в нейтраль трансформатора дугогасящего реактора. В результате компенсации остается малый ток, который не в состоянии поддерживать горение дуги в месте замыкания, поэтому поврежденный участок не отключается. Однофазное замыкание на землю сопровождается повышением напряжения на неповрежденных фазах до линейного, а при замыкании через дугу возможно возникновение перенапряжений, распространяющихся на всю электрически связанную сеть. Для предохранения трансформаторов в сетях с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостных токов от воздействия повышенных напряжений изоляцию их нейтралей выполняют на тот же класс напряжения, что и изоляцию линейных вводов. При таком уровне изоляции не требуется применения средств защиты нейтралей, кроме вентильных разрядников, включаемых параллельно дугогасящему реактору.

В сетях с эффективным заземлением нейтрали однофазное замыкание на землю приводит к КЗ, что видно из рис. 2.2.

Ток КЗ проходит от места повреждения по земле к заземленным нейтральям трансформаторов Т1 и Т2, распределяясь обратно пропорционально сопротивлениям ветвей. Защита от замыкания на землю отключает поврежденный участок. Через трансформаторы Т3

и Т4 ток однофазного КЗ не проходит, поскольку их нейтрали не имеют глухого заземления.

Однофазное замыкание на землю является причиной наибольшего числа повреждений в электросетях (по статистике — до 80 % случаев всех КЗ), и оно считается тяжелым видом повреждения. Поэтому для его предотвращения (снижения возможности возникновения) принимают специальные меры, например, такие как частичное разземление нейтралей трансформаторов. Эта мера не касается автотрансформаторов, поскольку они рассчитаны для работы с обязательным заземлением концов общей обмотки.

Число заземленных нейтралей на каждом участке по возможности выбирается минимальным и должно определяться расчетом. Основными требованиями к защите заземленных участков являются требования к релейной защите по поддержанию на определенном уровне токов замыкания на землю и обеспечение защиты изоляции разземленных нейтралей от перенапряжений. Последнее требование тем более важно, что все отечественные трансформаторы 110–220 кВ имеют пониженный уровень изоляции нейтралей.

При неполнофазных отключениях (включениях) ненагруженных трансформаторов с изолированной нейтралью, то есть когда коммутационная аппаратура (выключатели, разъединители или отделители) оказывается включенной не тремя, а двумя или даже одной фазой, переходный процесс сопровождается кратковременными перенапряжениями. Надежной защитой от таких процессов является применение вентильных разрядников.

На практике, помимо воздействия кратковременных перенапряжений, нейтрали трансформаторов могут оказаться под воздействием фазного напряжения промышленной частоты, которое опасно как для изоляции трансформатора, так и для разрядника в его нейтрали. Опасность усугубляется еще тем, что такое напряжение может длительно оставаться незамеченным при неполнофазных режимах коммутации выключателями, разъединителями и отделителями ненагруженных трансформаторов, а также при аварийных режимах.

При неполнофазном включении ненагруженного трансформатора, то есть при пофазной коммутации, его электрическое и магнитное состояние изменяется. Если включение трансформатора осуществляется со стороны обмотки, соединенной в звезду, то при наличии двух фаз напряжение на нейтрали и на отключенной фазе будет равно половине фазного. Если подать напряжение по одной фазе, то все обмотки трансформатора и его нейтраль будут находиться под напряжением включенной фазы. Во избежание негативных последствий и предупреждения аварии неполнофазный режим должен быть немедленно устранен.

В идеале наилучшей мерой защиты в таких случаях является глухое заземление нейтралей обмоток трансформаторов. Поэтому перед включением или отключением от сети трансформаторов 110–220 кВ, у которых нейтраль защищена вентильными разрядниками, следует наглухо заземлять нейтраль включаемой или отключаемой обмотки, если к тем же шинам или к питающей линии не подключен другой трансформатор с заземленной нейтралью.

Глухое заземление нейтрали трансформатора облегчает процессы отключения и включения намагничивающих токов, вследствие чего дуга при отключении трансформатора горит менее интенсивно и быстро гаснет.

Отключение заземляющего разъединителя в нейтрали трансформатора, работающего с разземленной нейтралью, следует производить сразу же после включения и проверки полнофазного включения коммутационного аппарата. Не допускается длительно оставлять нейтраль заземленной. Заземлением нейтрали изменяется распределение токов нулевой последовательности и нарушается селективность действия защит от однофазных замыканий на землю.

В настоящее время широкое распространение получили упрощенные схемы питания от одиночных и двойных проходящих линий 110–220 кВ. Число присоединяемых к ним трансформаторов может достигать 4–5. Если к такой линии присоединены два и более

трансформаторов, то целесообразно хотя бы у одного из них иметь глухое заземление нейтрали, что позволит в случае неполнофазной подачи напряжения на линию вместе с подключенными к ней трансформаторами избежать появления опасных напряжений на изолированных нейтралях других трансформаторов. На линейных вводах всех подключенных к линии трансформаторов образуется симметричная трехфазная система напряжений, при которой напряжение на изолированной нейтрали трансформатора будет равно нулю.

В сетях с эффективно заземленной нейтралью трансформаторы при возникновении аварийных режимов подвержены опасным перенапряжениям. Это может иметь место, когда при обрыве и соединении провода с землей выделяется участок сети, не имеющей заземленной нейтрали со стороны источника питания. На таком участке напряжение на нейтралях трансформаторов становится равным по величине и обратным по знаку ЭДС заземленной фазы, а напряжение неповрежденных фаз относительно земли повышается до линейного. Возникающие при этом из-за колебательного перезаряда емкостей фаз на землю перенапряжения представляют опасность для изоляции трансформаторов и другого оборудования данного участка.

В сетях с эффективно заземленной нейтралью на случай перехода части сети в режим работы с изолированной нейтралью предусматривают защиты от замыкания на землю, реагирующие на напряжение нулевой последовательности $3U_0$, которое появляется на зажимах разомкнутого треугольника ТН при соединении фазы с землей.

Такие защиты действуют на отключение выключателей трансформаторов с незаземленной нейтралью. Их настраивают так, чтобы при однофазном повреждении первыми отключались трансформаторы с изолированной нейтралью, а затем трансформаторы с заземленной нейтралью.

На ПС 110 кВ, где трансформаторы не могут получать подпитку со стороны СН и НН, такие защиты от замыкания на землю не устанавливаются и глухое заземление нейтралей не производится.

На основании изложенного оперативному персоналу необходимо выполнять следующие рекомендации:

при выводе в ремонт трансформаторов, а также при изменениях схем ПС необходимо обеспечивать режим заземления нейтралей, принятый в энергосистеме, и при переключениях не допускать в сетях с эффективно заземленной нейтралью выделения участков без заземления нейтралей у питающих сеть трансформаторов;

во избежание автоматического выделения таких участков на каждой системе шин ПС, где возможно питание от сети другого напряжения, рекомендуется иметь трансформатор с заземленной нейтралью с обязательной токовой защитой нулевой последовательности;

при выводе в ремонт трансформатора, нейтраль которого заземлена, необходимо предварительно заземлить нейтраль другого параллельно работающего с ним трансформатора;

без изменения положения нейтралей других трансформаторов производится отключение трансформаторов с изолированной нейтралью или нейтралью, защищенной вентильным разрядником.

2.7. Защита оборудования ПС от перенапряжений

Защита высоковольтного оборудования ПС от грозовых и коммутационных перенапряжений осуществляется:

от прямых ударов молнии — стержневыми и тросовыми молниеотводами;

от набегающих волн с отходящих линий — молниеотводами (от прямых ударов молнии на определенной длине этих линий) и защитными аппаратами, устанавливаемыми на подходах и в РУ, к которым относятся разрядники вентильные (РВ), ОПН, разрядники трубчатые (РТ) и защитные искровые промежутки.

Для оборудования ПС 110–220 кВ наибольшую опасность представляют грозовые перенапряжения, вследствие чего вольт-секундные характеристики искровых промежутков РВ должны быть такими, чтобы разрядники (например, типов РВС, РВМ, РВМГ) были отстроены от воздействия коммутационных перенапряжений.

Для сетей 330–750 кВ опасны как грозовые, так и коммутационные перенапряжения. Вследствие этого разрядники для ПС с таким напряжением (например, типа РВМК) выбираются на срабатывание при воздействии как грозовых, так и коммутационных перенапряжений.

Здания ЗРУ и ПС следует защищать от прямых ударов молнии в районах с числом грозовых часов в году более 20.

При установке стержневых молниеотводов на защищаемом здании от каждого молниеотвода прокладываются не менее двух токоотводов по противоположным сторонам здания.

РУ 3-20 кВ, к которым присоединены ВЛ, должны быть защищены РВ или ОПН, установленными на шинах или у трансформаторов. РВ или ОПН в одной ячейке с ТН должен быть присоединен до предохранителя ТН.

На подходах к подстанциям ВЛ 3-20 кВ с металлическими и железобетонными опорами установка защитных аппаратов не требуется. Однако при применении на ВЛ 3-20 кВ изоляции, усиленной более чем на 30 % (например, из-за загрязнения атмосферы), на расстоянии 200300 м от ПС и на ее вводе должны быть установлены защитные искровые промежутки.

Следует иметь в виду, что РВ морально и конструктивно устарели и уже сняты с производства, а оставшиеся в эксплуатации РВ практически отслужили свой нормативный срок. В настоящее время происходит их замена на современные ОПН. Таким образом, разрядники в качестве средств защиты от перенапряжений на вновь проектируемых ПС 110–750 кВ не применяются.

Необходимость установки ОПН для защиты оборудования в ячейках линий 330–750 кВ для ограничения коммутационных перенапряжений определяется расчетом и уровнем испытательных напряжений защищаемого оборудования.

Для линий 330 и 500 кВ длиной до 50 км установка ОПН не требуется.

Защитные аппараты от перенапряжений устанавливаются:

в цепи трансформатора (автотрансформатора);

на шинах РУ ПС;

у шунтирующих реакторов.

ОПН устанавливается для защиты трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов в цепи их присоединений до выключателя.

2.8. Трансформаторное масло: изоляционные свойства, отбор проб, очистка, осушка и регенерация

Трансформаторное масло применяется в трансформаторах в качестве охлаждающей среды для отвода тепла от проводов обмоток, а также служит изоляцией.

Одной из основных характеристик трансформаторного масла является его вязкость, уменьшающаяся при росте температуры и возрастающая при ее снижении.

Высокая вязкость масла ухудшает работу механизмов систем охлаждения, в связи с чем эта величина является нормируемой и подлежит проверке перед его заливкой в трансформатор.

Изоляционные свойства масел характеризуются показателями, значения которых должны быть не ниже указанных в табл. 2.6.

Таблица 2.6

При эксплуатации изоляционные свойства трансформаторного масла ухудшаются: оно

загрязняется, увлажняется, накапливает продукты окисления, в результате чего масло теряет свои химические и электрофизические свойства и стареет.

Кроме того, масло стареет также за счет совместного воздействия на него кислорода воздуха и электрического поля. Окислению способствуют высокие температуры, солнечный свет, наличие растворимых в масле солей металла, являющихся катализаторами окисления.

При наличии электрического поля в масле доля влаги растет по сравнению с наличием влаги при отсутствии электрического поля. Известно, что капли влаги и частицы загрязнений располагаются в электрическом поле вдоль его силовых линий, что приводит к резкому снижению электрической прочности масла.

Очистка масла от механических примесей и влаги осуществляется центрифугированием и фильтрованием через бумажные фильтры. Эффективная очистка получается при использовании центрифуги в комбинации с фильтр-прессом. Этот способ нашел широкое применение при очистке масла в трансформаторах до 110 кВ. В трансформаторах 220 кВ и выше, где к маслу предъявляются повышенные требования в части содержания газов, очистка производится в процессе ремонта; при этом одновременно осуществляются процессы сушки, фильтрации и дегазации масла, а при необходимости и насыщение его азотом (инертным газом).

В настоящее время получил распространение способ **осушки масла** при помощи цеолитов, которые по своему составу являются водными алюмосиликатами кальция или натрия. Они содержат огромное количество пор с разными молекулами. При фильтровании масла через слой высушенного цеолита находящаяся в масле влага проникает в поры и в них удерживается. Отработанные цеолиты восстанавливаются в стационарных установках продувкой горячим воздухом.

Регенерация представляет собой восстановление окисленного масла, то есть удаление из него продуктов старения. На практике применяется регенерация эксплуатационных масел с кислотным числом, не превышающим 0,3–0,4 мг КОН/г масла.

Для регенерации применяют различного рода адсорбенты естественного и искусственного происхождения. Восстанавливающие свойства адсорбентов основаны на способности за счет действия сил межмолекулярного притяжения осаждать на их поверхности продукты старения.

В качестве естественных адсорбентов применяются отбеливающая земля «зикеевская опока», искусственных — крупнопористый (КСК) и мелкопористый (КСМ) силикагель. Иногда применяется активный оксид алюминия, обладающий адсорбционной способностью по отношению к кислым продуктам старения масла.

При регенерации масло прокачивается через наполненный адсорбентом бак-адсорбер.

Наряду с перечисленными выше применяются специальные устройства для защиты масла в трансформаторах, такие, например, как расширитель трансформатора или воздухоочистительные фильтры.

Расширитель трансформатора, помимо основной функции по компенсации изменения объема масла в масляной системе трансформатора вследствие колебания температуры, позволяет также уменьшить площадь открытой поверхности масла, соприкасающейся с воздухом, что снижает степень окисления, увлажнения и загрязнения масла. Влага и механические примеси, попадая в расширитель из воздуха, осаждаются в его нижней части, откуда удаляются при ремонте трансформатора.

Воздухоочистительные фильтры устанавливают на опускных («дыхательных») трубах расширителей. В нижней части фильтра размещается масляный затвор, работающий по принципу сообщающихся сосудов, который очищает проходящий через него воздух от механических примесей и устраняет прямой контакт масла в расширителе с окружающей средой. Корпус фильтра заполняется силикагелем, осаждающим на своей поверхности частицы воды, содержащиеся в воздухе. С понижением температуры трансформатора объем масла в нем уменьшается, вследствие чего в расширителе создается разрежение и изменяется соотношение уровней масла в затворе. Когда уровень масла во внешней полости затвора

упадет настолько, что обнажится край затворного цилиндра, порция атмосферного воздуха пройдет через затвор и далее через поглотитель влаги, попадая в расширитель. При нагревании трансформатора масло начнет оказывать давление на воздушную подушку и в расширителе процесс пойдет в обратном направлении.

Воздухоосушающая способность фильтра определяется визуально по изменению цвета индикаторного силикагеля с голубого на розовый. Розовый цвет силикагеля свидетельствует о его увлажнении и необходимости замены всего силикагеля.

Срок службы силикагеля в воздухоочистительных фильтрах зависит от объема масла в трансформаторе и колеблется от 1 до 2 лет. Замена масла в масляных затворах производится через 2–3 года.

Для непрерывной регенерации масла в трансформаторах широко применяются **адсорбционные и термосифонные фильтры**, которые выполняют в виде металлических цилиндров, заполненных сорбентом, поглощающим продукты окисления и влагу из циркулирующего через них масла.

Адсорбционные фильтры применяют в системах охлаждения ДЦ и Ц, где обеспечивается принудительная прокачка масла через фильтры.

Термосифонные фильтры применяют в системах охлаждения М и Д, где масло перемещается сверху вниз вследствие разности плотностей нагретого и охлажденного масла.

Сорбентом в этих фильтрах служит силикагель КСК или активный оксид алюминия. Замена сорбента производится после того, как кислотное число превысит 0,1–0,12 мг КОН/г масла.

Для устранения контакта масла в расширителе трансформатора с атмосферным воздухом и предотвращения тем самым загрязнения и окисления масла применяется **азотная защита**. В качестве такой защиты на практике наиболее часто применяется система низкого давления (давление азота не более 3 кПа) с применением эластичной емкости.

Основным элементом системы является эластичный резервуар, выполненный из резиноканевой пластины (газонепроницаемый химически стойкий материал) и соединяемый газопроводом с расширителем трансформатора. Система заполняется азотом, давление которого незначительно превышает нормальное атмосферное давление при всех температурных изменениях уровня масла в расширителе. При нагреве трансформатора уровень масла в расширителе поднимается и заполняющий его азот переходит в эластичный резервуар, объем которого увеличивается. При понижении уровня масла в расширителе азот переходит в него из эластичного резервуара, стенки которого опадают. Газоосушитель служит для поглощения влаги, которая может попасть в газовую систему из масла или изоляции, а также из газового баллона во время подпитки системы азотом.

На ПС с двумя и более трансформаторами применяется групповая азотная защита с питанием от одного эластичного резервуара.

Дегазация масла производится под вакуумом на специальных установках, насыщение азота — продувками. При 3–4 продувках кислород в масле почти полностью замещается азотом. Содержание кислорода в газовом пространстве расширителя должно быть не более 1 %. При большем содержании кислорода азотная защита масла становится неэффективной.

Обслуживание азотной защиты заключается в следующем:

при осмотре устройства проверяется уровень масла в расширителе трансформатора, наполнение эластичных резервуаров азотом, цвет силикагеля в осушителе;

если объем эластичных резервуаров мал и не соответствует уровню масла в расширителе, проверяется внешнее состояние эластичных резервуаров и герметичность соединений всей газовой системы;

при необходимости производится подпитка газовой системы азотом из баллонов. Для этого отключается газовая защита трансформатора, закрывается кран и система через редуктор и кран заполняется азотом из баллонов до тех пор, пока объем эластичного резервуара не станет соответствовать уровню масла в расширителе. Подключение

эластичного резервуара к трансформатору производится в обратном порядке. Затем окончательно подключается к трансформатору его газовая защита.

Необходимость в подпитке азотом возникает, как правило, не чаще 1 раза в месяц. При надежной герметичности соединений всех узлов в надмасляном пространстве подпитку азотом производят 1 раз в год.

Пробы азота отбирают через каждые 6 мес. Если в газовой смеси обнаруживается более 3 % кислорода, при открытом вентиле производится 10-минутная продувка надмасляного пространства в расширителе чистым и сухим азотом. Газовая защита выводится из работы на все время продувки.

Доливка масла в трансформатор, имеющий азотную защиту, производится через нижний сливной кран.

Для герметизации масла трансформатора применяется **пленочная защита** в виде подвижной пленки, помещаемой в расширитель трансформатора и изолирующей масло в расширителе от соприкосновения с атмосферным воздухом. Пленочная защита выполняется в виде эластичного компенсатора, изменяющего свой объем при температурных колебаниях объема масла в трансформаторе, или в виде эластичной мембраны, плавающей на поверхности масла и свободно изгибающейся при изменении объема масла в расширителе. При этом в надмасляном пространстве трансформатора сохраняется нормальное атмосферное давление.

Уровень масла в расширителе контролируется по стрелочному указателю, рычаг которого опирается на поверхность пленки. Трансформатор с пленочной защитой заполняется дегазированным маслом с обязательным периодическим контролем его газосодержания.

Герметичность пленки проверяется при очередном ремонте трансформатора. В случае срабатывания газовой защиты трансформатора должна проводиться и проверка пленочной защиты.

Для увеличения срока службы трансформаторного масла применяются **присадки**. Нормально очищенное масло в качестве естественных антиокислителей содержит смолы, защищающие масло от окисления в начальный период его эксплуатации. Специальные присадки тормозят процесс окисления масла. Присадки в зависимости от принципа действия относят к следующим группам:

ингибиторы — антиокислители;

деактиваторы — вещества, уменьшающие каталитическое действие растворимых в масле соединений, содержащих металлы;

пассиваторы — вещества, образующие на металле пленку, предохраняющую от каталитического действия металлов.

Широкое применение нашли такие присадки, как ионол и антраниловая кислота.

Ионол представляет собой типичный ингибитор, который будучи введенным в масло в количестве 0,2 % от массы масла, замедляет образование осадка в очищенных маслах и тормозит рост $tg\delta$;

Антраниловая кислота представляет собой присадку с многофункциональным действием. Это сильный пассиватор и активатор, но слабый ингибитор. При введении в масло 0,02-0,05 % антраниловой кислоты коррозия меди и железа практически прекращается.

Наиболее эффективным является одновременное применение ионола и антраниловой кислоты.

Для обслуживания маслonaполненного оборудования должны быть организованы централизованные масляные хозяйства, оборудованные резервуарами для хранения масла, насосами, оборудованием для очистки, осушки и регенерации масла, передвижными маслоочистительными и дегазационными установками, емкостями для транспортировки масла.

В соответствии с требованиями ПУЭ, указатели уровня и температуры масла маслonaполненных трансформаторов и аппаратов и другие указатели, характеризующие

состояние оборудования, должны быть расположены таким образом, чтобы были обеспечены удобные и безопасные условия для доступа к ним и наблюдения за ними без снятия напряжения (например, со стороны прохода в камеру).

Для отбора проб масла расстояние от уровня пола или поверхности земли до крана трансформатора или аппарата должно быть не менее 0,2 м или должен быть предусмотрен соответствующий приямок.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосорники с соблюдением следующих требований ПУЭ:

габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора (реактора) не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе от 2 до 10 т; 1,5 м при массе от 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора (реактора) на расстоянии менее 2 м;

объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на одновременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор (реактор). Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100 % объема масла, залитого в трансформатор (реактор), и 80 % воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с-м² в течение 30 мин;

устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и другим подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т. п.;

маслоприемники под трансформаторы (реакторы) с объемом масла до 20 т допускается выполнять без отвода масла. Маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм;

маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленными, так и незаглубленными (дно на уровне окружающей планировки). При выполнении заглубленного маслоприемника устройство бортовых ограждений не требуется, если при этом обеспечивается выполнение приведенных выше требований к объему маслоприемника.

Маслоприемники с отводом масла могут выполняться:

с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;

без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприемника толщиной слоя не менее 0,25 м.

2.9. Маслонаполненные вводы: обслуживание, контроль изоляции

Обслуживание маслонаполненных вводов должно осуществляться в соответствии с «Типовой инструкцией по эксплуатации маслонаполненных вводов на напряжение 110–750 кВ» (РД 34.46.503).

Маслонаполненные вводы служат для ввода высокого напряжения в баки масляных трансформаторов и реакторов, масляных выключателей, а также для прохода через стены помещений закрытых РУ.

Токоведущая часть ввода представляет собой медную трубу с контактным зажимом сверху и экранированным контактным узлом снизу. У вводов трансформаторов через медную трубу пропускают гибкий отвод обмотки.

Изоляция ввода состоит из двух фарфоровых крышек, закрепленных на заземленной соединительной втулке, бумажной изоляции и заполняющего ввода масла.

Применяются также вводы с твердой изоляцией из бумажной намотки на изоляционный сердечник, пропитанной бакелитовой смолой. В этой конструкции отсутствует нижняя фарфоровая крышка. Поэтому нижняя часть ввода оказывается погруженной в трансформаторное масло.

По способу защиты внутренней изоляции маслonaполненные вводы разделяются на герметичные и негерметичные.

Для выравнивания напряженности электрического поля на изолирующей промежутке вводов используются металлические уравнивательные обкладки, которые часто применяются в качестве измерительных конденсаторов. К выводам от них подключаются приспособления для измерения напряжения.

Все неиспользованные выводы от измерительных конденсаторов подлежат заземлению. В противном случае (при разземлении или обрыве выводов) может произойти пробой изоляции из-за перераспределения напряжения по ее бумажным слоям.

Заполнение маслом вводов негерметичного исполнения обеспечивается маслораспределителями, снабженными маслоуказателями и устройствами защиты масла от увлажнения и загрязнения.

В герметичных вводах конденсаторного типа, постоянно находящихся под избыточным давлением, компенсация температурных изменений объема масла осуществляется с помощью компенсирующих устройств — герметически запаянных сильфонов, заполненных азотом, которые размещают в расширителях или в баках давления.

При осмотре маслonaполненных вводов проверяют:

уровень масла во вводе по маслоуказателю расширителя. При температуре окружающего воздуха 20 °С уровень масла должен находиться на половине высоты маслоуказателя;

состояние и цвет силикателя в воздухоочистительном фильтре; давление масла в герметичных вводах;

отсутствие течей масла в местах соединений фарфоровых крышек с соединительной втулкой, а также в соединениях отдельных деталей в верхней части ввода;

отсутствие загрязнений поверхности, трещин и сколов фарфора;

состояние фланцев и резиновых уплотнений;

отсутствие потрескиваний и звуков разряда;

отсутствие нагрева контактных соединений.

За изоляцией вводов должен осуществляться контроль.

Вводы конденсаторного типа с бумажно-масляной изоляцией заполняются малым количеством масла и имеют повышенные градиенты электрического поля. Поэтому наиболее часто причинами повреждения вводов являются тепловые пробои бумажной изоляции.

Для выявления повреждений внутренней изоляции вводов применяют устройства контроля изоляции вводов (КИВ). Особенно важно их использование для непрерывного контроля трансформаторных вводов напряжением 500 кВ и выше.

Принципиальная схема КИВ показана на рис. 2.3.

Действие КИВ основано на измерении суммы емкостных токов первой гармоники вводов трех фаз. При равенстве емкостей вводов и фазных напряжений в нулевом проводе звезды сумма емкостных токов равна (близка) нулю. Практически у ввода 500 кВ емкостный ток равен 100 мА, а небаланс суммы емкостных токов трех фаз составляет всего 3–5 мА. При нарушении изоляции одного из вводов ток небаланса резко возрастает.

Устройство включает в себя суммирующий емкостные токи и обеспечивающий безопасность работы устройства в случае пробоя трансформатор 4 и блок 5, содержащий измерительный, сигнальный и отключающий каналы, а также канал блокировки. Получаемый от суммирующего трансформатора 4 сигнал преобразуется в схеме блока 5

и поступает на измерительный прибор с двумя диапазонами измерений (0-20 и 0-100 мА) и на входы оперативных каналов устройства.

В зависимости от тока небаланса КИВ срабатывает на сигнал при токе выше 7 % номинального тока ввода, а на отключение трансформатора — при токе выше 25 % номинального тока ввода, и мгновенно блокируется при токе, превышающем 70 % номинального емкостного тока ввода. Блокировка предотвращает ложное срабатывание на отключение при повреждениях в цепях суммирующего трансформатора и вводов. В этом случае КИВ отключают, выясняют и устраняют причину повреждения.

Срабатывание сигнального канала, который считается главным в устройстве, указывает на прогрессирующее повреждение изоляции ввода. При срабатывании КИВ на сигнал необходимо измерить небаланс тока. Если он превышает установленное значение, то измерением емкостного тока каждого ввода определяют неисправный. Результаты замеров фиксируют в оперативном журнале и решают вопрос об отключении трансформатора для испытания ввода.

Ток небаланса вводов в процессе эксплуатации постоянно контролируется по прибору не менее 1 раза в смену.

Маслонаполненные вводы имеют низкую эксплуатационную надежность. Из-за быстрого старения масла образуется желто-бурый осадок (продукты разложения масла) на внутренней поверхности нижней фарфоровой крышки ввода. Это приводит к перекрытию изоляции, то есть к повреждению оборудования. Сложная технология ремонта поврежденных маслонаполненных вводов и затраты на ремонт сопоставимы со стоимостью нового ввода.

2.10. Повреждения при работе трансформаторов

В процессе эксплуатации могут возникнуть неполадки в работе трансформаторов, с одними из которых трансформаторы могут длительно оставаться в работе, а при других требуется немедленный вывод их из работы.

Причинами повреждений могут быть неудовлетворительные условия и уровень эксплуатации трансформаторов, их некачественный монтаж и ремонт, износ и старение изоляционных материалов и т. д.

Наиболее типичными повреждениями являются: повреждения изоляции, магнитопроводов, переключающих устройств, отводов от обмоток к переключающим устройствам и вводам, вводов.

Рассмотрим характер и причины возникновения указанных повреждений.

Повреждения изоляции. Причиной повреждения изоляции является, как правило, нарушение ее электрической прочности при увлажнении или при наличии незначительных изъязнов. В трансформаторах 220 кВ и выше повреждения возникают вследствие появления так называемого «ползущего разряда», представляющего собой постепенное разрушение изоляции местными разрядами, распространяющимися по поверхности диэлектрика под действием рабочего напряжения. Вследствие этого на поверхности изоляции возникает сетка токопроводящих каналов, что приводит к сокращению изоляционного промежутка и ведет к пробое изоляции с образованием внутри бака интенсивной дуги.

К форсированному тепловому износу витковой изоляции приводит набухание дополнительной изоляции катушек, следствием чего может являться прекращение подачи масла из-за перекрытия масляных каналов.

Механические повреждения витковой изоляции, как правило, происходят при КЗ в сети и недостаточной электродинамической стойкости трансформаторов из-за ослабления усилий запрессовки обмоток.

Повреждения магнитопроводов. Магнитопроводы повреждаются по причине перегрева вследствие разрушения лаковой пленки между листами и спекания листов стали при нарушении изоляции прессующих шпилек, а также при возникновении

короткозамкнутых контуров, когда отдельные элементы магнитопровода замыкаются между собой и на бак.

Повреждение переключающих устройств. Повреждения переключающих устройств ПБВ чаще всего происходят из-за нарушения контакта между подвижными контактными кольцами и неподвижными токоведущими стержнями. Ухудшение контакта, в свою очередь, происходит при снижении контактного давления и образования оксидной пленки на контактных поверхностях.

Переключающие устройства РПН являются сложными и требуют тщательной проверки, наладки и проведения контрольных испытаний.

Причинами повреждения РПН являются нарушения в работе контакторов и переключателей, подгорание контактов контакторных устройств, заклинивание механизмов контакторов, потеря механической прочности стальными деталями и бумажно-бакелитовым валом, перекрытие внешнего промежутка защитного разрядника.

Повреждения отводов . Повреждения отводов от обмоток к переключающим устройствам и вводам в основном возникают из-за неудовлетворительного состояния паек контактных соединений, а также из-за приближения гибких отводов к стенкам баков, загрязнения масла механическими примесями, в том числе оксидами и частицами металла из систем охлаждения.

Повреждения вводов. Повреждения вводов 110 кВ и выше связаны, как правило, с увлажнением бумажной основы. Попадание влаги внутрь вводов может иметь место при некачественных уплотнениях или при доливке вводов трансформаторным маслом с пониженной диэлектрической плотностью.

Как правило, причиной повреждения фарфоровых вводов является нагрев контактов в резьбовых соединениях составных токоведущих шпилек или в месте подсоединения наружных шин.

Контроль за состоянием трансформаторов и обнаружение возникающих неисправностей , как правило, осуществляется по анализу газов, растворенных в масле.

Для обнаружения повреждений на ранних стадиях их возникновения, когда выделение газов сравнительно слабое, на практике широко применяют метод **хроматографического анализа** газов, растворенных в масле.

При повреждениях трансформаторов из-за высокотемпературных нагревов происходит разложение масла и твердой изоляции с последующим образованием легких углеводородов и газов, которые растворяются в масле и накапливаются в газовом реле трансформатора. Период накопления таких газов может быть длительным, а скопившийся газ может существенно отличаться от состава газа, отобранного вблизи места его выделения. Все это затрудняет диагностику повреждения на основе анализа газа, которая может оказаться по этой причине запоздалой.

В масляных трансформаторах могут возникать частичные разряды при наличии микропузырьков воздуха, например, в бумажно-масляной изоляции. Однако такое явление исключительно редко встречается на практике благодаря технологии вакуумирования при заливке масла.

Анализ пробы газа, растворенного в масле, кроме точной диагностики повреждения дает возможность наблюдения за его развитием до срабатывания газового реле, что может оказаться полезным для более правильной оценки характера и последствий повреждения.

В целях более ранней диагностики повреждений из трансформаторов 2 раза в год отбирают пробы масла для хроматографического анализа газов, растворенных в масле.

Отбор пробы производится в следующей последовательности:

- очищают от загрязнений патрубков крана, предназначенный для отбора пробы;
- надевают на патрубок резиновый шланг;
- открывают кран и промывают шланг маслом из трансформатора;
- конец шланга поднимают вверх для удаления пузырьков воздуха;
- на конце шланга устанавливают зажим;

иглу шприца вкалывают в стенку шланга;
забирают масло в шприц и сливают масло через иглу для промывки шприца;
повторяют операцию заполнения шприца маслом;
заполненный маслом шприц вкалывают иглой в резиновую пробку и в таком виде отправляют в лабораторию.

В лаборатории проводится анализ масла с применением хроматографа ЛХМ-8МД. Результаты анализа сравниваются с обобщенными данными состава и концентрации газа, выделяющегося при различных видах повреждений трансформаторов. После этого выдается заключение об исправности трансформатора или повреждении и степени его опасности.

По составу растворенных в масле газов можно определить степень перегрева токопроводящих соединений и элементов конструкции трансформатора, частичных электрических разрядов в масле, перегрева и старения твердой изоляции трансформатора.

Из всего сказанного следует, что правильный выбор конструкции и параметров силовых трансформаторов для тех или иных ПС должен быть сделан еще на стадии проектирования с учетом того, что разные условия эксплуатации требуют разных конструктивных решений; следует поддерживать эти параметры в процессе эксплуатации с соблюдением приведенных выше указаний и рекомендаций и сохранять их за счет надлежащего качества ремонта.

При аварии на трансформаторах используют специальные защиты. Например, на рис. 2.4 показана одна из таких защит с использованием короткозамыкателей.

При аварии на трансформаторе одного из присоединений (Т1) установленная на нем защита подаст напряжение на катушку включения соответствующего короткозамыкателя SC1. Короткозамыкатель замкнет свои контакты, создав искусственное замыкание на землю. На это замыкание среагирует защита магистральной ЛЭП, в зоне действия которой находится ПС, и с помощью головного выключателя Q отключит всю подстанцию. Через небольшой промежуток времени сработает автоматическое повторное включение (АПВ) и включит головной выключатель. В бестоковую паузу сработает отделитель поврежденного трансформатора E1 и отключит его от сети. Таким образом, не используя отдельный выключатель на каждое присоединение, возможно отключить поврежденный участок, сохранив ПС в работе.

Глава 3. Обслуживание синхронных компенсаторов

3.1. Понятие о реактивной мощности. Режимы работы синхронных компенсаторов

Синхронная машина — это бесколлекторная машина переменного тока, у которой в установившемся режиме отношение частоты вращения ротора к частоте тока в цепи, подключенной к обмотке якоря, не зависит от нагрузки в области допустимых нагрузок (ГОСТ 27471-87).

Синхронный компенсатор (СК) — это синхронная машина, работающая без механической нагрузки, предназначенная для выдачи или потребления реактивной мощности (СТ МЭК 50(411)—73).

Энергосистема вырабатывает активную и реактивную энергию, между которыми имеется существенное различие.

Активная электроэнергия преобразуется в другие виды энергии (механическую, тепловую, световую и т. д.), необходимые для выполнения полезной работы.

Реактивная же энергия в другие виды энергии не переходит, а связана лишь с ее переносом от электрических полей к магнитным и обратно. Она создает условия, при которых активная энергия совершает работу, например, создает вращающие моменты в

асинхронных двигателях, обеспечивает требуемое реактивное сопротивление в коротких цепях (например, при электросварке) и т. д.

Многие электроприемники наряду с активной мощностью потребляют и реактивную, причем у некоторых из них (например, у сварочных трансформаторов) доля потребления реактивной мощности превосходит долю потребления активной. Это вызывает дополнительные потери электроэнергии и напряжения в сети, ухудшает пропускную способность сетей и требует значительных затрат на компенсацию реактивной мощности.

С одной стороны, реактивная мощность необходима потребителям электрической энергии, например, приводным асинхронным двигателям (для создания вращающего момента на их валу), сварочным трансформаторам (для получения крутопадающей внешней характеристики вторичного контура сварочного трансформатора с целью стабилизации сварочного тока), люминесцентным светильникам, реакторам и др.

С другой стороны, для обеспечения надлежащих технико-экономических показателей работы электрических сетей и повышения их пропускной способности величину реактивной мощности стремятся снизить за счет ее компенсации.

Передача реактивной мощности связана с потерями энергии (активной и реактивной) практически во всех элементах электросети: в ЛЭП, трансформаторах и распределительных сетях.

СК являются экономичным регулируемым источником реактивной мощности в энергосистемах, особенно на ПС дальних ЛЭП высоких и сверхвысоких напряжений. С помощью СК в зависимости от изменения нагрузок регулируют напряжение на шинах приемной и промежуточных ПС, компенсируют потоки реактивной мощности по линиям и обеспечивают повышение их пропускной способности. Кроме того, СК поддерживают динамическую устойчивость энергосистем при КЗ.

Кроме синхронных генераторов источниками реактивной мощности в электрических сетях являются емкостные элементы сети: силовые конденсаторные батареи, ЛЭП (особенно ЛЭП высших классов напряжения), перевозбужденные синхронные двигатели, СК и др., работающие параллельно с генераторами электростанций.

Отдача или получение реактивной мощности связана в основном с уровнем возбуждения синхронной машины, а именно:

увеличение тока возбуждения приводит к увеличению генерирования реактивной мощности;

снижение тока возбуждения приводит к противоположному результату.

СК может работать в режимах недовозбуждения или перевозбуждения.

Режим недовозбуждения характеризуется тем, что если ток возбуждения уменьшать, то в токе, потребляемом СК от сборных шин ПС, будет возрастать индуктивная составляющая, что вызовет потребление из сети реактивной мощности с соответствующим возрастанием потерь в сети.

В режиме перевозбуждения ток возбуждения превышает ток ХХ и СК потребляет из сети опережающий ток, что соответствует отдаче в сеть реактивной мощности.

Таким образом, по отношению к сети СК в зависимости от тока возбуждения ведет себя как индуктивность или как емкость, являясь, соответственно, потребителем или источником реактивной мощности.

3.2. Системы возбуждения синхронных компенсаторов

При эксплуатации СК должны быть обеспечены их бесперебойная работа в допустимых режимах, надежное действие систем возбуждения, охлаждения, водоснабжения, маслоснабжения, устройств РЗА и т. д.

Установленный режим работы СК по разным причинам (от изменения напряжения сети, при КЗ и т. д.) может самопроизвольно изменяться. Во многих таких случаях с целью поддержания устойчивости параллельной работы электростанций и снижения колебаний

напряжения на шинах потребителей необходима автоматическая или ручная форсировка возбуждения.

В настоящее время применяются следующие системы возбуждения: электромашинная система, тиристорная реверсивная система (вместо ионного возбуждения), система бесщеточного возбуждения.

Электромашинная система возбуждения. При этой системе возбуждения возбудительный агрегат состоит из возбудителя постоянного тока, приводного асинхронного двигателя и подвозбудителя постоянного тока с самовозбуждением. В схеме автоматического регулирования напряжения имеется устройство компаундирования, состоящее из промежуточного трансформатора и выпрямителей. Выпрямленный ток изменяется пропорционально току статора.

Если напряжение в сети, например, изменилось до $0,9U_{ном}$, то при постоянном токе ротора это приведет к увеличению тока статора. На выходе устройства компаундирования возрастает ток, посылаемый им в обмотку возбуждения возбудителя, что приводит к увеличению тока в роторе и частичному восстановлению напряжения на шинах. Поскольку устройство не обеспечивает точного поддержания напряжения на шинах ПС, то одновременно с регулированием по току статора применяется еще регулирование по напряжению на выводах статора. Оно выполняется корректором напряжения, вступающим в работу с некоторым опозданием, вносимым усилителем устройства. Корректор увеличивает возбуждение СК, изменяя ток в дополнительных обмотках возбудителя.

Ручное управление нагрузкой СК производится шунтовым реостатом при отключенном корректоре напряжения, если корректор включен его установочным трансформатором.

При КЗ, когда напряжение в сети резко снижается (до $0,85U_{ном}$ и ниже), вступает в действие форсировка возбуждения. При ее срабатывании закорачивается шунтовой реостат в цепи возбуждения возбудителя. В результате ток ротора увеличивается до максимального и возбуждение СК достигает предельного значения.

Персоналу запрещается вмешиваться в работу устройства автоматического регулирования возбуждения, если время форсировки не превышает допустимое.

После отключения КЗ или по истечении установленного времени форсировки СК должен автоматически разгружаться и переводиться в номинальный режим работы.

Энергия магнитного поля СК при отключении его от сети превращается в электрическую энергию. Переходный процесс может привести к появлению опасных для изоляции обмотки ротора и контактных колец перенапряжений. Если отключение СК вызвано еще и повреждением внутри машины, то ток в обмотке возбуждения будет длительно индуцировать в статорной обмотке ЭДС, что приведет к устойчивому горению дуги и увеличению степени повреждения.

Поэтому при внутренних КЗ необходимо не только отключение СК от сети, но и по возможности плавное **гашение магнитного поля возбуждения**.

Отключение обмотки ротора СК от возбудителя и одновременное гашение магнитного поля выполняются быстродействующим автоматом гашения поля (АГП).

АГП состоит из дугогасительной решетки, шунтирующего резистора и двух пар контактов. При отключении АГП сначала размыкаются рабочие, а затем дугогасительные контакты. Электрическая дуга, возникающая между дугогасительными контактами, под действием магнитного поля втягивается в дугогасительную решетку, состоящую из набора металлических пластин. Решетка разбивает дугу на ряд коротких дуг, горение которых рассеивает энергию магнитного поля ротора. С уменьшением запаса магнитной энергии дуги гаснут; при этом сопротивление шунтирующего резистора обеспечивает плавное снижение тока в цепи ротора до нуля. Следует знать, что внезапные обрывы цепи тока сопровождаются перенапряжениями в цепи ротора.

Надежное гашение дуги АГП с дугогасительной решеткой обеспечивается в том случае, если ток ХХ компенсатора не менее 200 А. При меньшем значении тока дуга между пластинами АГП горит неустойчиво и возможен обрыв цепи тока.

Тиристорная реверсивная система возбуждения. Тиристоры, соединенные по трехфазной мостиковой схеме, питаются от выпрямительного трансформатора напряжением 11/0,63 кВ и управляются от АРВ. Выпрямленное напряжение подается на обмотку возбуждения ротора через переключатели полярности возбуждения, которые изменяют направление тока в обмотке возбуждения в системе реверсивного регулирования.

Для защиты обмотки ротора от перенапряжений применяются ОПН, собранные из двух групп встречно включенных полупроводниковых элементов. Регулирование возбуждения СК выполняется АРВ, воздействующим на управляющие электроды тиристоров. Питание АРВ и системы сеточного управления тиристорами осуществляется от трансформатора собственных нужд.

Исправность тиристоров контролируется с помощью неоновых ламп, включенных параллельно каждому тиристоры. В случае пробоя тиристора его лампа перестает светиться, а остальные лампы на последовательно включенных тиристорах горят ярче.

Измерение токов возбуждения осуществляется следующим образом:
выпрямленного тока возбуждения — с помощью амперметра, включенного на шунт;
тока возбуждения ротора для АРВ — с помощью трансформатора постоянного тока и вспомогательного устройства измерения.

Тиристоры охлаждаются циркулирующей по замкнутому контуру дистиллированной водой, которая в свою очередь охлаждается технической водой в теплообменнике. Дистиллят для охлаждения поступает из бака, уровень воды в котором контролируется специальным реле. Пополнение бака водой обеспечивается автоматически от дистилляторной установки.

Колебания температуры охлаждающей воды на входе в преобразователь допускаются в пределах от 5 до 40 °С.

Нижний предел температуры установлен по условию предотвращения конденсации влаги на охладителях тиристоров и связанного с этим понижения уровня изоляции.

Превышение верхнего предела температуры грозит выходом из строя тиристоров.

Поддержание температуры воды осуществляется автоматически с помощью регулятора температуры (например, РТ-40) или вручную с помощью обходного вентиля.

Управление возбуждением осуществляется следующим образом. При пуске СК напряжение на трансформатор, преобразователь и систему управления тиристорами подается одновременно с включением пускового выключателя. Управляющие импульсы на тиристоры подаются после включения рабочего выключателя, в момент включения которого ток возбуждения равен нулю, что соответствует уставке смещения. Устройство АРВ включается лишь после автоматической подстройки его уставки к напряжению на шинах СК, то есть через несколько секунд после включения рабочего выключателя. Дальнейшее регулирование возбуждения осуществляется оперативным персоналом путем воздействия на уставку АРВ. При неисправности АРВ регулирование возбуждения производится при помощи блока ручного управления.

При нарушении в работе тиристорного возбудителя выпадает соответствующий блинкер на панели управления возбудителем и срабатывает реле сигнализации, контакты которого блокируют пуск СК.

Гашение поля ротора в случае аварийного отключения СК производится АГП с одновременным переводом тиристоров в инверторный режим, то есть в режим преобразования постоянного тока в переменный.

Система бесщеточного возбуждения. Данная система возбуждения с применением реверсивной системы с двумя обмотками на роторе используется для СК мощностью 50-160 МВА, в которой основная обмотка служит для положительного возбуждения, а дополнительная обмотка создает поток.

Для обслуживания таких систем возбуждения действуют специальные инструкции, например, «Инструкция по эксплуатации реверсивных бесщеточных систем возбуждения синхронных компенсаторов КСВБО50-11У1» (РД 34.45.503). Данная инструкция предназначена для эксплуатационного персонала ПС, на которых установлены СК серий

КСВБ или КСВБО50-11У1.

Достоинством системы бесщеточного возбуждения является отсутствие в ее конструкции щеточно-контактного узла для подвода тока к обмотке ротора, что значительно повышает надежность системы.

Система бесщеточного возбуждения может быть:

положительной , обеспечивающей регулирование нагрузки СК в емкостном режиме;
реверсивной , служащей для регулирования нагрузки СК в емкостном и индуктивном режимах.

Положительное бесщеточное возбуждение применяется в случае, когда не требуется автоматическое регулирование в режиме индуктивной нагрузки. Однако при малых нагрузках (например, в ночные часы или нерабочие дни) возникает необходимость автоматического регулирования режима работы СК в режиме индуктивной нагрузки. В этом случае применяется система реверсивного регулирования, в состав которой входят бесщеточные возбудители для обеих систем возбуждения (положительной и реверсивной).

Принципиальная схема бесщеточного положительного возбуждения СК мощностью 50 МВА приведена на рис. 3.1.

Возбудитель состоит из трехфазного генератора **10** и вращающегося вместе с ротором выпрямителя **12**. Генератор имеет неподвижную обмотку возбуждения возбудителя, прикрепленную к торцевому щиту компенсатора, и вращающийся трехфазный якорь, закрепленный на валу компенсатора. Обмотка якоря соединена с вращающимся выпрямителем **12**. Для выпрямления применяются кремниевые диоды типа В2-500-20, которые размещают на стальных кольцах, изолированных друг от друга и от вала. Выпрямитель собирают по мостовой схеме. Выпрямленный ток от вращающегося выпрямителя подается к обмотке ротора **13** через токопровод, расположенный внутри вала ротора. Защитный пусковой резистор **14**, сопротивление которого в 15 раз превышает активное сопротивление обмотки возбуждения, подключен параллельно этой обмотке. Он защищает обмотку ротора от перенапряжений при асинхронном пуске и в переходных режимах, а также обеспечивает гашение поля ротора. При бесщеточном возбуждении АГП не применяются.

Для контроля сопротивления изоляции цепи возбуждения установлено токосъемное устройство **15** с электромагнитным приводом. При контроле сопротивления изоляции на вентильное кольцо опускают две щетки и производят измерение напряжения полюса постоянного тока относительно земли.

Возбуждение компенсатора регулируется при помощи АРВ. В шкафах АРВ размещены тиристорный преобразователь, электронная система управления **9**, устройства защиты и магнитные усилители. Напряжение возбуждения возбудителя регулируется изменением фазы импульсов, отпирающих тиристоры, относительно анодного напряжения. Фаза управляющих импульсов может изменяться автоматически и вручную. Основным режимом регулирования автоматический. В случае неисправности АРВ переходят на ручное управление.

Защита бесщеточного возбуждения от КЗ осуществляется устройством защиты, на вход которого подается напряжение от измерительной катушки **11** , расположенной между полюсами магнитной системы обращенного синхронного генератора **10**, и от измерительного преобразователя тока тиристорного преобразователя. При повреждении вентилей в измерительной катушке резко возрастает ЭДС и устройство защиты подает команду на отключение возбудителя.

Возбудители охлаждаются водородом по замкнутому циклу через газоохладители.

3.3. Система охлаждения

В процессе работы СК в нем выделяется теплота, обусловленная нагревом обмоток статора и ротора электрическим током, электромагнитными потерями в стали, потерями на

вентиляцию и трение. Для нормальной работы СК необходим отвод тепла охлаждающей средой — воздухом или водородом.

В СК применяется так называемая косвенная (поверхностная) система охлаждения, передающая тепло охлаждающему газу внешней поверхностью активных частей машины.

По сравнению с воздухом водородное охлаждение имеет преимущества в связи с особыми свойствами водорода, а именно:

теплопроводность водорода в 7 раз превышает теплопроводность воздуха;

водород легче воздуха в 14,3 раза, что способствует уменьшению вентиляционных потерь почти в 10 раз;

в окружении водорода изоляция работает лучше, так как на нее не оказывает влияние кислород (озон);

уменьшается опасность развития пожара в машине, так как водород не поддерживает горение.

Однако водородное охлаждение более сложно в обслуживании по сравнению с воздушным. Кроме того, водород в соединении с воздухом образует взрывоопасную смесь, в связи с чем машины с водородным охлаждением должны быть газоплотными. Чтобы воздух не попал в корпус машины, в них постоянно должно поддерживаться избыточное давление водорода. Оптимальным для СК средней мощности принято рабочее давление водорода 0,1 МПа (1 кгс/см²). С уменьшением давления мощность СК падает.

Если водород в системе охлаждения заменить воздухом, то допустимая нагрузка СК должна быть не выше 60–70 % его номинальной мощности.

СК серии КСВ имеют замкнутую систему вентиляции. У СК наружной установки газоохладители размещаются вертикально внутри корпуса вблизи торцевых щитов. Они состоят из стальных трубных досок, между которыми проходят латунные трубки. Внутри трубок циркулирует вода, снаружи — охлаждаемый водой газ. Перемещение газа в машине обеспечивается двумя вентиляторами, расположенными по торцам ротора. Вентиляторы прогоняют газ по замкнутому пути: зона торцевых щитов — радиальные вентиляционные каналы в стали статора и лобовые части обмоток статора — камера горячего воздуха — газоохладители. Ротор под действием эффекта самовентиляции охлаждается газом, проходящим по радиальным каналам остова. Из камеры контактных колец охлаждающий газ возвращается в корпус СК через маслогазовый фильтр, очищающий газ от угольной пыли.

Для **вытеснения воздуха** в СК используется диоксид углерода. Подача диоксида углерода производится через нижний коллектор СК и через нижний газопровод камеры контактных колец. Воздух, как более легкий газ, удаляется из верхних точек этих объемов. Баллоны с диоксидом углерода подсоединяют к коллектору без редукторов. Одновременно разряжают несколько баллонов.

В процессе разрядки баллонов могут замерзнуть вентили на них и на коллекторе из-за того, что расширение диоксида углерода при переходе его из жидкого состояния в газообразное связано с поглощением теплоты. Если скорость истечения диоксида углерода превысит 3 кг/ч, подводимой снаружи теплоты окажется недостаточно и диоксид углерода замерзнет в арматуре и даже в баллонах. Поэтому вентили на баллонах и общий вентиль на коллекторе необходимо периодически закрывать и открывать. Замерзшие баллоны отсоединяют от рампы и располагают в теплом помещении или подогревают до полного размораживания. Затем их снова используют.

Эффективным способом опорожнения баллонов с диоксидом углерода является установка их в опрокинутом положении. В этом случае жидкий диоксид углерода выливается из баллонов. Во избежание замерзания при дросселировании вентилем вентиль подогревают электронагревательными элементами.

Контроль за сменой воздуха производится путем химического анализа вытесняемого воздуха. Его вытеснение считается законченным, если содержание диоксида углерода в смеси составит не менее 85 %. После этого закрывают вентиль выпуска из корпуса и все вентили коллектора.

Замена газовой среды возможна как на работающем СК, так и на остановленном.

Процесс вытеснения диоксида углерода водородом осуществляется следующим образом. Перед вытеснением продувают все импульсные трубки открытием их вентилях. Водород подают в верхний коллектор СК, а диоксид углерода удаляется через нижний коллектор. Заполнение СК водородом производится при избыточном давлении 10–20 кПа. Давление регулируют открытием вентиля, через который диоксид углерода вытесняется в атмосферу. Заполнение СК водородом считается законченным, когда химический анализ газа покажет, что в нем содержится 95–96 % водорода. Повышение давления водорода в СК до рабочего производится лишь после окончательного вытеснения диоксида углерода после закрытия выходного вентиля.

Контроль за вытеснением диоксида углерода на работающем СК ведется по дифференциальному манометру, а электрический газоанализатор должен быть отключен. Включение его производится в случае необходимости при чистоте водорода не ниже 90 %. Тогда же отбирается и первая проба газа для химического анализа.

Перевод СК с водородного на воздушное охлаждение производится следующим образом. Перед началом операции нагрузка СК снижается до 60–70 % его номинальной мощности — до значения, допустимого при работе с воздушным охлаждением. Порядок операций по вытеснению водорода диоксидом углерода такой же, как и при вытеснении воздуха диоксидом углерода. В корпусе СК поддерживается давление 10–20 кПа.

Вытеснение водорода диоксидом углерода заканчивается при содержании диоксида углерода в смеси, взятой из отборника на водородном коллекторе, не менее 95 % при остановленном СК и не менее 85 % на работающем СК.

Водород из СК должен выпускаться в атмосферу только через огнепреграждающее устройство.

Затем осуществляется вытеснение из корпуса СК диоксида углерода воздухом, подаваемым из ресивера по газопроводу через редуктор. Воздух подается до тех пор, пока диоксид углерода не удалится из СК полностью, то есть при условии содержания его в пробе не более 1 %.

Подготовка камеры контактных колец для работы внутри камеры (чистка, осмотр, замена щеток и др.) выполняется только при отключенном СК и остановленном роторе. Для последующего вскрытия камеры не обязательно вытеснение водорода из корпуса СК. Достаточно перекрыть вентили газопроводов, соединяющих камеру с корпусом, и отделить камеру от остального объема специальным (электромагнитным или механическим) уплотняющим устройством. Затем в камеру подается из баллона диоксид углерода. Время заполнения камеры диоксидом углерода, как правило, не превышает 10–15 мин.

Для вытеснения диоксида углерода воздух подается в камеру через верхний вентиль, а диоксид углерода выходит в атмосферу через нижний продувочный вентиль.

По окончании ремонта люк камеры закрывают, и воздух из нее сразу вытесняют диоксидом углерода, а затем диоксид углерода вытесняется водородом. Продувка камеры продолжается до тех пор, пока содержание водорода не станет таким же, как и в корпусе. После этого объемы камеры и корпуса соединяют открытием уплотнений и вентилях.

При контроле давления и чистоты водорода в СК с водородным охлаждением должны контролироваться давление и чистота водорода в корпусе машины. Давление водорода в СК поддерживается автоматически механическим регулятором давления или вручную при малой утечке водорода. Отклонение давления водорода от номинального значения допускается не более чем на 10 кПа для СК, работающих с избыточным давлением 50 кПа и выше, и не более чем на 1 кПа для СК с избыточным давлением 5 кПа.

Контроль за давлением ведется по манометру. При достаточной газоплотности корпуса суточная утечка водорода не превышает 2 % общего объема газа в СК.

Чистота водорода в СК при рабочем давлении 50 кПа должна быть не ниже 95 %, а при давлении 50 кПа и выше — не ниже 97 %. Снижение этих показателей повышает вероятность возникновения взрывоопасных смесей газов и приводит к дополнительному

нагреву активных частей машины в среднем на 1 °С на каждые 1,5 % понижения чистоты водорода.

Помимо автоматического контроля чистоты водорода производится контрольный химический анализ газа. Показания электрического газоанализатора сверяются с результатами химического анализа.

Водород в СК должен быть сухим, с относительной влажностью не более 85 % при рабочем давлении и любой температуре холодного газа. Наличие влажности водорода вызывает конденсацию влаги внутри СК, снижает сопротивление изоляции обмоток, способствует повышенной коррозии стальных конструкций.

Влажность водорода контролируется по психрометру не реже 1 раза в неделю. Если влажность водорода повышается, то ее замеры производятся ежедневно.

Кроме того, проверяется отсутствие влаги в указателе уровня жидкости и у дренажных вентилей газовой системы. Причиной повышения влажности может быть как применение водорода с повышенным содержанием влаги, так и течь в газоохладителях.

В первом случае уменьшить содержание влаги можно путем продувки системы чистым сухим водородом, во втором случае — обнаружением поврежденного газоохладителя.

Необходимость строгого соблюдения требований безопасности при обслуживании систем водородного охлаждения обусловлена опасностью работы с водородом из-за возможного образования взрывоопасных смесей водорода с воздухом (если водорода содержится от 4 до 75 % по объему) или кислородом.

Взрывоопасная смесь образуется в корпусе СК по следующим причинам:
при понижении в нем давления водорода и подсосе воздуха;
при неполной продувке инертным газом во время замены охлаждающей среды;
при попадании водорода в СК через неплотно закрытые вентили, если отсутствует видимый разрыв по пути подачи водорода к коллектору.

Причинами взрыва могут быть местный нагрев, быстрое истечение газа, детонация, открытый огонь.

На случай внезапного повреждения водородной системы и загорания струи водорода вблизи СК должен находиться баллон с диоксидом углерода и шланги, которые позволят ликвидировать загорание на любом участке водородной системы.

3.4. Система водоснабжения

Источником технической воды, как правило, служат артезианские скважины или магистрали городского водопровода. При карбонатной жесткости артезианской воды более 3 мг-экв/кг в системах охлаждения СК устанавливают электромагнитные аппараты противонакипной обработки воды. Эти аппараты безреагентной водоподготовки не удаляют из воды образатели накипи, но создают условия, при которых ослабляется их кристаллизация на поверхности охладителей. После магнитной обработки в воде приостанавливается рост крупных кристаллов карбоната кальция. Мелкие же кристаллы в условиях движущегося потока жидкости не оседают на поверхностях охлаждения. В схеме водоснабжения предусматриваются электробойлеры для нагрева масла подшипников при пуске СК в зимнее время.

При обслуживании установок водоснабжения необходимо придерживаться следующих положений.

С целью повышения надежности пуска и работы электродвигателей циркуляционных насосов их питание должно осуществляться от разных секций собственных нужд ПС. В схеме должно быть предусмотрено включение резервного насоса при отключении любого рабочего насоса. Насос в схеме автоматического пуска должен быть заполнен, и его задвижки должны находиться в положении пуска.

При недостаточном уровне воды во всасывающей патрубке насоса его пуск не будет успешным. В применяемых схемах пуск циркуляционных насосов производится как при

закрытых, так и при открытых задвижках на напорном трубопроводе. При пуске с закрытыми задвижками на них устанавливается электропривод, открывающий их после достижения двигателем номинальной частоты вращения. Такой кратковременный пусковой режим не опасен для электродвигателя и насоса.

На включенном СК должна быть сигнализация понижения давления воды в напорном трубопроводе, при срабатывании которой персонал обязан осмотреть работающие насосы и устранить причину понижения давления. При полном прекращении циркуляции воды в охладителях СК работать не может, поэтому он автоматически отключается от сети.

Газоохладители СК эффективно работают при протекании воды по всем их трубкам и полном заполнении их водой. Для этого расход воды через газоохладители регулируется не напорными, а сливными задвижками. Напорные задвижки необходимо держать полностью открытыми.

Водород или воздух, заполняющий корпус СК, содержит влагу в виде водяного пара. Количество водяного пара, находящегося в смеси с газом, зависит от температуры смеси. При понижении температуры содержание взвешенной влаги уменьшается. Сильное охлаждение трубок газоохладителей вызывает выпадение на поверхности трубок избытка влаги в виде капель росы.

Для предотвращения конденсации влаги на трубках газоохладителей температура поступающей в них воды не должна быть ниже 5-10 °С. Внешним признаком конденсации влаги на трубках газоохладителей служит ее конденсация на трубопроводах, подающих холодную воду. Если поверхность трубопроводов покрылась влагой, то вероятность конденсации влаги на трубках газоохладителей велика.

Для предотвращения конденсации влаги на трубках газоохладителей в зимнее время необходимо снижение интенсивности охлаждения воды в брызгальном бассейне. С этой целью на данной трубе полностью открывают задвижки зимнего сброса и прикрывают вентили разбрызгивателей. Полностью закрывать вентили части разбрызгивателей не следует, поскольку вода может замерзнуть в трубах. Чтобы избежать замораживания, вода должна непрерывно протекать через патрубки *всех разбрызгивателей*.

На практике часто имеют место течи газоохладителей, которые представляют собой серьезную опасность для изоляции обмоток и выводов СК, поскольку при этом в машину вносится большое количество влаги. Вода, скопившаяся в дренажном приемке, поступает в указатель жидкости, подающий сигнал о повреждении. На работающем СК повреждение отыскивают поочередным перекрытием газоохладителей задвижками на входе и выходе, наблюдая при этом за поступлением воды в указатель жидкости. Одновременно перекрывать оба газоохладителя, расположенных с одного торца СК, не следует, так как это может вызвать повышение температуры активных частей машины. Поиск отдельных поврежденных трубок в газоохладителе производится на отключенном от сети СК.

3.5. Система маслоснабжения

В соответствии с ПУЭ, на ПС с СК должны сооружаться два стационарных резервуара турбинного масла вне зависимости от количества и объема резервуаров изоляционного масла. Системы турбинного и изоляционного масла должны быть независимыми. Объем каждого резервуара должен быть не менее 110 % объема масляной системы наибольшего СК, устанавливаемого на данной ПС.

Маслоснабжение подшипников СК с водородным охлаждением осуществляется по следующей схеме.

Непрерывная циркуляция масла через подшипники и масляные уплотнители у СК мощностью 100 МВ-А и выше обеспечивается маслонасосом по замкнутому циклу. Нагретое масло охлаждается в маслоохладителе, встроенном в сливной бак.

Подача масла в подшипники контролируется двумя струйными реле, которые срабатывают при обрыве струи масла, а также при отключении маслонасоса. При этом

струйное реле подает импульс на включение резервного маслоснасоса, электродвигатель которого питается от шин постоянного тока.

Если циркуляция масла не восстанавливается, СК по истечении заданной выдержки времени (8-10 с) отключается от сети. Помимо струйных реле работа системы маслоснабжения контролируется манометрами, подключенными к напорным маслопроводам и индукционным реле уровня масла, вмонтированным в бак маслоохладителя и контролирующим уровень масла в нем. Температура масла измеряется термометром сопротивления и термометрическим сигнализатором.

Для систем маслосмазки применяется очищенное турбинное масло марки Т30 или Тп30.

Обслуживание системы маслоснабжения заключается в контроле за нормальной циркуляцией масла и давлением его в маслопроводах, а также за температурой охлаждающего масла и подшипников.

Давление масла в уплотнениях при вращающемся и неподвижном роторе СК должно превышать давление водорода в корпусе машины.

Нормальной температурой охлаждающего масла считается температура 25 °С с допустимыми отклонениями в пределах 20–40 °С.

В зимнее время перед пуском СК холодное масло в системе маслоснабжения подогревается подачей в маслоохладитель охлаждающей воды, нагретой до 60 °С, с помощью электробойлерной установки. Можно использовать также и горячую воду из системы отопления.

Температура подшипников в нормальных условиях не должна превышать 65 °С. Если температура повысится до 70 °С, термометрический сигнализатор подаст сигнал о возрастании температуры. Предельной считается температура 80 °С, при которой СК отключается от сети.

3.6. Порядок действий персонала при пуске и останове СК и выводе его в ремонт

В соответствии с требованиями ПТЭ, при пуске и во время эксплуатации СК должен осуществляться контроль электрических параметров статора, ротора и системы возбуждения; температуры обмотки и стали статора, охлаждающих сред (в том числе и оборудования системы возбуждения), уплотнений вала, подшипников и подпятников; давления, в том числе перепада давлений на фильтрах, давления и температуры масла, герметичности систем жидкостного охлаждения и др.

Перед пуском СК необходимо проверить работоспособность его масляной и газовой систем и системы водоснабжения, а также произвести внешний осмотр СК и его агрегата возбуждения. Одновременно необходимо произвести пусковые измерения сопротивления изоляции обмоток и подшипников.

В холодное время года включение СК допускается при температуре статора не ниже 5 °С. При более низкой температуре СК необходимо прогреть путем подачи в обмотку ротора тока от возбuditеля.

Температура холодного масла для смазки подшипников при пуске должна быть не ниже 20 °С, вследствие чего в зимнее время масло подогревается, например, водой из системы отопления.

По маслоуказателю проверяется уровень масла в баках маслоснабжения, а после включения масляного насоса проверяется циркуляция и давление масла в подшипниках. Проверяется работоспособность автоматического включения резервного насоса при обрыве струи масла.

При пуске СК на водородном охлаждении сверяется положение каждого вентиля газовой системы со схемой, соответствующей режиму пуска. Одновременно проверяется чистота водорода в корпусе СК и работа автоматического газоанализатора.

Затем включается циркуляционный насос и проверяется циркуляция воды через газоохладители, а также действия автоматики включения резервного насоса. В работе остается любой насос.

После этого мегаомметром 500-1000 В измеряется сопротивление изоляции обмоток ротора и статора, допустимое сопротивление которых должно быть не менее 0,5 МОм. Сопротивление изоляции обмотки статора СК, как правило, не нормируется. Однако результаты измерений сравниваются с результатами предыдущих измерений. Уменьшение сопротивления изоляции в 3–5 раз указывает на появление в изоляции слабых мест, которые необходимо обнаружить и устранить. Сопротивление изоляции подшипников СК, измеренное мегаомметром 1000 В, должно быть не менее 1 МОм.

Перед пуском СК шунтовой реостат в цепи возбуждения устанавливается в положение ХХ, а АГП должен быть отключен.

Применяемый реакторный пуск СК с водородным охлаждением почти полностью автоматизирован. Цепь управления пуском создается лишь при соответствующем положении выключателей, аппаратов и оборудования, необходимых для нормального разворота ротора и включения СК в сеть. Готовность к пуску сигнализируется на световом табло.

После проведения указанных подготовительных операций включают агрегат возбуждения, подают оперативный ток на схему автоматического управления пуском и ключом автоматического пуска включают СК. В процессе пуска сигнальными устройствами контролируют последовательность пусковых операций, а именно: включение пускового выключателя и АГП, включение рабочего и отключение пусковых выключателей.

Продолжительность пуска составляет 40–50 с; за это время ток в цепи изменяется от 2–2,5-кратного значения номинального тока до установившегося значения. При этом ротор втягивается в синхронизм и начинает вращаться с синхронной частотой, а реактор сначала шунтируется включением рабочего выключателя, затем выводится из схемы отключением пускового выключателя и двух его разъединителей, имеющих автоматический привод.

Для набора реактивной нагрузки после окончания пусковых операций на АВР устанавливают требуемую уставку, и СК автоматически загружается в зависимости от напряжения сети.

Для остановки СК производится отключение его рабочего выключателя после отключения автоматического регулирования напряжения и снятия нагрузки. Все остальные операции (останов насосов смазки и охлаждения и др.), как правило, выполняются автоматически, без участия персонала.

Во время останова СК персоналу следует проконтролировать отключение рабочего выключателя, выключателя электродвигателя агрегата возбуждения и АГП. Если при отключении СК будет обнаружена неисправность АГП, то она должна быть немедленно устранена. Масляный насос должен отключаться только после полной остановки ротора.

Для вывода СК в ремонт необходимо:

проверить отключенное положение рабочего выключателя;

отключить его шинные разъединители;

проверить отключенное положение пускового выключателя и его разъединителей;

отключить ТН со стороны НН и ВН;

проверить отключенное положение выключателя двигателя агрегата возбуждения;

выкатить тележку выключателя в шкафу КРУ.

При длительном ремонте прекращается подача охлаждающей воды в газовые и масляные охладители. Если на время ремонта СК он остается заполненным водородом, газоанализатор на нем не отключается и за водородом осуществляется такой же контроль, как и на работающем агрегате. Следует иметь в виду, что на отключенном СК давление водорода резко падает из-за снижения его температуры.

3.7. Осмотры СК и контроль за его работой

Особое внимание при осмотрах и контроле за работой СК следует обращать на недопустимость длительных перегрузок. Кратковременные перегрузки СК по току статора допускаются в пределах, указанных в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Внешний осмотр СК должен вестись в строго установленные периоды, а именно: осмотр работающего СК дежурным персоналом производится не реже 1 раза в смену; периодические осмотры должны производиться инженерно-техническим персоналом соответствующих участков и служб ПС.

При осмотре проверяются:
режим работы СК и температура его активных частей;
сопротивление изоляции цепи возбуждения и подшипников;
вибрация подшипников;
работа систем охлаждения и смазки;
внешнее состояние СК и системы возбуждения.

Контроль за режимом работы и температурой активных частей машины ведется по измерительным приборам. При логометрах с переключателями должны быть таблицы максимальных значений измеряемых температур. Показания приборов записываются в щитовой журнал (ведомость) не реже 2 раз за смену.

При отклонении теплового режима СК от номинального после проверки показаний приборов убеждаются в нормальном поступлении охлаждающей воды, открытии задвижек газоохладителей; проверяют напряжение, величину и симметрию тока нагрузки СК. Если причину повышения температуры выявить не удастся, необходимо разгрузить СК и проконтролировать снижение температуры. В случае отсутствия эффекта принятых мер СК отключают от сети.

Мощность СК при работе в емкостном и индуктивном режимах различна. В режиме перевозбуждения (индуктивный квадрант) мощность СК составляет не более 50 % его номинальной мощности при постоянных температуре и давлении охлаждающего газа. При работе в индуктивном квадранте мощность ограничивается из-за появления местных нагревов лобовых частей обмотки и магнитных частей машины.

Температура обмоток с изоляцией класса В и стали СК в установившемся режиме не должна превышать следующих значений, °С:

обмотка статора при охлаждении:
воздушном — 105;
водородном при избыточном давлении, кПа:
5 — 105;
50 — 100;
100 — 95;
200 — 90;

обмотка ротора (независимо от вида охлаждающей среды и давления) — 130;
сердечник статора (независимо от вида охлаждающей среды и давления) — 105.

Температура воды, поступающей в охладитель СК, не должна превышать 30 °С, а охлажденного газа — 40 °С. Перепад температур охлаждающего газа, а также воды в газоохладителях при номинальной мощности СК должен быть в пределах 6,5–9,5 °С.

По условиям нагрева активной стали работа СК с напряжением более чем $1,1U_{\text{ном}}$ не допускается.

При напряжении менее $0,95U_{\text{ном}}$ СК не может длительно работать с номинальной мощностью, так как для этого необходимо увеличить ток статора, который не должен быть выше $1,05I_{\text{ном}}$. Лишь в аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка СК по току статора и ротора. Длительность кратковременной перегрузки в зависимости от кратности тока статора, отнесенного к его длительно допустимому значению при данной температуре и давлении, не должна превышать значений, указанных в табл. 3.1.

Ток ротора при перегрузке устанавливается соответствующим токовой нагрузке статора.

При **контроле изоляции цепи возбуждения** необходимо учитывать следующее: запрещается работа СК с замыканием на землю в цепи возбуждения. Причиной такого строгого требования является опасность появления второго замыкания на землю, из-за чего часть витков и даже отдельные катушки могут оказаться зашунтированными, что может привести к тяжелым повреждениям СК;

цепи напряжения обмотки возбуждения для измерения и подключения устройства АВР должны выполняться отдельным кабелем с повышенным уровнем изоляции без захода через обычные ряды зажимов.

Для выявления дефектов изоляции систематически (не реже 1 раза в смену) контролируется состояние изоляции цепей возбуждения относительно земли. При этом измеряются напряжение U между контактными кольцами, а также напряжения U_1 и U_2 между каждым контактным кольцом и валом ротора.

Сопротивление изоляции $R_{из}$ определяется по следующей формуле:

$$R_{из} = R_{в}U / (U_1 + U_2), \quad (3.1)$$

где $R_{в}$ — внутренне сопротивление вольтметра (80-100 кОм).

При хорошей изоляции цепей возбуждения U_1 и U_2 близки к нулю. Если одно из них окажется равным нулю, а другое — полному напряжению возбуждения, то это является признаком наличия замыкания на землю. В этом случае СК необходимо отключить от сети с дальнейшим выводом в ремонт.

Контроль изоляции подшипников необходим, поскольку нарушение изоляции приводит к образованию пути для прохождения через подшипники, вал и станину токов, появляющихся в стали ротора вследствие несимметрии магнитной системы машины. Эти токи могут привести к повреждению шейки вала и поверхности вкладышей подшипников.

Состояние изоляции проверяется измерением и сравнением между собой двух напряжений: между концами вала ротора и на изоляционной прокладке стойки. При таких измерениях масляные пленки в подшипниках должны шунтироваться временной перемычкой, присоединяемой с помощью контактных щупов к валу и стойке подшипника.

При хорошей изоляции оба напряжения должны быть равны. Если изоляция неисправна, напряжение на прокладке будет меньше напряжения на валу ротора. Для контроля изоляции подшипников СК применяются специальные схемы измерения.

Проверка вибрации. Вибрация СК возникает как по причине механической неуравновешенности ротора, так и из-за несимметрии электромагнитных сил в машине.

Вибрация из-за механических причин практически не зависит от изменения нагрузки СК и появляется уже на ХХ.

Несимметрия электромагнитных сил, действующих на ротор, может возникнуть из-за нарушения равномерности воздушного зазора в машине или вследствие виткового замыкания в обмотке ротора. Вибрация из-за такого вида несимметрии зависит от нагрузки СК и возрастает с увеличением тока возбуждения.

Вибрация приводит к форсированному износу отдельных деталей с последующим выходом СК из строя.

При осмотре СК его вибрационное состояние проверяется обычно на ощупь. При резком повышении вибрации СК разгружают и отключают от сети.

Проверка работы систем охлаждения и смазки. В первую очередь при осмотре следует проверить положение вентилях водяной и газовой систем охлаждения, которое должно соответствовать режиму работы системы.

Все вентили и краны должны быть пронумерованы, и на них перед номером вентиля и крана должны быть нанесены индексы:

М — в системе смазки;

В — в газовой системе, заполненной водородом;

У — в системе, заполненной диоксидом углерода.

Проверке подлежат уровень воды в брызгальных бассейнах, работа сопел, давление и температура воды в напорном и сливном коллекторах СК. На ощупь проверяется температура электродвигателей циркуляционных насосов и уровень масла в подшипниках, а также температура полупроводниковых выпрямителей.

При наличии установок противонакипной магнитной обработки воды проверяют соответствие значений напряжения и выпрямленного тока испытательным наладочным параметрам.

На ощупь и на слух при осмотре масляной системы проверяются работа маслонасоса, давление и температура циркулирующего масла и уровень его в маслобаке. Снижение уровня масла в баке до уровня сливного маслопровода вызовет подсос воздуха в маслосистему, срыв струи масла и отключение СК.

Состояние газовой системы проверяется по давлению водорода и отсутствию утечек водорода на слух, а также путем контрольных замеров давления по манометру, проводимых через 1 ч при постоянной температуре СК. Отбирается проба газа из СК и производится ее химический анализ. По результатам анализа проверяют правильность работы автоматического газоанализатора. При его неисправности он отключается, а состав газа контролируется химическим анализом, проводимым не реже 1 раза в смену.

Проверка состояния СК и оборудования систем возбуждения производятся разными способами, например такими, как прослушивание (при исправно работающем СК характер его шума не изменяется), осмотр щеточного аппарата на кольцах ротора и коллекторе, которые не должны иметь искрение, способное привести к появлению огня или к КЗ.

Вероятность возникновения кругового огня и перекрытия коллекторных пластин возрастает в режиме форсировки возбуждения. Причинами искрения щеток на кольцах коллектора могут явиться недостаточное нажатие щеток, их плохая подгонка к кольцам, заклинивание щеток в щеткодержателе, вибрация щеток и др. Работе щеток без возникновения искр способствуют винтовые канавки на их рабочей поверхности, а при отсутствии канавок — диагональные прорезы, наносимые ножовочным полотном на глубину 6–8 мм. При работе электрических машин поверхности их коллекторов и колец покрываются тонким слоем темной политуры, представляющей собой пленку закиси меди, покрытую частицами графита. Такие поверхности изнашиваются медленнее по сравнению со свежеотполированной медью.

При проверке нагрева возбuditеля следует знать, что допустимая температура нагрева их обмоток составляет 70 °С, стали и коллектора — 80 °С.

При тиристорной системе возбуждения при осмотре следует обращать внимание на положения ключей, переключателей, накладок, автоматических выключателей, указателей реле, сигнальных устройств и сигнальных ламп. Исправность тиристоров контролируется горением неоновых ламп, а перегорание всех тиристоров приводит к срабатыванию быстродействующих предохранителей.

Кроме того, при осмотре необходимо следить за отсутствием течей в системе охлаждения тиристоров, проверять температуру охлаждающей дистиллированной воды и поддерживать ее в пределах 15–35 °С, контролировать перепад давления дистиллята (должен быть не менее 0,2 МПа), а также протекание воды через охладители.

Поскольку все устройства и оборудование в шкафах тиристорного возбуждения находятся под напряжением 380 В, то работы в цепях преобразователя без отключения напряжения запрещаются.

Контроль за работой системы бесщеточного возбуждения ведется по измерительным приборам и сигнальной аппаратуре, размещенной на панели АРВ. При осмотре проверяется положение сигнальных устройств, реле, переключателей, а также состояние и охлаждение тиристоров.

Система бесщеточного возбуждения снабжена защитой от внутренних КЗ в цепях ротора и защитой тиристорного преобразователя от сверхтока. При получении со щита

управления сигнала о неисправности в системе возбуждения персонал обязан принять меры по выяснению причин и устранению неисправностей. В случае потери и неуспешных попыток восстановления возбуждения СК он должен быть отключен от сети, так как потребляя реактивную мощность, СК увеличивает потери в сети и понижает напряжение на шинах ПС.

Глава 4. Обслуживание коммутационных аппаратов

4.1. Термины, определения и классификация коммутационных аппаратов высокого напряжения

Коммутационный электрический аппарат (аппарат) представляет собой электрический аппарат, предназначенный для коммутации электрических цепей и проведения тока (ГОСТ 17703-72).

Коммутация электрической цепи (коммутирование) — процесс переключений электрических соединений элементов электрической цепи, выключение полупроводникового прибора (ГОСТ 18311-80).

В качестве коммутационных аппаратов на ПС и в РУ высокого напряжения применяются выключатели, разъединители, отделители, короткозамыкатели и установки приготовления сжатого воздуха. Последние служат для приведения в действие пневматических приводов выключателей и разъединителей.

Выключатель — это контактный аппарат, способный включать, проводить и отключать токи при нормальных условиях в цепи, а также включать, проводить в течение нормированного времени и отключать токи при нормированных ненормальных условиях в цепи, таких как КЗ (СТ МЭК 50(441)-84).

В соответствии с ГОСТ Р 52565-2006, выключатели по принципу устройства (видам) разделяются на масляные, воздушные, вакуумные, электромагнитные, газовые.

По размещению дугогасительного устройства различают выключатели:

с дугогасительными устройствами, расположенными в заземленном корпусе (баке), — **баковые выключатели** ;

с дугогасительными устройствами, расположенными в корпусе (баке), находящемся под напряжением, — **колонковые или подвесные выключатели** .

По конструктивной связи между полюсами различают выключатели:

трехполюсного исполнения: с тремя полюсами в общем кожухе и с тремя полюсами на общем основании (фиксированное междуполюсное расстояние);

однополюсного исполнения — с полюсами на отдельных основаниях (нефиксированное междуполюсное расстояние).

Выключатель масляный — выключатель, контакты которого размыкаются и замыкаются в масле (СТ МЭК 50 (441)—84).

Характерными примерами масляных выключателей являются выключатели с малым объемом масла в баке, находящемся под напряжением, и выключатели с большим объемом в заземленном баке.

Выключатель воздушный — выключатель, в котором дуга образуется в потоке газа, воздуха высокого давления (ГОСТ Р 52565—2006).

Выключатель газовый — выключатель, в котором дуга образуется в потоке газа, кроме воздуха (ГОСТ Р 52565—2006).

Выключатель вакуумный — выключатель, контакты которого размыкаются и замыкаются в оболочке с высоким вакуумом (ГОСТ Р 52565-2006).

Выключатель электромагнитный — выключатель, в котором гашение дуги осуществляется за счет ее охлаждения при перемещении под действием электромагнитного поля (ГОСТ Р 52565—2006).

Разъединитель — это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для коммутации электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет в отключенном положении изоляционный промежуток.

Под незначительными токами в данном случае понимаются токи измерительных цепей, токи утечки, емкостные токи выводных шин, коротких кабелей, токи XX трансформаторов (ГОСТ 17703—72).

Разъединитель в отключенном положении должен создавать ясно видимый разрыв цепи, соответствующий классу напряжения установки.

Приводы разъединителей должны иметь устройства фиксации в каждом из двух оперативных положений: включенном и отключенном. Кроме того, они должны иметь надежные упоры, ограничивающие поворот главных ножей на угол больше заданного.

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 52726—2007, разъединитель способен размыкать и замыкать цепь при малом токе или малом изменении напряжения на выводах каждого из его полюсов. Он также способен проводить токи при нормированных условиях в цепи и проводить в течение нормированного времени токи при ненормированных условиях, таких как КЗ.

Малые токи — это такие токи, как емкостные токи вводов, шин, соединений, очень коротких кабелей, токи постоянно соединенных ступенчатых сопротивлений выключателей и токи ТН и делителей напряжения (ГОСТ Р 52726—2007).

Для номинальных напряжений до 330 кВ включительно ток, не превышающий 0,5 А, по этому определению считается малым током; для номинального напряжения 500 кВ и выше и токов, превышающих 0,5 А, необходимо проконсультироваться с изготовителем, если нет особых указаний в руководствах по эксплуатации разъединителей.

К малым изменениям напряжения относятся изменения напряжения, возникающие при шунтировании регуляторов индуктивного напряжения или выключателей (ГОСТ Р 52726—2007).

Для разъединителей номинальным напряжением 110 кВ и выше может быть установлена коммутация уравнивающих токов.

В соответствии с ГОСТ Р 52726—2007, разъединители разделяются на следующие классы:

разъединитель класса M0 — разъединитель, имеющий механическую износостойкость 1000 рабочих циклов, применяемый в распределительных и передающих системах для выполнения общих требований настоящего стандарта;

разъединитель класса M1 — разъединитель, имеющий механическую износостойкость 2000 рабочих циклов, в основном применяемый для совместной работы с выключателем одного класса;

разъединитель класса M2 — разъединитель, имеющий повышенную механическую износостойкость 10 000 рабочих циклов, в основном применяемый для совместной работы с выключателем одного класса.

Отделитель — это коммутационный электрический аппарат, предназначенный для быстрого отсоединения поврежденного участка электросети в бестоковую паузу, а также для отключения и включения намагничивающих и зарядных токов. Его контактная система не приспособлена для операций под током нагрузки. Отделители по конструкции токоведущих частей не отличаются от разъединителей.

Отделители применяются в основном на ПС без выключателей со стороны ВН.

В ЗРУ 6—35 кВ разъединителями и отделителями заводского исполнения допускается включение и отключение намагничивающего тока силовых трансформаторов, зарядного тока ВЛ и КЛ, а также тока замыкания на землю, не превышающих значений, указанных в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Предельные значения токов XX и зарядных токов, отключаемых и включаемых

разъединителями и отделителями 110–500 кВ, указаны в табл. 4.2.

Короткозамыкатель — это коммутационный электрический аппарат, предназначенный для создания искусственного КЗ в электрической цепи (ГОСТ 17703-72).

Конструктивно короткозамыкатель аналогичен заземлителю, но за счет мощной контактной системы может включаться на КЗ.

Короткозамыкатели вместе с отделителями применяются в упрощенных схемах ПС вместо более дорогих силовых выключателей. Такая замена позволяет экономить значительные денежные средства, поскольку стоимость силовых выключателей сравнительно велика. Чем больше присоединений на ПС и чем выше напряжение высокой стороны, тем более значительной становится выгода от использования упрощенных схем на короткозамыкателях и отделителях. В основном упрощенные схемы получили распространение на напряжении 35 и 110 кВ.

В настоящее время при реконструкции и техническом перевооружении ПС и РУ предусматривается замена отделителей и короткозамыкателей на выключатели.

4.2. Обслуживание выключателей высокого напряжения

4.2.1. Требования к выключателям

Выключатели высокого напряжения в качестве коммутационных аппаратов предназначены для коммутации электрических цепей с целью включения и отключения токов нагрузки, токов намагничивания силовых трансформаторов и зарядных токов линий и шин, а также отключения токов КЗ, включая коммутацию при изменениях схем электроустановок.

Выключатели рассчитываются для работы практически во всех режимах электрической цепи, в том числе в тяжелом режиме отключения токов КЗ.

Исходя из этого, к выключателям предъявляются следующие требования:

надежное отключение любых токов нагрузки в пределах их номинальных значений;
быстродействие при отключениях, связанное с гашением дуги в возможно минимальный промежуток времени;

пригодность для АПВ после отключения электрической цепи под действием защиты;

обеспечение взрыво- и пожаробезопасности при всех видах коммутации;

удобство в обслуживании, в частности, каждый выключатель (или его привод) должен иметь хорошо видимый указатель положения «Включено» и «Отключено». Если выключатель не имеет открытых контактов, а его привод установлен отдельно (например, за стенкой) от выключателя, то указатели положения должны быть и на выключателе, и на его приводе.

Отключение и включение под напряжение и в работу присоединения, имеющего в своей цепи выключатель, производится дистанционно. При этом кнопка (ключ управления) выключателя удерживается в положении «Отключить» или «Включить» до момента срабатывания сигнализации, указывающей на окончание операции.

При отказе в отключении выключателя при дистанционном управлении во избежание несчастных случаев не допускается его отключение воздействием на кнопку местного управления, защелку привода или сердечник отключающего электромагнита. Для вывода выключателя в ремонт в этом случае обесточивается соответствующая секция или участок электроустановки. Отключение такого выключателя по месту допустимо лишь при настоятельной необходимости, например, для снятия напряжения с пострадавшего, если нет других вариантов.

Из многочисленных типов и конструкций выключателей на практике наибольшее распространение получили масляные выключатели с большим объемом масла, выключатели с малым объемом масла и воздушные выключатели. Все более широкое применение получают элегазовые и вакуумные выключатели.

Общими для всех выключателей основными конструктивными частями являются токопроводящие и контактные системы с дугогасительными устройствами, изоляционные конструкции, корпуса и вспомогательные элементы (газоотводы, предохранительные клапаны, указатели положения и др.), передаточные механизмы и приводы.

4.2.2. Обслуживание масляных выключателей

Масляные выключатели бывают с большим объемом масла (серий МКП, У, С и др.) и маломасляные выключатели (серий ВМГ, ВМП, МГГ, ВМК и др.).

В баковых масляных выключателях с большим объемом масла используется масло как для гашения дуги, так и для изоляции токопроводящих частей от заземленных конструкций.

В маломасляных выключателях масло используется в основном для гашения дуги и может быть при необходимости использовано для изоляции от земли частей, находящихся под напряжением. Их баки специально изолируются от земли.

Гашение дуги в масляных выключателях обеспечивается воздействием на нее масла, которое является дугогасящей средой. При этом образуется сильный нагрев, сопровождающийся разложением масла и образованием в камере выключателя газа с температурой газовой смеси, достигающей 2500 К.

Высокую дугогасящую способность масла определяет наличие в газовой смеси до 70 % водорода. Быстрое нарастание давления в газовой смеси до 3–8 МПа способствует эффективной деионизации межконтактного пространства в выключателе.

При расхождении контактов дуга гаснет в момент прохождения тока через нулевое значение, поскольку в это время мощность к ней не подводится, температура дуги падает и дуговой промежуток практически теряет проводимость.

Однако дуга может повториться, что зависит от двух противоположных друг другу факторов: скорости нарастания восстанавливающегося напряжения, стремящегося пробить промежуток между контактами, и от скорости нарастания изолирующих свойств промежутка, препятствующих пробоям. Отсюда ясно, что если скорость восстановления напряжения на контактах полюса выключателя окажется выше скорости восстановления изолирующих свойств среды, то дуга вновь загорится и процесс ее гашения повторится.

В современных масляных выключателях используются эффективные дугогасящие устройства, которые ускоряют восстановление электрической прочности межконтактного промежутка. Также снижению скорости восстановления напряжения способствуют шунтирующие резисторы, присоединяемые параллельно главным контактам дугогасительных камер, которые применяются в некоторых типах выключателей.

Кроме того, на длительность горения дуги влияет сила отключаемого тока, с увеличением которого происходит более сильное газообразование и, следовательно, более успешное гашение дуги.

При малых токах отключения гашение дуги затягивается, так как ее энергии оказывается недостаточно для эффективного гашения.

При отключении токов намагничивания процесс гашения дуги сопровождается возникновением перенапряжений, связанных с обрывом тока до момента его прохождения через нуль. Перенапряжения приводят к повторным пробоям. В этих случаях целесообразно применение шунтирующих резисторов, позволяющих снизить кратность перенапряжений. С этой же целью шунтирующие резисторы целесообразно применять и при отключении зарядных токов ЛЭП, так как через них разряжается емкость отключаемых линий.

Важную роль при гашении дуги играет и высота слоя масла над контактами. С увеличением слоя масла возрастает давление в газовом пузыре и интенсивней проходит процесс деионизации. Однако высокий уровень масла в баке снижает объем воздушной подушки, что может привести к повышению давления внутри бака и сильному удару масла в его крышку.

При небольшом слое масла над контактами горючие газы, проходя через него, не

успевают охладиться, и в результате соединения с кислородом воздуха могут образовать гремучую смесь.

Большое значение в выключателе имеет скорость расхождения контактов. При высокой скорости их движения дуга быстро достигает своей критической длины, при которой восстанавливающее напряжение становится недостаточным для пробоя большого промежутка. Эффективным способом увеличения скорости удлинения дуги является увеличение числа последовательных разрывов в каждом полюсе выключателя.

На скорость движение контактов отрицательно влияет вязкость масла в выключателе, которая возрастает с понижением температуры масла.

Существенное влияние на скоростные характеристики масляных выключателей оказывают загрязнение и загустение смазки трущихся частей приводов и передаточных механизмов, так как при этом замедляется скорость движения контактов вплоть до их остановки и зависания. Это следует учитывать при очередных ремонтах, в процессе которых необходимо удалить старую смазку и заменить ее на новую консистентную незамерзающую смазку, например, марок ЦИАТИМ-201, ЦИАТИМ-221.

Для отключения и включения выключателей используют электромагнитные, пневматические или пружинные приводы.

По способу включения и отключения приводы бывают полуавтоматические и автоматические.

Выключатель с полуавтоматическим приводом включают вручную, а отключают как вручную, так и дистанционно от релейной защиты. Автоматические приводы осуществляют включение и отключение выключателя как дистанционно от релейной защиты, так и вручную.

Привод выключателя состоит из следующих основных частей:

силовое устройство, служащее для преобразования подведенной энергии в механическую;

передаточный и операционный механизмы, служащие для передачи движения от силового устройства к механизму выключателя и для удержания его во включенном положении;

отключающее устройство.

Электромагнитные приводы постоянного тока применяются для управления всеми типами масляных выключателей 10—220 кВ.

Электромагнитный привод представляет собой корпус с электромагнитом включения и операционным механизмом. В корпусе размещены также электромагнит отключения, контакты вспомогательных цепей, механизм ручного отключения и жестко связанный с валом указатель положения выключателя.

Рассмотрим кратко принцип работы и схему управления электромагнитного привода выключателей; при этом остановимся на тех элементах электромагнитного привода, с которыми чаще всего приходится иметь дело оперативному персоналу на практике. К таким элементам относятся запирающий механизм, отключающее устройство и механизм свободного расцепления.

Запирающий механизм требуется для удержания выключателя во включенном положении. Для надежности запирающего механизма трущиеся поверхности ролика и защелки шлифуются; они должны регулярно смазываться незамерзающей смазкой и содержаться в чистоте.

Отключающее устройство состоит из электромагнита и ферромагнитного сердечника со штоком, перемещающегося внутри его обмотки. При подаче напряжения на обмотку электромагнита его сердечник втягивается и, ударяя по защелке, расцепляет запирающий механизм привода. Электромагнитные механизмы отключения должны обладать быстроедействием и постоянством динамических характеристик независимо от колебаний напряжения сети и температуры окружающей среды. Для этого должно быть обеспечено свободное перемещение сердечника электромагнита на всем его пути, отрегулирован запас

его хода, а также проверена надежная работа электромагнитного механизма отключения при отклонениях напряжения на его выводах от номинального.

Механизм свободного расцепления представляет собой систему складывающихся рычагов в приводе и является связывающим звеном между силовым устройством и передаточным механизмом. Он разобщает силовое устройство с передаточным механизмом для последующего отключения выключателя независимо от того, продолжает или нет действовать сила, осуществляющая включение.

Необходимость такого механизма обусловлена требованием мгновенного отключения выключателя действием релейной защиты при включении его на неустраненное КЗ.

Кроме перечисленных элементов коммутации, защиты и управления схемы управления выключателем содержат также цепи блокировки и сигнальные цепи.

Наиболее важной является блокировка против повторений операций включения и отключения, когда предпринимается попытка включения выключателя после его автоматического отключения на неустраненное КЗ. В этом случае команда на включение, поданная ключом, затягивается, и тем временем выключатель отключится под действием релейной защиты, что может привести к повторному включению выключателя. В данном случае блокировка запрещает повторные включения.

В схемах управления имеются сигнальные лампы, показывающие, включен или отключен выключатель, звуковая сигнализация о несоответствии положения выключателя и его ключа управления, а также сигнализация контроля цепей включения и отключения выключателя.

Кроме того, в цепях управления имеются вспомогательные контакты для электромагнитов включения и отключения, сигнальных ламп и других цепей постоянного тока. Эти контакты управляются с помощью кинематических передач между валом привода и валом контактора.

Схемы управления и сигнализации применяются на ПС в различных вариантах в зависимости от типа выключателя и его привода и ряда других условий (например, использования устройств телемеханики).

Пневматические приводы, имеющие в качестве источника сжатый воздух, применяются для управления масляными выключателями серий У, С и др.

В качестве силовых элементов применяются поршневые пневматические блоки одностороннего действия, показанные на рис. 4.1.

Сжатый воздух подается с одной стороны поршня 3, а обратный ход поршня осуществляется действием пружины 4.

Привод крепится на баке выключателя и соединяется тягой с механизмом его полюса. Каждый полюс имеет самостоятельную схему управления, обеспечивающую дистанционное трехполюсное и пофазное управление выключателем.

Рис. 4.1. Принципиальная схема поршневого пневматического блока одностороннего действия:

1 — подача сжатого воздуха; 2 — цилиндр; 3 — поршень; 4 — пружина; 5 — шток

Пружинные приводы применяются в маломасляных выключателях 6—10 кВ. Источником энергии в таких приводах служат мощные предварительно взведенные рабочие пружины. Завод пружины осуществляется электродвигателем, соединенным с редуктором, но возможен и ручной завод съёмным рычагом. Время завода пружин в зависимости от типа привода составляет от нескольких секунд до десятков секунд.

Включение выключателя может происходить лишь после полного завода пружин, что контролируется специальной блокировкой и сигнализируется указателем готовности привода к работе. Завод пружин возможен как при отключенном, так и при включенном выключателе.

Отключение выключателя выполняется отключающими пружинами, которые расположены в механизме выключателя и заводятся при его включении.

В пружинных приводах установлены электромагниты включения и отключения, кнопки подачи команд на электромагниты, указатель готовности привода к включению и механический указатель положения выключателя.

Пружинные приводы не требуют для своей работы источника постоянного оперативного тока. Питание оперативных цепей управления, релейной защиты и автоматики, цепей обогрева шкафов КРУ осуществляется от источника переменного тока в виде выносных однофазных трансформаторов, подключенных к вводам линии или трансформаторов собственных нужд.

Выявление и устранение неполадок в работе масляных выключателей. Под неполадками в работе выключателей подразумеваются их отказы и повреждения, которые могут привести к авариям с образованием пожаров в РУ.

Наиболее частыми неполадками являются отказы выключателей в отключении токов КЗ, неисправности контактных систем, перекрытия внутренней и внешней изоляции, поломки изолирующих частей, отказы передаточных механизмов и приводов.

В настоящее время в связи с развитием энергосистем возрастают значения токов КЗ, в том числе до значений, недопустимых для отключения ранее установленными на ПС выключателями. В таких условиях эксплуатации необходимо систематически проверять соответствие параметров выключателей практическим условиям их работы. Кроме того, нельзя допускать такие схемы работы ПС, при которых мощность КЗ превышает отключающую способность выключателей, а также принимать меры по ограничению токов КЗ.

Неполадки в контактных системах нарушают процессы включения и отключения выключателей и могут привести к образованию дуги с последующим взрывом выключателя.

К неполадкам контактных систем относятся недовключение подвижных контактов, их зависание в промежуточном положении, поломка розеточных контактов и др.

Наиболее массовым видом повреждений выключателя является перекрытие изоляции. Такое может иметь место при коммутационных и грозовых перенапряжениях или при загрязнении изоляции. При загрязнении и увлажнении изоляции могут возникнуть перекрытия опорной изоляции.

Перекрытия внутри баков у выключателей наружной установки возникали при попадании в них влаги, всплывании льда при наступлении оттепели, снижении диэлектрических свойств масла, его вытекании из бака.

К неполадкам изолирующих деталей относятся разрушения фарфоровых тяг выключателей (часто у выключателей ВМГ) и изоляционных тяг (у выключателей ВМП-10). Разрушение фарфоровых тяг приводит к перекрытию выключателей.

Повреждения передаточных и операционных механизмов приводов возникают из-за поломок отдельных деталей и нарушения регулировки. Это приводит к заеданию валов, застреванию тяг и нарушению контактных систем, что является одной из важных причин аварий выключателей.

Частыми причинами отказов приводов являются некачественная регулировка затирания в механизме расцепления и сердечников электромагнитов, дефекты пружин, нарушения связи между частями механизма привода по причине выпадения осей или пальцев.

Осмотры и меры по предупреждению отказов масляных выключателей . При осмотрах масляных выключателей прежде всего проверяют соответствие положения каждого выключателя показаниям его сигнального устройства согласно оперативной схеме.

Кроме того, проверяют состояние поверхности фарфоровых крышек вводов, изоляторов и тяг, целостность мембран предохранительных клапанов и отсутствие выбросов масла из газоотводов, а также отсутствие следов просачивания масла через сварные швы, разъемы и краны.

На слух проверяется отсутствие шума и треска внутри выключателя.

По цвету термопленок определяется температура контактных соединений.

При значительном понижении уровня масла из бака принимаются меры, препятствующие отключению выключателя током нагрузки или током КЗ. С этой целью автоматические выключатели отключают и снимают предохранители на обоих полюсах шин электромагнита отключения. Затем собирают схему, при которой цепь с неуправляемым выключателем отключается другим выключателем — шиносоединительным (ШСВ) или обходным.

Зимой при температуре окружающего воздуха ниже минус 25 °С из-за повышения вязкости масла резко ухудшаются условия гашения дуги в масляных выключателях. Поэтому для улучшения условий работы масляных выключателей в зимнее время должен включаться электроподогрев, отключение которого производится при температуре выше минус 20 °С.

На надежность выключателей большое влияние оказывает качество работы их приводов, особенно при отклонениях напряжения от номинального в сети оперативного тока. Любое отклонение напряжения в ту или иную сторону представляет опасность для выключателя.

Так, при понижении напряжения в силовых цепях привод может недовключить выключатель, что представляет опасность при работе в режиме АПВ.

При повышении напряжения электромагниты могут развить слишком большие усилия, которые приведут к поломкам деталей привода и повреждению запирающего механизма.

Для предупреждения отказов в работе приводов их периодически проверяют при напряжении 0,8 и 1,15 $U_{ном}$. При отказе в отключении выключатель должен быть выведен в ремонт.

4.2.3. Обслуживание воздушных выключателей

Конструктивные схемы воздушных выключателей различны. Однако их общими элементами являются:

- дугогасительные устройства;
- устройства создания изоляционного промежутка между контактами выключателя при его отключенном положении;
- изоляционные конструкции;
- шунтирующие резисторы;
- резервуары для хранения сжатого воздуха;
- механизмы системы управления.

В воздушных выключателях сжатый воздух выполняет следующие две функции: гашение дуги и управление механизмом выключателя.

Конструктивные схемы воздушных выключателей на ПС отличаются способом создания изоляционного промежутка между контактами выключателя, способом подачи сжатого воздуха в дугогасящие устройства, системой управления выключателем, наличием шунтирующих резисторов и делителей напряжения и др.

В качестве материала для изоляции токоведущих частей от земли служит фарфор.

Наиболее характерными причинами отказов воздушных выключателей являются следующие:

отказы в отключении токов КЗ, которые происходят из-за недостаточной отключающей способности воздушных выключателей гасить электрическую дугу, а также при отключении удаленных КЗ, сопровождающихся большой скоростью восстановления напряжения на контактах. При удалении точки КЗ от шин ПС скорость восстановления напряжения уменьшается. Для улучшения работы выключателей в таких случаях применяется шунтирование дугового разрыва низкоомным резистором и повышение эффективности дугогасящих устройств путем увеличения последовательно включенных мест разрыва;

дефекты контактных систем из-за дефектов конструкций отдельных узлов

выключателя, заклинивания деталей, приводящих к зависанию подвижных контактов в промежуточном положении или к недостаточному вжиманию контактов. Если зависание происходит во время отключения КЗ, то горячей дугой разрушаются контактные системы и фарфоровая изоляция;

перекрытия опорной изоляции по наружной поверхности, которые обусловлены в основном загрязнением изоляторов уносами с предприятий и пылью при ее увлажнении. Проникновение влаги внутрь изоляторов, а также прекращение продувки внутренних полостей воздухопроводов приводит к перекрытию изоляции по внутренней поверхности и разрушениям выключателей;

неисправности механизмов приводов и клапанов, с которыми связано значительное число отказов в работе выключателей, обусловленных дефектами клапанов, попаданием под клапаны посторонних предметов, повреждением электромагнитов и цепей управления. Иногда происходит самопроизвольное уменьшение сброса давления из-за попадания в каналы клапанов пыли и смазки. Все эти неисправности, как правило, приводят к неполнофазной работе выключателей;

повреждение резиновых уплотнителей происходит из-за потери упругих свойств резины и приводит к нарушению герметичности соединений. Для устранения таких нежелательных явлений производится обжатие всех элементов эластичного крепления изоляторов. Следует учесть, что частые обжатия приводят к деформации и преждевременному выходу из строя резиновых прокладок и уплотнений.

Осмотры воздушных выключателей являются неотъемлемой частью процедуры их обслуживания.

При осмотре по показаниям сигнальных ламп и манометров проверяется фактическое положение всех фаз воздушного выключателя, отсутствие утечек воздуха, целостность изоляторов гасительных камер, отделителей, шунтирующих резисторов и емкостных делителей напряжения, опорных колонок и изолирующих растяжек, а также отсутствие загрязненности поверхности изоляторов.

По манометрам, установленным в распределительном шкафу, контролируется давление воздуха в резервуарах выключателя и поступление его на вентиляцию.

У воздушных выключателей давление должно быть на уровне 2 МПа. При давлении ниже 1,6 МПа один из манометров размыкает цепь включения и отключения, а другой при давлении ниже 1,9 МПа переключает цепи АПВ на отключение.

Для воздушных выключателей отечественного производства отклонения давлений от номинального нормируются следующими значениями:

Контроль за поступлением воздуха на вентиляцию ведется по указателю продувки, представляющему собой стеклянную трубку с находящимся в ней алюминиевым шариком. Шарик под действием струи воздуха должен находиться во взвешенном состоянии между рисками, нанесенными на указателе. Регулирование расхода воздуха осуществляется винтом на верхней части редукторного клапана.

Включение выключателей, длительно находящихся без вентиляции, должно производиться после просушки их изоляции путем усиления продувки в течение 12–24 ч. При этом шарик указателя продувки будет находиться в верхнем положении.

При осмотре визуально проверяется целостность резиновых уплотнений в соединениях изоляторов гасительных камер, отделителей и их опорных колонок.

Обслуживание выключателей в процессе эксплуатации включает проведение следующих мероприятий:

из резервуаров выключателей с периодичностью 1–2 раза в месяц удаляется накопившийся в них конденсат;

с той же периодичностью продувается сжатым воздухом рабочего давления воздухораспределительная сеть. Несоблюдение периодичности продувок при резких изменениях температуры окружающей среды приводит к конденсации влаги в резервуарах

выключателей и образованию льда в воздухораспределительной сети;

чтобы не допускать скопления конденсата в блоках пневматических клапанов, из них также удаляют конденсат через спускной клапан;

при понижении температуры окружающего воздуха ниже 5 °С в шкафах управления и в распределительном шкафу включают электрический обогрев;

не реже 2 раз в год проверяют работоспособность выключателя путем контрольных опробований на отключение и включение при номинальном и минимально допустимом давлении.

Воздух, поступающий в резервуары выключателей, должен быть очищен от механических примесей. Очистка и осушка воздуха производятся компрессорной воздухоприготовительной установкой. Для дополнительной очистки сжатого воздуха в распределительных шкафах выключателей установлены войлочно-волосяные фильтры. Смена фильтрующих патронов в них должна производиться систематически в зависимости от степени загрязнения воздуха.

4.2.4. Обслуживание элегазовых выключателей

Элегазовые выключатели являются одним из самых современных типов высоковольтных выключателей и получают все более широкое применение, в основном в КРУ 110–220 кВ. Эти выключатели являются достаточно надежными в работе и долговечными; они позволяют осуществлять не менее 10 тысяч операций включения и отключения номинального тока и 40 отключений номинального тока КЗ.

В качестве дугогасительной, изолирующей и теплоотводящей среды в них применяется электротермический газ (элегаз) — шестифтористая сера SF₆.

Элегаз обладает следующими достоинствами: он безвреден, химически не активен, не горит и не поддерживает горение, обладает повышенной теплопроводностью, удачно сочетает в себе изоляционные и дугогасящие свойства и легкодоступен. Электрическая прочность элегаза в 2,5 раза больше прочности воздуха. Его электрические характеристики обладают высокой стабильностью. При нормальной эксплуатации элегаз не действует на материалы и конструкции, не стареет и не требует такого ухода, как, например, масло.

Электрическая дуга частично разлагает элегаз. Основная масса продуктов разложения восстанавливается (рекомбинирует). Оставшаяся часть поглощается фильтрами-поглотителями, встроенными в резервуары выключателей. Продукты разложения, не поглощенные фильтрами, взаимодействуют с влагой, кислородом и парами металла и выпадают в выключателях в виде тонкого слоя порошка. Сухой порошок является хорошим диэлектриком.

Полюс элегазового выключателя представляет собой герметичный заземленный, заполненный сжатым воздухом металлический резервуар, в котором размещено дугогасительное устройство. Оно крепится к стенкам резервуара с помощью эпоксидных опорных изоляторов.

Подвижные части дугогасящего устройства выключателя перемещаются изоляционной тягой, связанной с пневматическим приводом, шток которого входит в резервуар.

В процессе обслуживания элегазовых выключателей персонал обязан следить за давлением элегаза в резервуарах выключателей, с тем чтобы предотвратить чрезмерные утечки элегаза и снижение по этой причине электрической прочности изоляционных промежутков.

Контроль давления осуществляется по показаниям манометров и плотномеров. Плотномеры используются в случаях, когда температура окружающей среды изменяется в широких пределах, что затрудняет измерение давления.

При эксплуатации практически невозможно обеспечить абсолютную герметизацию резервуара, в связи с чем утечки элегаза неизбежны, но они не должны превышать 3 % общей массы в год.

Проводить операции с выключателями при пониженном давлении элегаза не допускается.

При осмотрах выключателей проверяется: чистота наружной поверхности, отсутствие звуков электрических разрядов, треска, вибраций, работа приточно-вытяжной вентиляции, температура в помещении РУ (должна поддерживаться на уровне не ниже 5 °С), а также проверяется давление в резервуарах пневматических приводов выключателей (должно находиться в пределах 1,6–2,1 МПа).

Элегаз в 5 раз тяжелее воздуха и при утечках скапливается в пониженных местах (на полу, в подвалах, траншеях, кабельных каналах). Персонал, находящийся в таких местах, почувствует недостаток кислорода и удушье. Безопасный уровень концентрации чистого (не загрязненного продуктами разложения) элегаза в помещении составляет порядка 0,1 % (5000 мг/м³), а при кратковременном пребывании — до 1 %.

Поэтому проведение работ в помещениях РУ, где обнаружена утечка элегаза, может допускаться при включенной приточно-вытяжной вентиляции и применении средств индивидуальной защиты. Следует иметь в виду, что в продуктах разложения элегаза электрической дугой содержатся активные высокотоксичные фториды и сернистые соединения. Наличие продуктов разложения обнаруживается по неприятному запаху. Эти химические соединения в газообразном и твердом состоянии очень опасны для людей.

4.2.5. Обслуживание вакуумных выключателей

Вакуумные выключатели находят широкое применение в электроустановках напряжением 10 кВ и выше. По сравнению с другими выключателями высокого напряжения вакуумные выключатели имеют следующие преимущества:

- высокое быстродействие;
- полную взрыво- и пожаробезопасность;
- экологическую чистоту;
- широкий диапазон температур (от +200 до −70 °С);
- надежность в работе;
- минимальные эксплуатационные затраты;
- минимальные габаритные размеры;
- повышенную устойчивость к ударным вибрационным нагрузкам;
- высокую износостойкость при коммутации токов нагрузки;
- произвольное рабочее положение вакуумного дугогасительного устройства.

Принцип использования вакуума для гашения дуги при высоких напряжениях был известен давно. Однако на практике их стали применять лишь после появления технических возможностей — создания вакуумночистых проводниковых и изоляционных материалов больших размеров, проведения вакуумночистых сборок этих материалов и получения высокого вакуума.

Главной частью вакуумного выключателя является вакуумная дугогасительная камера.

Конструктивно вакуумный выключатель выполнен следующим образом.

Цилиндрический корпус камеры, как правило, состоит из двух секций полых керамических изоляторов, соединенных металлической прокладкой и закрытых с торцов фланцами. Внутри камеры расположена контактная система и электростатические экраны, защищающие изоляционные поверхности от металлизации продуктами эрозии контактов и способствующие распределению потенциалов внутри камеры. Неподвижный контакт жестко прикреплен к нижнему фланцу камеры, а подвижный контакт проходит через верхний фланец камеры и соединяется с ним сильфоном из нержавеющей стали, создающим герметичное подвижное соединение. Камеры полюсов выключателя крепятся на металлическом каркасе с помощью опорных изоляторов.

Подвижные контакты камер управляются общим приводом с помощью изоляционных тяг и перемещаются при отключении на 12 мм, что позволяет достигать высоких скоростей

отключения — порядка 1,7–2,3 м/с.

Воздух из камер откачан до глубокого вакуума, который сохраняется в течение всего срока их службы. Поэтому гашение электрической дуги в вакуумном выключателе происходит при полном отсутствии среды, проводящей электрический ток. Вследствие этого изоляция межэлектродного промежутка восстанавливается быстро и дуга гаснет при первом же прохождении тока через нулевое значение. При этом эрозия контактов под действием дуги незначительна — в пределах допустимого значения (4 мм).

При обслуживании вакуумных выключателей проверяется отсутствие дефектов изоляторов (сколов и трещин) и загрязнений их поверхности, а также отсутствие следов разрядов и коронирования.

4.2.6. Операции с выключателями и проверка их работоспособности

К *операциям с выключателями* следует отнести, в первую очередь, ручное отключение и включение ручным приводом.

Ручное отключение масляного выключателя с дистанционным приводом производится воздействием на сердечник отключающего электромагнита или защелку привода. При этом следует помнить, что если на линии имеется АПВ, работающее по принципу несоответствия положений выключателя и его ключа управления, то после ручного отключения выключателя произойдет его повторное включение устройством АПВ.

Включение ручным приводом производится быстрым поворотом рычага (штурвала) до упора, но без приложения больших усилий в конце хода. Ручной привод должен быть отделен от выключателя стенкой или прочным металлическим щитом для защиты персонала от травм при возможном повреждении выключателя в случае подачи напряжения на неустранимое после автоматического отключения КЗ или недопустимо оставленную после производства работ на оборудовании закоротку.

Представляет опасность включение масляного выключателя после его автоматического отключения, если ключ управления масляным выключателем находится в непосредственной близости от выключателя. В этом случае следует пользоваться переносной нормально разомкнутой кнопкой, которая подключается при помощи шнура к цепи управления выключателем и позволяет персоналу подавать импульс на его включение, находясь от выключателя на безопасном расстоянии.

Включение воздушных выключателей кнопками пневматического управления не производится.

Отключение воздушного выключателя кнопкой местного управления допускается лишь в том случае, когда быстрое отключение выключателя может предотвратить опасность для жизни людей или обеспечить сохранность оборудования.

Опробование воздушных выключателей в процессе наладки и испытаний выполняется дистанционно со щита управления или из специального укрытия (фургона). При этом никто из членов бригады не должен находиться ближе 100 м от воздушного выключателя. О каждой операции отключения воздушного выключателя, сопровождающегося сильным выхлопом, работающие предупреждаются сиреной.

При сильном броске тока во время включения выключателя, указывающего на наличие КЗ или недопустимое несинхронное включение, выключатель должен быть немедленно, не дожидаясь срабатывания релейной защиты, отключен поворотом ключа.

Выключатели ПС, оснащенные устройством телемеханики, должны быть до начала выполнения операций персоналом непосредственно на самой ПС переведены на местное управление.

Проверка положения выключателя осуществляется двумя способами: на месте установки выключателя и по показаниям сигнальных ламп и измерительных приборов на щите управления.

Проверка на месте установки выключателя производится по его механическому

указателю, положению рабочих контактов выключателей с видимым разрывом цепи тока, показанию манометров и сигнальных ламп воздушных выключателей. Такой способ проверки является обязательным, если после отключения выключателя предстоят операции с разъединителями или отделителями данной электрической цепи.

Перед началом операций с шинными разъединителями при переводе электрических цепей с одной системы шин на другую проверяется положение ШСВ.

В КРУ отключенное положение выключателя должно проверяться перед каждой операцией перемещения тележки в шкафу КРУ из рабочего положения в контрольное, и наоборот.

Проверка положений выключателя на месте их установки должна выполняться пофазно, если такую проверку допускает их конструкция.

Проверка по показаниям сигнальных ламп и измерительных приборов производится при отключении выключателя электрической цепи без проведения в дальнейшем операций с разъединителями, при отключении выключателя с последующим проведением операций с разъединителями при помощи дистанционного привода, при включении под нагрузку линии, трансформатора, при подаче и снятии напряжения с шин. Во всех этих случаях нет необходимости проверять действительное положение выключателя в РУ, если по измерительным приборам и сигнальным лампам видно, что операция с выключателем состоялась.

Способ проверки положения выключателя по сигнальным лампам и измерительным приборам не должен заменять вышеизложенный основной способ, а может лишь применяться в качестве дополнительного способа проверки на месте установки выключателя.

4.3. Обслуживание разъединителей, отделителей и короткозамыкателей

4.3.1. Обслуживание разъединителей и отделителей

Разъединители не имеют дугогасящих устройств; они предназначены для включения и отключения участков электрической цепи высокого напряжения с целью обеспечения безопасного производства работ на отключенном участке, заземления участков при помощи стационарных заземляющих ножей.

Кроме того, разъединители служат для создания видимого разрыва, отделяющего выведенное из работы оборудование от токоведущих частей, находящихся под напряжением, для вывода его в ремонт или для безопасного производства работ.

Разъединитель — это аппарат, широко применяемый в РУ, который органически связан с принципиальной схемой и конструкцией РУ. Многообразие схем и конструкций РУ диктует необходимость разнообразных конструктивных исполнений разъединителей.

К разъединителям предъявляются следующие требования:

должны создавать ясно видимый разрыв цепи, соответствующий классу напряжения установки;

их приводы должны иметь устройства жесткой фиксации ножей в каждом из двух оперативных положений: включенном и отключенном. Кроме того, они должны иметь надежные упоры, ограничивающие поворот ножей на угол, больший заданного;

разъединители должны включаться и отключаться при любых наихудших условиях окружающей среды, например, при обледенении;

опорные изоляторы и изоляционные тяги должны выдерживать механические нагрузки, возникающие при выполнении операций;

главные ножи разъединителей должны иметь блокировку с ножами заземляющего устройства, исключаящую возможность одновременного включения тех и других;

разъединители должны иметь надлежащую изоляцию, обеспечивающую надежную

работу и безопасное обслуживание при перенапряжениях и ухудшении атмосферных условий.

При выполнении операций с разъединителями на присоединении, отключенном выключателем, с привода этого выключателя снимается оперативный ток и принимаются меры, исключающие самопроизвольное включение выключателя. На ключ управления отключенного выключателя вывешивается плакат «Не включать — работают люди».

Операции с разъединителями разрешается производить только при отсутствии у них дефектов и повреждений.

Разъединители отличаются друг от друга по роду установки (внутренней и наружной установки), по числу полюсов (однополюсные и трехполюсные), по характеру движения ножа (вертикально-поворотного и качающегося типа).

Трехполюсные разъединители управляются рычажным приводом (ПР) и приводом с червячной передачей (ПЧ), однополюсные — оперативной изоляционной штангой.

Для управления разъединителями применяются ручные, элек-тродвигательные и пневматические приводы.

Ручные приводы могут быть рычажными серии ПР и с червячной передачей серии ПЧ и приводятся в действие человеком вручную. Однополюсные разъединители внутренней установки напряжением до 35 кВ управляются также оперативными изолирующими штангами.

При ручном отключении разъединителей вначале делают пробное движение рычагом привода, чтобы убедиться в исправности тяг, отсутствии качаний и дефектов изоляторов. Если в момент расхождения контактов между ними возникает дуга, что может быть в результате разрыва цепи тока нагрузки, разъединители немедленно включают и до выяснения причин образования дуги операции с ними не производят.

Электродвигательные приводы применяются для управления разъединителями наружной и внутренней установки и приводятся в действие электрической энергией. Их изготавливают на номинальные напряжения 110 и 220 В постоянного тока и 127, 220 и 380 В переменного тока. Приводной электродвигатель питается от сети переменного тока 380 В через контакты реверсивного магнитного пускателя. В приводе предусмотрена механическая блокировка, не допускающая ошибочное проведение операций с главными ножами при включенных ножах стационарных заземлителей. Имеется также блокировка, запрещающая дистанционное управление разъединителями в момент управления с места.

В зависимости от номинального напряжения и конфигурации разъединителей время на одну операцию приводом составляет от 4 до 20 с, причем начатая приводом операция завершается независимо от длительности подачи команды.

Для дистанционного управления разъединителями 6—10 кВ внутренней установки применяются электродвигательные приводы, управляющие сразу тремя фазами разъединителей. Приводы питаются от источника постоянного тока 220 В.

Пневматические приводы устанавливаются непосредственно на рамах разъединителей, вследствие чего отпадает надобность в соединительных тягах. Их применение целесообразно на ПС, где имеются установки для производства сжатого воздуха. Привод работает при номинальном давлении сжатого воздуха 2 МПа.

В электрическую схему блока помимо кнопок входят электромагниты включения и отключения, воздействующие на открытие пусковых клапанов, и вспомогательные контактные пары, срабатывающие в конце хода включения и отключения разъединителей. В шкафу блока управления установлен подогреватель, который включается при температуре наружного воздуха ниже 5 °С.

В отличие от электродвигательных приводов в пневматических приводах не предусмотрены механизмы ручного управления разъединителями.

Отделители по конструкции токоведущих частей не отличаются от разъединителей. Их контактная система не приспособлена для операций под рабочим током нагрузки.

Основным назначением отделителей является быстрое отключение поврежденного

участка электрической сети в бестоковую паузу. Допускаются также операции отключения и включения участков линии или элементов схемы, находящихся без напряжения, или намагничивающих и зарядных токов.

Отделители управляются полуавтоматическими приводами (например, типа ПРО-1У1), с помощью которых возможно дистанционное или с места установки отключение отделителей от устройства релейной защиты, а также включение отделителей вручную съемной рукояткой. При ручном включении отделителей одновременно взводятся и встроенные пружины. Запасаемая в них энергия используется для отключения отделителей. Процесс отключения длится не более 0,5 с.

При автоматизации ПС отделители используются не только для отключения электрических цепей, но и для переключения ПС в бестоковую паузу на резервный источник питания.

Отделители применяются в основном на ПС без выключателей со стороны ВН.

На таких ПС кроме отделителей устанавливаются и короткозамыкатели, для того чтобы при внутренних повреждениях трансформаторов быстро создавать мощные искусственные КЗ на питающих линиях, отключаемых затем выключателями.

После снятия напряжения поврежденный трансформатор отключается отделителем, а линия включается в работу действием АПВ.

Коммутационная способность разъединителей и отделителей. Разъединителями и отделителями разрешается включение и отключение:

ТН зарядного тока шин и подстанционного оборудования всех напряжений, кроме конденсаторных батарей;

параллельных ветвей, находящихся под током нагрузки, если разъединители этих ветвей шунтированы другими включенными разъединителями или выключателями;

намагничивающих токов силовых трансформаторов и зарядных токов ВЛ и КЛ;

нейтралей трансформаторов и дугогасящих катушек при отсутствии в сети замыкания фазы на землю.

На рис. 4.2. показано, что во всех случаях операций с разъединителями, находящимися под напряжением, ими замыкается или размыкается только цепь зарядного тока, обусловленного емкостью С.

Рис. 4.2. Схема, поясняющая отключение шинным разъединением небольшого зарядного тока:

QS 1, 2, 3 — разъединители;

С — емкость токоведущих частей на землю

Зарядные токи оборудования ПС и шин малы, и коммутация их разъединителями не опасна. Возникающие при этом емкостные дуги хотя и растягиваются, но не содержат большого количества тепла; их температура сравнительно невысока (до 1000 °С) и не приводит к подгоранию или оплавлению контактных поверхностей.

Если ШСВ и шинные разъединители переводимых с одной системы шин на другую присоединений удалены друг от друга на сравнительно большие расстояния (порядка десятков и сотен метров) и по соединяющим их сборным шинам проходят большие токи, создающие значительное падение напряжения на этом участке, то при операциях с разъединителями может возникнуть достаточно сильная дуга. Чтобы избежать ее появления, создается дополнительная параллельная ветвь включением на обе системы шин разъединителей любого другого присоединения, расположенного вблизи середины расстояния между ШСВ и разъединителями коммутируемого присоединения.

Сначала производят операции с разъединителями удаленного присоединения, потом отключают разъединители, включением которых создавалась дополнительная шунтирующая цепь.

В такой ситуации недопустимо шунтирование и расшунтирование разъединителями

реакторов, поскольку при этом разность напряжений на контактах разъединителей будет равна падению напряжения на реакторе, которое может оказаться значительным, что вызовет возникновение дуги, опасной для персонала.

В ЗРУ 6-35 кВ разъединителями и отделителями отечественного производства допускается включение и отключение намагничивающего тока трансформаторов, зарядного тока ВЛ и КЛ, а также тока замыкания на землю не выше следующих значений:

разъединителей изолирующих перегородок позволяет увеличить включаемый и отключаемый ток в 1,5 раза.

На ОРУ в зависимости от конструкции разъединителей или отделителей и расстояния между полюсами разрешается отключение и включение намагничивающего тока трансформаторов и зарядных токов ВЛ и КЛ, значения которых не должны превышать приведенных в табл. 4.2.

Таблица 4.2

Окончание табл. 4.2

С целью увеличения диапазона токов, отключаемых разъединителями и отделителями, их снабжают дутьевыми приставками, с помощью которых формируется и направляется на дугу, возникающую между расходящимися контактами аппарата, сильная струя воздуха. Сжатый воздух из баллона интенсивно охлаждает дугу и деионизирует межконтактный промежуток.

Для определения длины ВЛ 35 и 110 кВ, отключаемой или включаемой без нагрузки разъединителями и отделителями, необходимо знать следующие исходные данные:

Зарядный ток КЛ, А/км, определяется по следующей формуле:

Ток замыкания на землю в воздушных сетях с изолированной нейтралью определяется по следующей формуле:

в кабельных сетях с изолированной нейтралью:

Осмотры разъединителей, отделителей и короткозамыкателей. Перед включением или отключением разъединители или отделители осматривают. Они не должны иметь видимых дефектов и повреждений. Операции с разъединителями, у которых при измерении или осмотре обнаружены дефектные изоляторы, выполняют лишь после снятия с них напряжения.

При осмотре основное внимание следует обращать на состояние контактных соединений и изоляцию аппаратов, которые являются у них наиболее ответственными и слабыми частями, а также на отсутствие продольных и кольцевых трещин на изоляторах, особенно в частях, примыкающих к фланцам.

При размыкании больших токов, загрязнении, окислении и слабом нажатии контакты нагреваются и выгорают. При обнаружении признаков нагрева термосвечами или переносным прибором (электротермометром) производится проверка температуры нагрева. Если температура нагрева превышает допустимую, аппарат следует вывести в ремонт.

Загрязнение поверхности изоляторов приводит к снижению разрядного напряжения, а при дожде, тумане или сильной росе — к их перекрытию.

Кроме того, при включении и отключении изоляторы воспринимают большие нагрузки. Поэтому во избежание их поломки не следует производить плановые переключения в неблагоприятные погодные периоды, а также при резких похолоданиях, когда в изоляторах появляются значительные внутренние напряжения.

При осмотрах следует обращать внимание на отсутствие продольных и кольцевых

трещин на изоляторах, а также повреждений в арматуре и в цементных швах. При обнаружении поверхностных дефектов (сколов, следов ударов) аппараты должны выводиться в ремонт.

Операции под напряжением с разъединителями, имеющими дефекты, могут производиться лишь в исключительных случаях по специальному разрешению уполномоченного на это лица.

4.3.2. Операции с разъединителями и отделителями

Одним из важных общих положений, которые должны соблюдаться персоналом в цепях с разъединителями и отделителями, является то, что отключение намагничивающих и зарядных токов выполняется отделителями, позволяющими быстро выполнять операции благодаря наличию встроенных пружин, а включение — разъединителями при предварительно включенных отделителях.

При отключении ненагруженного трансформатора разъединителями или отделителями возможен кратковременный неполнофазный режим вследствие одновременного размыкания контактов отдельных полюсов, что может вызвать появление перенапряжений. Опасность перенапряжения наименьшая у трансформаторов с заземленной нейтралью. Поэтому перед отключением трансформатора от сети заземляют его нейтраль, если в нормальном режиме она была разземлена и защищена разрядником. Рекомендуется также предварительно отключать дугогасящие реакторы.

После проведения операций включения или отключения разъединителей или отделителей осмотром проверяют их действительное положение, так как возможны случаи недовключения ножей, попадание ножей мимо губок, обрывы тяг, разрегулировка приводов и др.

В РУ все операции по отключению и включению разъединителей присоединения, имеющего в своей цепи выключатель, должны выполняться после проверки отключенного положения выключателя на месте его установки.

Прежде чем отключить разъединители и отделители, необходимо произвести их внешний осмотр. Эти аппараты, их приводы и блокирующие устройства не должны иметь повреждений, препятствующих выполнению операций. Особое внимание должно быть обращено на отсутствие шунтирующих перемычек.

При обнаружении тех или иных дефектов операции с разъединителями под напряжением должны выполняться с большой осторожностью и только с разрешения лица, отдавшего распоряжение о переключении. Запрещаются операции с разъединителями под напряжением, если на изоляторах обнаружены трещины.

Включение разъединителей ручным приводом следует выполнять быстро и решительно, но без удара в конце хода. При появлении между контактами дуги ножи разъединителей не следует отводить обратно, поскольку при расхождении контактов дуга может удлиниться, перекрыть промежуток между фазами и вызвать КЗ. Во всех случаях операция включения должна проводиться до конца, так как при соприкосновении контактов дуга погаснет, не причинив повреждений оборудованию.

Отключение разъединителей, наоборот, должно производиться медленно и осторожно. Вначале рычагами привода делается пробное движение, с тем чтобы убедиться в исправности тяг, отсутствии качаний и поломок изоляторов. Если в момент расхождения контактов возникнет дуга, разъединители необходимо немедленно включить и до выяснения причин образования дуги операции с ними не производить.

Разъединителями разрешается выполнять операции:

включения и отключения зарядного тока ошиновки и оборудования всех классов напряжения (кроме тока конденсаторных батарей);

включения и отключения ТН, нейтралей силовых трансформаторов и дугогасящих реакторов с номинальным напряжением до 35 кВ включительно при отсутствии в сети

замыкания фазы на землю или резонанса;

включения и отключения ТН электромагнитного типа с номинальным напряжением 110 кВ и выше;

шунтирования и расшунтирования включенных выключателей (с приводов которых снят оперативный ток) вместе с прилегающей к ним ошиновкой.

В кольцевых сетях 6-10 кВ разрешается отключение разъединителями уравнильных токов до 70 А и замыкание разъединителем сети в кольцо при разности напряжений в момент операции на ПС, питающих стороны этого разъединителя, не более 5 %.

Допускается отключение и включение трехполюсными разъединителями наружной установки при напряжении 10 кВ и ниже тока нагрузки до 15 А.

Допускается дистанционное отключение разъединителями неисправного выключателя 220 кВ и выше, зашунтированного одним выключателем или цепочкой из нескольких выключателей других присоединений системы шин (схема четырехугольника, полуторная и т. п.), если отключение выключателя может привести к его разрушению или обесточению ПС.

Операции с однополюсными разъединителями, проводимые с помощью оперативных штанг, должны выполняться в той очередности, которая обеспечивает наибольшую безопасность для персонала.

Поэтому при любом расположении разъединителей (в горизонтальном или вертикальном ряду) первым всегда следует отключать разъединитель средней фазы, затем при расположении разъединителей в горизонтальном ряду поочередно отключают крайние разъединители, а при вертикальном расположении разъединителей (один над другим) вторым отключают верхний разъединитель, третьим — нижний.

Операции включения однополюсных разъединителей выполняют в обратном порядке.

В цепях, содержащих выключатели с пружинными приводами, операции с разъединителями следует выполнять при ослабленных пружинах, чтобы избежать случайных включений выключателей во время производства операций с разъединителями.

Для защиты персонала от воздействия дуги при отключении разъединителями или отделителями малых токов над приводами аппаратов сооружаются козырьки из негорючего материала, а приводы трехполюсных разъединителей 6—35 кВ внутренней установки отделяются от разъединителей стенкой или глухим щитом.

При проверке положения аппарата каждая его фаза должна проверяться отдельно.

4.4. Обслуживание установок приготовления сжатого воздуха

Применение сжатого воздуха на ПС необходимо для приведения в действие пневматических приводов воздушных выключателей и разъединителей.

В воздушных выключателях сжатый воздух используется для гашения дуги и вентиляции внутренних полостей выключателей для удаления осаждающейся на них влаги.

Для снабжения сжатым воздухом этих коммутационных аппаратов в РУ и на ПС предусматриваются установки сжатого воздуха, состоящие из стационарной компрессорной установки и воздухораспределительной сети.

Производительность рабочих компрессоров регламентируется ПУЭ и должна быть выбрана такой, чтобы обеспечивать:

в установках с компрессорами давлением до 10 МПа — 0,5 ч непрерывной работы с 2-часовой паузой;

восстановление давления в воздухоотборниках, сниженного на вентилирование воздушных выключателей и на утечки всей системы, за 2 ч, пока компрессоры не работают, — в течение 0,5 ч;

в установках с компрессорами давлением 23 МПа — 1,5 ч непрерывной работы с 2-часовой паузой;

восстановление давления в воздухохборниках, сниженного по указанным выше причинам, — в течение 1,5 ч.

Для нормальной работы компрессора в помещении компрессорной установки должна поддерживаться температура не ниже +10 °С и не выше +40 °С, для чего должны быть предусмотрены отопление и приточно-вытяжная механическая вентиляция.

В соответствии с требованиями ПТЭ, сжатый воздух, используемый в воздушных выключателях и приводах других коммутационных аппаратов, должен быть очищен от механических примесей с помощью фильтров, установленных в распределительных шкафах каждого воздушного выключателя или на воздухопроводе, питающем привод каждого аппарата.

Для предупреждения загрязнения сжатого воздуха в процессе эксплуатации должны производиться продувки:

магистральных воздухопроводов при положительной температуре окружающего воздуха — не реже 1 раза в 2 месяца;

воздухопроводов (отпаяк от сети) до распределительного шкафа и от шкафа до резервуаров каждого полюса выключателей и других коммутационных аппаратов с их отсоединением от аппарата — после каждого капитального ремонта аппарата;

резервуаров воздушных выключателей — после каждого капитального и текущего ремонта, а также при нарушении режимов работы компрессорных станций.

В выключателях с воздухонаполненным отделителем, а также в ряде других серий выключателей (ВНВ, ВВБ и др.) сжатый воздух является изолирующей средой между главными контактами выключателя, находящегося в отключенном положении.

Для работы воздушных выключателей сжатый воздух накапливается в их резервуарах, а резервуары пополняются от установок, предназначенных для получения сжатого воздуха.

Основными показателями *качества сжатого воздуха* являются давление, влажность и чистота от загрязнений механическими примесями.

Номинальное давление и колебания давления сжатого воздуха, подводимого к пневматическим приводам, не должны выходить за пределы нормированных значений. К резким колебаниям давления в воздухохраспределительной сети приводят сбросы воздуха при отключениях выключателей.

Установки для производства сжатого воздуха во всех режимах должны с необходимой быстротой восстанавливать давление, создавая условия для надежной работы аппаратов.

Влага на клапанах и вентилях в холодное время года может замерзнуть, что приведет к отказу в работе выключателя. Влага на внутренних поверхностях изолирующих деталей снижает их изоляционные свойства, что приведет к перекрытию изоляции по поверхности.

Поэтому конструкции выключателей и пневматических приводов рассчитаны на применение в них только сухого воздуха.

Содержание влаги в виде пара в сжатом воздухе оценивается его относительной влажностью, представляющей собой отношение массы водяного пара, находящегося в данном объеме воздуха, к массе насыщенного водяного пара в том же объеме воздуха и при той же температуре.

Относительная влажность будет повышаться, пока не наступит состояние насыщения, то есть состояние равновесия между испарением жидкости и конденсацией пара из воздуха. Дальнейшее увеличение давления или понижение температуры воздуха приводит к дальнейшей конденсации излишка водяного пара, а относительная влажность, достигнув 100 %, уже изменяться не будет.

Температура, при которой начинается образование конденсата, называется *точкой росы*. На практике сжатый воздух осушают до такой степени, чтобы точка росы была недостижима при возможных изменениях температуры воздуха в РУ.

Установки для получения и распределения сжатого воздуха состоят из следующих элементов:

компрессоров с электроприводом и автоматической системой управления пуском и

остановкой;

воздушных всасывающих фильтров для очистки воздуха, всасываемого первой ступенью компрессора из атмосферы;

змеевиковых охладителей с водомаслоотделителями и продувочными клапанами после каждой ступени компрессора;

воздухосборников (ресиверов) — сосудов для накопления сжатого воздуха и редукторных клапанов, устанавливаемых на выходе воздуха из воздухосборников в распределительную сеть;

воздухопроводов, арматуры, приборов и вспомогательных устройств, необходимых для эксплуатации воздухораспределительной сети.

На ПС с воздушными выключателями используются компрессоры на номинальное давление 4 и 4,5 МПа типов ВШ-3/40М и АВШ-1-5/45 и компрессоры на 23 МПа типа ВШВ-2,3/230.

На ПС с масляными выключателями и разъединителями с пневматическим приводом применяются небольшие автоматизированные компрессоры типа АВВ-5/2 на давление 2 МПа.

Надежность снабжения сжатым воздухом аппаратов РУ обеспечивается непрерывным поддержанием необходимого запаса сжатого воздуха в воздухосборниках.

Режим работы установок сжатого воздуха определяется его давлением в воздухосборниках и в воздухораспределительной сети. Требуемое давление поддерживается периодическим пуском компрессоров. Время между остановкой и пуском компрессоров, в зависимости от расхода воздуха, должно быть не менее 60 мин, а восстановление требуемого давления должно быть обеспечено за время не менее 30 мин.

Операции включения и отключения компрессоров автоматизированы. Пуск рабочего компрессора производится автоматически датчиком давления. Если рабочие компрессоры не смогут восстановить давление до номинального, то при его снижении включается резервный компрессор.

При **обслуживании компрессорной установки** в обязанности персонала входят: систематический (не реже 1 раза в смену) осмотр компрессорной установки, устройств автоматики и сигнализации;

наблюдение за пуском и работой компрессоров, их температурой, давлением масла в системе смазки и воздуха, а также отсутствием пропусков воздуха и состоянием прокладок в местах уплотнений;

проверка уровня масла в картере, его доливка;

проверка давления воздуха в воздухораспределительной сети;

продувка водомаслоотделителей;

содержание в чистоте оборудования и помещения компрессорной.

В процессе эксплуатации осуществляется наблюдение за исправностью всасывающего фильтра и отсутствием попадания в него пыли и твердых частиц.

Масло в воздушный всасывающий фильтр заливается до отметки, указанной на камере. При высоком уровне масло может попасть в цилиндр компрессора и нарушить его работу.

Смену масла в воздушном фильтре следует производить через 100–120 ч работы.

Большое значение имеет правильная смазка цилиндров, где поршни работают при высокой температуре. Излишняя смазка способствует загрязнению трубопроводов и воздухосборников.

Наблюдения требуют и сами воздухосборники. Спуск конденсата из них следует производить не реже 1 раза в сутки в наиболее холодное время суток. В зимнее время рекомендуется включать электроподогреватели конденсатосборников для таяния образовавшегося в них льда и отключать их после спуска влаги.

На ПС должны иметься оперативные схемы воздушных коммуникаций с указанием открытых и закрытых вентилях. При изменениях положения вентилях вносятся изменения и в схему, о чем сообщается дежурному, принимающему смену. Места расположения вентилях

на территории ПС отмечаются особыми знаками, и доступ к ним должен быть всегда свободен.

О неисправностях в работе установок приготовления сжатого воздуха подается, как правило, три сигнала на щит управления ПС:

- об отклонении давления в воздухохоборнике от заданного значения;
- отклонении давления в сети рабочего давления;
- неисправности в компрессорах.

При поступлении хотя бы одного таких сигналов оперативный персонал должен прийти в помещение компрессорной и расшифровать поступивший сигнал по показаниям электроконтактных манометров и положению указателей сигнальных реле на щите управления.

Оперативный персонал обычно сталкивается со следующими неполадками в работе компрессоров:

компрессор не включается. Причиной этому может быть неисправность электросети или пусковой автоматики. В этом случае необходимо проверить наличие напряжения на питающих шинах, положение рукоятки ключа управления компрессора, работу защитных автоматических выключателей и магнитных пускателей, действие аппаратов в процессе пуска. Следует иметь в виду, что при понижении температуры воздуха в компрессорной ниже 10 °С и неисправности нагревательного патрона для подогрева масла пуск компрессора тоже не произойдет;

работающий компрессор отключается из-за перегрева масла или низкого давления масла, высокого давления нагнетания первой или второй ступени или срабатывания предохранительного клапана первой или второй ступени. В этих случаях необходимо проверить действие приборов и автоматики в схеме автоматического управления, технологической защиты и сигнализации компрессорной установки;

компрессор в процессе работы не развивает требуемую степень сжатия воздуха . Причиной может быть неплотное закрытие мембранных клапанов продувки или пропуск воздуха в пневматической линии, снабжающей мембранные клапаны рабочим воздухом. Следует проверить работу мембранных клапанов и отсутствие пропусков в пневматической линии;

не срабатывают продувочные мембраны клапанов. Причиной может быть зависание сердечника или сгорание катушки электромагнита клапана. Необходимо легким постукиванием сдвинуть сердечник. Сгоревшую катушку следует заменить.

Воздухохоборники — сосуды, работающие под высоким давлением, должны немедленно выводиться из работы в следующих случаях:

- при повышении давления в воздухохоборнике выше допустимого;
- при неисправности предохранительного пружинного клапана;
- при обнаружении свищей и трещин в сварных швах, стенках сосуда и запорной арматуре, а также при выпучивании стенок сосуда;
- при неисправности или неполном комплекте крепежных деталей у крышек и люков;
- при возникновении пожара в непосредственной близости от воздухохоборника.

При обнаружении неисправности оперативный персонал должен:
ввести в работу резервный воздухохоборник (резервную компрессорную установку);
вывести из работы воздухохоборник, на котором обнаружена неисправность;
принять меры к снижению давления в сосуде; сообщить о неисправности воздухохоборника лицу, ответственному за его техническое состояние.

Все элементы установки сжатого воздуха должны быть доступны для разборки и чистки.

Внутренние поверхности воздухохоборников и линейных водоотделителей должны иметь антикоррозийное покрытие.

Наружные поверхности воздухохоборников и линейных водоотделителей, устанавливаемых на открытом воздухе, должны быть окрашены устойчивой краской

светлого тона.

Стальные воздухопроводы должны соединяться сваркой встык; соединения с арматурой — фланцевые.

Для труб с внутренним диаметром 6–8 мм допускаются фланцевые соединения или соединения при помощи ниппелей.

Глава 5. Обслуживание измерительных и защитных аппаратов, реакторов и кабелей

5.1. Обслуживание трансформаторов тока

Трансформатор тока (ТТ) — это измерительный элемент, в котором при нормальных условиях применения вторичный ток практически пропорционален первичному току и при правильном включении сдвинут относительно него по фазе на угол, близкий к нулю (СТ МЭК 50(321)—86).

ТТ является трансформатором, питающимся от источника тока, и предназначен для снижения первичного тока до величины, используемой в цепях измерения, защиты, управления и сигнализации.

Номинальное значение тока вторичной обмотки ТТ составляет 1А, 5А.

ТТ является связующим звеном между элементами вторичной цепи (устройств РЗА, приборов учета) и первичной цепи.

Первичная обмотка ТТ включается последовательно (в рассечку фазы) в цепь с измеряемым переменным током, а его вторичная обмотка уменьшает первичный ток до требуемого значения для питания элементов цепей управления и измерительных приборов учета электроэнергии.

Ток, протекающий по вторичной обмотке ТТ, равен току первичной обмотки, деленному на коэффициент трансформации.

Рабочий режим ТТ близок к режиму КЗ из-за малого сопротивления вторичной обмотки. Размыкание вторичной обмотки ТТ приводит к исчезновению размагничивающего действия вторичного тока, и тогда током намагничивания становится весь первичный ток. В таком режиме резко возрастает магнитная индукция в стали магнитопровода и многократно увеличиваются активные потери в стали, что приводит к ее перегреву, обгоранию изоляции обмотки и к повреждению трансформатора.

Кроме того, большой по величине магнитный поток наводит во вторичной обмотке значительную (до десятков кВ) ЭДС, что представляет опасность для изоляции вторичных цепей и для персонала.

Поэтому **вторичные обмотки ТТ должны быть всегда замкнуты на реле, приборы или закорочены на испытательных зажимах.**

При необходимости замены реле или прибора предварительно должна устанавливаться шунтирующая их перемычка.

Переносные измерительные приборы подключаются к вторичным цепям ТТ с помощью разъемных испытательных зажимов или испытательных блоков, которые позволяют включать и отключать приборы без разрыва вторичной цепи.

Основной мерой безопасного производства работ во вторичных токовых цепях в случае повреждения изоляции и попадания на вторичную цепь высокого напряжения является заземление одного из концов каждой вторичной обмотки ТТ.

В сложных схемах релейной защиты, например, в схеме токовой дифференциальной защиты, заземление допускается выполнять только на панели защиты, то есть только в одной точке схемы.

ТТ по конструкции бывают **встроенными** в проходные вводы силовых трансформаторов и баковых выключателей и **накладными**, надевающимися сверху на

вводы силовых трансформаторов; у тех и других первичной обмоткой служит токоведущий стержень ввода.

В зависимости от рода установки и класса напряжения первичной обмотки ТТ выполняются с литой эпоксидной изоляцией, с бумажно-масляной изоляцией или с воздушной изоляцией.

ТТ с фарфоровой изоляцией (серии ТПФ) в последние годы вытесняются трансформаторами с литой эпоксидной изоляцией.

При напряжении 330 кВ и выше ТТ изготавливаются в виде двух ступеней (двух каскадов), что позволяет выполнить изоляцию каждой ступени на половину фазного напряжения.

Обслуживание ТТ заключается в надзоре за ними и обнаружении видимых неисправностей (обгорания контактов, трещин в фарфоре и др.) с одновременным контролем нагрузки первичной цепи. Допускается перегрузка ТТ по току первичной обмотки до 20 %.

Особое внимание следует обращать на нагрев контактов, через которые проходит ток первичной цепи. Если на нагретый контакт попадет масло у ТТ с бумажно-масляной изоляцией, то может возникнуть пожар. У таких ТТ проверяют уровень масла по маслоуказателю, отсутствие подтеков масла, цвет силикагеля в воздухоосушителе (при розовой окраске силикагель подлежит замене).

У ТТ с литой изоляцией под воздействием коммутационных и грозовых перенапряжений может произойти перекрытие по загрязненной и увлажненной поверхности изоляторов.

При обнаружении дефектов токоведущих частей и изоляции ТТ вместе с присоединением должен быть выведен в ремонт и подвергнут испытанию.

5.2. Обслуживание трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения (ТН) — это измерительный трансформатор, в котором при нормальных условиях применения вторичное напряжение практически пропорционально первичному напряжению и при правильном включении сдвинуто относительно него по фазе на угол, близкий к нулю (СТ МЭК 50(321)—86).

ТН является трансформатором, питающимся от источника напряжения, и служит для преобразования высокого напряжения в низкое стандартных значений: 100; 100/√3; 100/3 с целью питания измерительных приборов и различных реле управления, защиты и автоматики.

ТН (так же как и ТТ) отделяют (изолируют) измерительные приборы и реле от высокого напряжения, обеспечивая их работоспособность и безопасность обслуживания.

Применение ТН позволяет изолировать логические схемы защиты и цепи измерения от цепи высокого напряжения.

По принципу устройства и схеме включения ТН практически не отличаются от силовых трансформаторов. Отличие состоит в малых мощностях, не превышающих десятков или сотен ВА. При малой мощности режим работы ТН близок к режиму ХХ трансформаторов. Размыкание их вторичных обмоток не приводит к опасным последствиям.

На напряжение до 35 кВ ТН включаются через предохранители, чтобы при повреждении ТН был отключен — во избежание развития аварии в сети. На напряжении 110 кВ и выше из-за крайне редких повреждений ТН предохранители можно не устанавливать.

Коммутация (включение и отключение) ТН производится разъединителями.

Для защиты ТН от токов КЗ в его вторичных цепях устанавливают съемные трубчатые предохранители или автоматические выключатели максимального тока: трехполюсные (типа АП50-3М) и двухполюсные (типа АП50-2М) с электромагнитным расцепителем на номинальные токи от 2,5 до 50 А. Предохранители устанавливают в том случае, если ТН не питает быстродействующие защиты, поскольку эти защиты могут ложно действовать при недостаточно быстром перегорании плавкой вставки. Установка же автоматических

выключателей обеспечивает эффективное срабатывание специальных блокировок, выводящих из действия отдельные виды защит при обрыве цепей напряжения.

Для безопасного обслуживания вторичных цепей при пробое изоляции и попадании высокого напряжения на вторичную обмотку один из ее зажимов или нулевая точка присоединяется к заземлению. При соединении вторичных обмоток в звезду заземляется не нулевая точка, а начало обмотки фазы В, что вызвано стремлением сократить на 1/3 число переключающих контактов во вторичных цепях, поскольку заземленная фаза может подаваться на реле помимо рубильников и вспомогательных контактов разъединителей.

При использовании ТН для питания оперативных цепей переменного тока допускается заземление нулевой точки вторичных обмоток через пробивной предохранитель, что необходимо для повышения уровня изоляции оперативных цепей.

При производстве работ непосредственно на ТН и его ошиновке действующими правилами безопасности предписывается создание видимого разрыва как со стороны ВН, так и со стороны вторичных цепей, чтобы избежать появления напряжения на первичной обмотке за счет обратной трансформации напряжения от вторичных цепей, питающихся от другого ТН. С этой целью во вторичных цепях ТН устанавливаются рубильники или применяются предохранители. Отключение автоматических выключателей, а также разрыв вторичных цепей вспомогательными контактами разъединителей не создают видимого разрыва цепи и поэтому считаются недостаточными.

На ПС применяются как однофазные, так и трехфазные двух- и трехобмоточные ТН. В основном это ТН с бумажно-масляной изоляцией, магнитопроводы и обмотки которых погружены в масло. Масляное заполнение бака или фарфорового корпуса предохраняет от увлажнения и изолирует обмотки от заземленных конструкций. Кроме того, такое заполнение является охлаждающей средой.

В ЗРУ до 35 кВ используются ТН с литой эпоксидной изоляцией, которые имеют ряд преимуществ по сравнению с маслонаполненными при установке в КРУ.

На ПС 110–500 кВ применяются каскадные ТН серии НКФ. В каскадном ТН обмотка ВН делится на части, размещаемые на разных стержнях одного или нескольких магнитопроводов, что облегчает ее изоляцию.

У ТН (типа НКФ-110) обмотка ВН разделена на две части (ступени), каждая из которых размещается на противоположных стержнях двухстержневого магнитопровода. Магнитопровод соединен с серединой обмотки ВН и находится по отношению к земле под потенциалом $U_{\phi}/2$, благодаря чему обмотка ВН изолируется от магнитопровода только на $U_{\phi}/2$, что существенно уменьшает размеры и массу трансформатора.

С другой стороны, ступенчатое исполнение усложняет конструкцию трансформатора, так как появляется необходимость в дополнительных обмотках.

Каскадные ТН на 220 кВ и выше имеют два и более магнитопровода. Число магнитопроводов обычно в 2 раза меньше числа ступеней каскада. Для передачи мощности с обмоток одного магнитопровода на обмотки другого служат связующие обмотки.

Наряду с обычными электромагнитными ТН для питания измерительных приборов и релейной защиты применяют емкостные делители напряжения, которые получили распространение на ЛЭП напряжением 500 кВ и выше.

На рис. 5.1 показана принципиальная схема включения емкостного делителя напряжения типа НДЕ-500.

На схеме видно, что напряжение между конденсаторами распределяется обратно пропорционально емкостям:

$$U_1/U_2 = C_2/C_1, \quad (5.1)$$

где C_1 и C_2 — емкости конденсаторов;

U_1 и U_2 — напряжения на них.

Подбором емкостей обеспечивается получение на нижнем конденсаторе C_2 требуемой доли общего напряжения U_{ϕ} . Если к конденсатору C_2 подключить понижающий

трансформатор Т (рассчитан на напряжение до 15 кВ), то он будет выполнять те же функции, что и обычный ТН.

Емкостной делитель напряжения на рис. 5.1 состоит из трех конденсаторов связи типа СМР-166/3-0,014 и одного конденсатора отбора мощности типа ОМР-15-0,017.

Первичная обмотка трансформатора Т имеет восемь ответвлений для регулирования напряжения. Заградитель L препятствует ответвлению токов высокой частоты в трансформатор Т во время работы высокочастотной связи, аппаратура которой подключена к конденсаторам через фильтр ФП. Реактор LR улучшает электрические свойства схемы при росте нагрузки. Балластный фильтр в виде резистора R служит для гашения феррорезонансных колебаний во вторичной цепи при внезапном отключении нагрузки.

Контроль исправности вторичных цепей основной обмотки ТН обычно производится при помощи трех реле минимального напряжения. При отключении автоматического выключателя или сгорании предохранителя эти реле подают сигнал о разрыве цепи.

Более совершенным является контроль с помощью комплектного реле, подключенного по схеме рис. 5.2 к шинам вторичного напряжения.

В этой схеме реле KV1 включено на три фазы фильтра напряжения обратной последовательности ZV, которое срабатывает при нарушении симметрии линейных напряжений, что имеет место, например, при обрыве одной или двух фаз. При размыкании его контактов срабатывает реле KV2, подающее сигнал о разрыве цепи напряжения. Это реле срабатывает также и при трехфазном симметричном КЗ, когда реле KV1 не работает. Таким образом обеспечивается подача сигнала при всех нарушениях цепей напряжения со стороны как НН, так и ВН. Для того чтобы исключить подачу ложного сигнала, устройство действует с выдержкой времени, превышающей время отключения КЗ в сети ВН.

Блокировка защит при повреждениях в цепях напряжения подает сигнал о возникшей неисправности и блокирует те защиты, которые могут при этом сработать, лишившись напряжения. Напряжение исчезает или искажается по фазе при перегорании предохранителей, срабатывании автоматических выключателей или обрыве фаз.

На линиях дальних электропередач 500 кВ и выше ТН устанавливаются на вводе линии. Питание цепей напряжения реле и приборов каждой линии производится от подключенного к ней ТН.

Обслуживание ТН и их вторичных цепей оперативным персоналом заключается в контроле за работой самих ТН и за исправностью цепей вторичного напряжения. В процессе надзора (осмотра) обращают внимание на общее состояние ТН, а именно:

- наличие в них масла;
- отсутствие течей и состояние резиновых прокладок;
- отсутствие разрядов и треска внутри ТН;
- отсутствие следов перекрытий на поверхности изоляторов и фарфоровых покрышек;
- степень загрязненности изоляторов;
- отсутствие трещин и сколов изоляции;
- состояние армировочных швов.

ТН напряжением 6-35 кВ с малым объемом масла не имеют маслоуказателей и расширителей. Масло в них не доливают до крышки на 20–30 см. Оставшееся пространство выполняет роль расширителя. При обнаружении следов вытекания масла из таких расширителей необходимы срочный вывод ТН из работы, проверка уровня масла и устранение течи.

При осмотрах проверяется отсутствие щелей в уплотнениях дверей шкафов вторичных соединений, через которые могут проникнуть снег, пыль и влага; осматриваются рубильники, предохранители и автоматические выключатели, а также ряды зажимов.

В соответствии с действующими ПУЭ, номинальный ток плавкой вставки предохранителей должен быть в 3 раза меньше тока КЗ в наиболее отдаленной от ТН точке вторичных цепей.

На щитах управления и релейных защит необходимо контролировать наличие напряжения на ТН по вольтметрам и сигнальным устройствам.

При оперативных переключениях необходимо соблюдать последовательность операций не только с аппаратами высокого напряжения, но и с вторичными цепями напряжения устройств защиты и автоматики.

При исчезновении вторичного напряжения из-за перегорания предохранителей НН они подлежат замене, а отключившиеся автоматические выключатели следует включить, причем первыми должны восстанавливаться цепи основной обмотки, а потом — дополнительной.

К замене перегоревших предохранителей ВН приступают после выполнения операций с устройствами тех защит, которые могут сработать на отключение электрической цепи. Не рекомендуется установка новых предохранителей ВН без выявления и устранения причин их перегорания.

5.3. Обслуживание конденсаторов связи и отбора мощности и ВЧ заградителей

Конденсаторы связи и отбора мощности предназначены: для комплектования делителей емкостных ТН; обеспечения высокочастотной связи на частотах от 36 до 750 кГц в ЛЭП переменного тока 50 и 60 кГц; телемеханики, защиты, измерения напряжения и отбора мощности.

Высокочастотные (ВЧ) заградители предназначены для обеспечения передачи сигналов противоаварийной автоматики, релейной защиты, телефонной связи, телемеханики, промодулированных высокой частотой (24—1000 кГц) по фазовому проводу или грозозащитному тросу высоковольтной (10—750 кВ) ЛЭП.

ВЧ заградитель необходим для исключения шунтирования ВЧ сигнала обмоткой фазового трансформатора.

Заградитель представляет собой ВЧ фильтр, который включается в рассечку провода высоковольтной ЛЭП для предотвращения потерь ВЧ сигнала.

Конденсаторы связи и отбора мощности применяются на ПС в измерительных устройствах типа НДЕ, в специальных устройствах отбора мощности от ЛЭП, а также для образования ВЧ каналов защит, телемеханики и телефонной связи по схеме провод ЛЭП — земля.

В основу использования линий высокого напряжения для одновременной передачи электрической энергии и ВЧ сигналов положено свойство конденсаторов изменять сопротивление в зависимости от частоты проходящего через них тока, что видно из следующей формулы:

Поэтому конденсатор, запирая токи при низких частотах, не препятствует прохождению токов ВЧ.

Конденсатор состоит из обкладок в виде тонких металлических лент с проложенными между ними слоями изолирующей бумаги. К этим лентам припаивают выводы и свертывают их в плоские секции — элементарные конденсаторы. Конденсатор заданной емкости для работы в установках с заданным номинальным напряжением получают параллельным и последовательным соединением определенного числа элементарных конденсаторов.

Собранный конденсатор помещают в фарфоровый корпус, наполненный трансформаторным маслом. В качестве выводов конденсаторов используются стальные крышки, закрывающие корпус с торца. Внутренняя полость корпуса с атмосферой не сообщается. Изменения давления масла в корпусе компенсируются сжатием или выпучиванием стенок специальных коробок расширителей, погруженных в масло. Масса воздуха в коробках расширителей постоянная. Воздух в расширителях не соединяется ни с маслом, ни с атмосферным воздухом.

Конденсаторы устанавливают на изолирующих подставках, служащих для предотвращения утекания токов ВЧ в землю, минуя аппаратуру ВЧ поста.

Применение конденсаторов и заградителей в схемах ВЧ каналов. При помощи конденсаторов к линиям ВН через фильтры подключают ВЧ посты, передающие и принимающие ВЧ сигналы.

Фильтры служат для отделения аппаратов НН от непосредственного контакта с конденсаторами и исключения влияния на них токов промышленной частоты.

Утечка токов ВЧ за пределы ЛЭП предотвращается заградителями, выполненными в виде резонансных контуров (силовых катушек индуктивности и регулируемых конденсаторов, размещаемых внутри катушек). Для токов резонансной частоты сопротивление заградителей очень большое, а для токов промышленной частоты оно очень мало, и эти токи беспрепятственно проходят на шины ПС.

Заградители подвешивают на гирляндах изоляторов (иногда устанавливают на опорах) и включают в рассечку провода линии, рабочий ток которой проходит через силовые катушки.

Осмотры конденсаторов связи и заградителей производят одновременно с осмотром аппаратов, установленных в РУ. Кроме того, при тяжелых метеорологических условиях (гололед, мокрый снег, сильный ветер) производятся внеочередные осмотры. При осмотрах обращают внимание на чистоту поверхности фарфоровых корпусов, отсутствие в них трещин, а также на отсутствие следов просачивания масла через уплотнения фланцев и торцевых крышек.

Течь масла через герметичные конденсаторы связи недопустима, поскольку даже при малой, но продолжительной течи в конденсаторе может иссякнуть избыточное давление и внутрь конденсатора попадет свежий воздух, что приведет к увлажнению масла и повреждению конденсатора.

При осмотре заградителей проверяют состояние контактов в местах присоединения к заградителю провода линии и спуска к линейному разъединителю, убеждаются в целостности жил проводов и надежности механического крепления заградителя и подвесных изоляторов.

В силу своей значительной массы подвесные заградители раскачиваются при сильном ветре, что может привести к нарушению креплений и падению заградителей.

На практике часто имеют место нарушения контактных соединений, а также излом жил проводов вблизи контактных зажимов заградителей, что приводит к обрыву и перегоранию проводов.

Верхняя обкладка конденсатора связи находится под фазным напряжением, а нижняя заземлена через фильтр присоединения. Поэтому падение фазного напряжения происходит на сопротивлении всех элементов конденсатора и фильтра присоединения.

Если в последовательной цепи конденсатор — фильтр присоединения — земля произойдет обрыв, то в схеме появится опасное напряжение. Поэтому для безопасного производства ремонтных работ на фильтре без снятия напряжения с ЛЭП или при эксплуатации необходимо включать заземляющий разъединитель; при этом следует заземлить нижнюю обкладку конденсатора.

Любые работы на конденсаторах связи, находящихся под напряжением, а также касание изолирующей подставки или ее фланцев недопустимы даже при включенном заземляющем разъединителе.

5.4. Обслуживание разрядников и ограничителей перенапряжений

Разрядник — это устройство, содержащее два или несколько электродов, предназначенное для возбуждения разряда в определенных условиях (СТ МЭК 50(151)—78).

Вентильные разрядники (РВ) типов РВП, РВС, РВМ, РВМГ, РВМК применяются для ограничения перенапряжений, действующих на изоляцию ПС.

Основными элементами РВ являются искровой промежуток и последовательно

включенный с ним нелинейный резистор. Искровой промежуток отделяет токоведущие части от заземления, а при появлении импульса перенапряжений срезает волну опасного перенапряжения, обеспечивая при этом гашение дуги тока, проходящего вслед за импульсным током, при первом прохождении его через нулевое значение.

Искровой промежуток разрядника на соответствующий класс напряжения набирается из блоков искровых промежутков. Последовательно с блоками искровых промежутков включают нелинейные резисторы из вилитовых, а у разрядников высших классов напряжения — тервитовых дисков, собранных в блоки. Диски обладают свойством изменять сопротивление в зависимости от значения приложенного к ним напряжения. С увеличением напряжения сопротивление их уменьшается, что способствует прохождению больших импульсных токов при небольшом падении напряжения на разряднике.

Сопротивление резисторов подбирают таким образом, чтобы они ограничивали сопровождающий ток промышленной частоты до 80—100 А.

Диски нелинейных резисторов во влажной атмосфере резко ухудшают свои характеристики. Поэтому все элементы РВ размещают в герметичных фарфоровых покрышках, герметичность которых обеспечивается тщательным армированием фланцев и уплотнением торцевых крышек озоностойкой резиной.

РВ работоспособны только при наличии надежного заземления нижнего фланца. При его отсутствии разрядник работать не будет.

Эффективность защиты с помощью РВ определяется расстоянием от них до защищаемого оборудования: чем ближе к защищаемому оборудованию они установлены, тем эффективнее их защита.

Наблюдение за работой РВ осуществляется по показаниям регистраторов срабатывания, которые включаются последовательно в цепь разрядник — земля, и через них проходит импульсный ток. При появлении в смотровом окошке регистратора срабатывания риски регистратор перезаряжают, то есть меняют плавкие вставки.

При осмотрах РВ обращают внимание на целостность фарфоровых покрышек, армировочных швов и резиновых уплотнений.

Грязь на поверхности покрышек искажает распределение напряжения вдоль разрядника, что может привести к его перекрытию.

Аналогичная картина может иметь место, если не покрашены головки и гайки болтов: вследствие этого на поверхности фланцевых покрышек могут появиться подтеки ржавчины.

Представляет опасность высокая трава вблизи разрядника, которая может зашунтировать его нижние элементы.

Повреждения могут быть и внутри разрядника, а именно: разрывы в цепях шунтирующих резисторов; увлажнение дисков последовательных резисторов и др.

В соответствии с требованиями правил безопасности при эксплуатации электроустановок все виды работ на разрядниках должны производиться с лестниц-стремян; применение приставных лестниц недопустимо.

Заземлять присоединение разрядника следует стационарными заземлителями, а при их отсутствии — переносными заземлениями, устанавливаемыми вблизи разъединителей.

Ограничители перенапряжений (ОПН) предназначены для защиты электрооборудования электрических сетей переменного тока с изолированной или компенсированной нейтралью от грозовых и коммутационных перенапряжений в соответствии с их вольт-амперными характеристиками и пропускной способностью.

Конструктивно ОПН представляет собой высоконелинейное сопротивление (варистор), заключенное в высокопрочный герметизированный корпус. При возникновении волн перенапряжения сопротивление варисторов изменяется на несколько порядков (от десятков Ом до МОм) с соответствующим возрастанием тока от миллиампер при воздействии рабочего напряжения до тысяч ампер при воздействии волны перенапряжения. Этим объясняется защитное действие ОПН, а высоконелинейная вольтамперная характеристика варисторов позволяет реализовать низкий защитный уровень для всех видов перенапряжений

и отказаться от использования искровых промежутков, характерных для традиционных разрядников, со всеми соответствующими преимуществами.

Отсутствие искрового промежутка обеспечивает постоянное подключение ОПН к защищаемому оборудованию.

Область применения ОПН чрезвычайно велика. Они применяются для защиты электрооборудования ПС открытого и закрытого типа, кабельных сетей, ВЛ, генераторов, СК и электродвигателей сетей собственных нужд электростанций и промышленных предприятий, батарей конденсаторов для компенсации реактивной мощности и фазокомпенсирующих устройств, оборудования электро-подвижного состава, устройств электроснабжения и контактной сети переменного и постоянного тока электрифицированных железных дорог, электрооборудования специализированных промышленных предприятий (химической, нефтяной, газовой промышленности и др.).

При отсутствии искровых промежутков через резисторы в нормальном режиме проходит малый ток проводимости, обусловленный напряжением сети.

Длительное прохождение тока проводимости приводит к старению оксидно-цинковой керамики. Поэтому при эксплуатации проверяется величина тока проводимости и не допускается его увеличение до значений, при которых может возникнуть тепловой пробой резисторов и выход ОПН из строя.

Резисторы ОПН для напряжений 35-500 кВ размещают в герметичных одноэлементных фарфоровых крышках. Высота ОПН примерно равна высоте опорных изоляторов того же класса.

5.5. Обслуживание токоограничивающих реакторов

Токоограничивающий реактор — это электрический аппарат, предназначенный для ограничения ударного тока КЗ, а также для поддержания напряжения на шинах ПС при повреждении за реактором.

Реактор — это катушка с постоянным индуктивным сопротивлением, включенная в цепь последовательно. В нормальном режиме на реакторе падение напряжения составляет порядка 3–4 %, что вполне допустимо. В случае КЗ большая часть падения напряжения приходится на реактор. Значение максимального ударного тока КЗ i_m рассчитывается по следующей формуле:

$$i_m = 2,54 / (100/A_p \%), \quad (5.3)$$

где I_n — номинальный ток сети;

X_p — реактивное сопротивление реактора.

Из формулы (5.3) видно, что чем выше реактивное сопротивление, тем меньше значение максимального ударного тока в сети.

При больших токах у катушек со стальными сердечниками происходит насыщение сердечника, что резко снижает реактивность, и, как следствие, реактор теряет свои токоограничивающие свойства. По этой причине реакторы выполняют без стальных сердечников, несмотря на то что при этом для поддержания такого же значения индуктивности (реактивность прямо пропорциональна индуктивному сопротивлению катушки) их приходится делать больших размеров и массы.

Различают бетонные и масляные реакторы.

Бетонные реакторы, как правило, внутренней установки используются на напряжениях до 35 кВ. Бетонный реактор представляет собой концентрически расположенные витки изолированного многожильного провода, залитого в радиально расположенные бетонные колонки. Бетон выпускается с высокими механическими свойствами. Все металлические детали реактора изготавливаются из немагнитных материалов. В случае больших токов применяют искусственное охлаждение. Фазные катушки располагают так, чтобы при собранном реакторе поля катушек были расположены встречно, что необходимо для преодоления продольных динамических усилий при КЗ.

Масляные реакторы применяются в сетях напряжением выше 35 кВ. Масляный реактор состоит из обмоток медных проводников, изолированных кабельной бумагой, которые укладываются на изоляционные цилиндры и заливаются маслом. Масло служит одновременно и изолирующей, и охлаждающей средой. Для снижения нагрева стенок бака от переменного поля катушек реактора применяют электромагнитные экраны или магнитные шунты.

Электромагнитный экран — это расположенные концентрично относительно обмотки реактора короткозамкнутые медные или алюминиевые витки вокруг стенок бака. Экранирование происходит за счет того, что в этих витках возникает встречное электромагнитное поле, которое компенсирует основное поле.

Магнитный шунт — это пакеты листовой стали, расположенные внутри бака около стенок, которые создают искусственный магнитопровод с магнитным сопротивлением, меньшим сопротивления стенок бака, что заставляет основной магнитный поток реактора замыкаться по нему, а не через стенки бака.

Для предотвращения взрывов, связанных с перегревом масла в баке, все реакторы на напряжение 500 кВ и выше в соответствии с действующими ПУЭ должны быть оборудованы газовой защитой.

При **периодических осмотрах**, а также при осмотрах после КЗ проверяют отсутствие повреждений обмоток и токопроводящих шин, бетонных стоек, витковой и фарфоровой изоляции. Особое внимание обращается на качество соединений контактных пластин с обмотками, на отсутствие нагрева в местах присоединения шин к реактору.

Периодически проверяется исправность вентиляции помещений, поскольку реакторы внутренней установки изготавливаются для работы в сухих, хорошо вентилируемых помещениях. Недостаточная по объему или неправильно направленная вентиляция может привести к перегреву окружающего воздуха и обмотки реактора.

Опасность для бетонных стоек реактора представляет влага, которую бетон быстро впитывает, в результате чего его сопротивление снижается в 2–3 раза. В нормальных условиях работы такое снижение сопротивления для реактора не опасно, но при КЗ по отсыревшему бетону произойдет перекрытие между витками, поскольку на реакторе в это время будет большое падение напряжения с последующим возможным перекрытием реактора.

Сопротивление изоляции обмоток реактора относительно шпилек или верхних фланцев опорных изоляторов должно быть не менее 1 Мом; его проверяют мегаомметром 1000–2500 В.

Опорные изоляторы испытывают повышенным напряжением промышленной частоты.

Все испытания проводят одновременно с ремонтом оборудования присоединения.

В аварийных режимах бетонные реакторы могут допускать следующие кратковременные перегрузки:

5.6. Обслуживание силовых и контрольных кабелей

Кабельная линия электропередачи (КЛ) — это линия электропередачи, выполненная одним или несколькими кабелями, уложенными непосредственно в землю, кабельные каналы, трубы, на кабельные конструкции (ГОСТ 24291—90).

Кабельный ввод — это элемент конструкции, снабженный отверстиями, обеспечивающими ввод кабелей в низковольтное комплектное устройство (ГОСТ 22789—94), или это кожух, предназначенный для защиты концевых муфт кабеля (СТ МЭК 50(461)—84).

Кабельная обмотка (обмотка) — это покров из наложенных по винтовой спирали лент, нитей, проволок или прядей (ГОСТ 15845—80).

Кабельная оболочка (оболочка) — это непрерывная металлическая или

неметаллическая трубка, расположенная поверх сердечника и предназначенная для защиты его от влаги и других внешних воздействий (ГОСТ 15845-80).

Силовые кабели предназначены для передачи и распределения электрической энергии в осветительных и силовых электроустановках для устройства КЛ.

Контрольные кабели предназначены для создания цепей контроля, сигнализации, дистанционного управления. Контрольные кабели содержат от 4 до 37 медных или алюминиевых жил с относительно небольшой площадью сечения (от 0,75 до 10 мм²) и, следовательно, могут быть использованы для передачи небольшой мощности. Их выпускают на переменное напряжение до 660 В или постоянное — до 1000 В.

ПС получают питание, как правило, по маслonaполненным КЛ 110–220 кВ. Питание потребителей электрической энергии от ПС обычно осуществляется по КЛ 6-10 кВ. Вторичные цепи управления, сигнализации, защиты и блокировки выполняются контрольными кабелями.

На территории ПС кабели прокладывают в земле, траншеях, туннелях, а при прокладке над землей — в лотках. Внутри зданий и сооружений кабели прокладывают по специальным конструкциям, в коробах и шахтах.

Кабель состоит из медных или алюминиевых токоведущих жил, изоляции (отделяющей токоведущие жилы друг от друга и от земли), защитной оболочки для защиты от внешних воздействий.

В зависимости от числа жил кабели бывают одно-, двух-, трех-, четырех- и пятижильные; контрольные кабели изготавливаются многожильными при малом сечении жил.

Отрезки кабелей соединяют между собой при помощи соединительных муфт. В РУ концы кабелей оконцовывают концевыми муфтами или заделками.

Кабельные муфты обеспечивают полную изоляцию, герметизацию и защиту кабелей от механических воздействий. По своему назначению они бывают концевые, соединительные, ответвительные и переходные и используются при всех классах напряжения: низкого — до 1 кВ, среднего — от 6 до 35 кВ и высокого — свыше 35 кВ.

Изоляция кабеля выполняется из специальных сортов бумаги, пропитываемой минеральным маслом с канифолью. Изоляция контрольных кабелей может быть бумажной, резиновой, поливинилхлоридной и полиэтиленовой.

Поверх изоляции кабеля накладываются защитные оболочки, изготавливаемые из свинца, алюминия и поливинилхлорида, для защиты от проникновения влаги и вредных веществ. От механических воздействий кабель защищен стальными лентами или проволоками, а от коррозии — битумными покровами.

В маслonaполненных кабелях (для кабелей напряжением 110 кВ и выше) масло находится под избыточным давлением. Применяются кабели низкого давления (0,0245—0,2394 МПа) в свинцовой оболочке с центральным маслопроводящим каналом и кабели высокого давления (1,08—1,57 МПа), три фазы которых находятся в стальном трубопроводе с маслом.

Поддержание требуемых избыточных давлений в кабелях низкого давления обеспечивается маслом из баков давления, размещаемых в расчетных точках КЛ, а в кабелях высокого давления и КЛ в целом — автоматическими маслоподпитывающими установками.

За работой маслоподпитывающих устройств и герметичностью всей масляной системы необходимо систематическое наблюдение, осуществляемое с помощью устройств сигнализации давления масла, которое обеспечивает регистрацию и передачу сигналов о понижении или повышении давления масла сверх допустимых пределов.

В зависимости от рабочего напряжения и вида изоляции кабеля установлены следующие максимально допустимые температуры нагрева токоведущих жил:

Для маслonaполненных кабелей 110 и 220 кВ эта величина составляет 70 °С.

Длительно допустимые нагрузки силовых кабелей определяются в зависимости от температуры среды, в которой проложен кабель, и условий прокладки. Эти значения

табулированы в действующих ПУЭ.

Могут допускаться кратковременные перегрузки кабелей. Так, для кабелей напряжением до 10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией, несущих нагрузки меньше номинальных, допускаются кратковременные перегрузки, приведенные в табл. 5.1.

Таблица 5.1

На время ликвидации послеаварийного режима для кабелей допускается перегрузка, указанная в табл. 5.2.

Таблица 5.2

В общем случае на время ликвидации послеаварийного режима для кабелей с полиэтиленовой изоляцией допускается перегрузка до 10 %, а для кабелей с поливинилхлоридной изоляцией — до 15 % номинальной продолжительностью не более 6 ч в сутки в течение 5 суток, если нагрузка в остальные периоды времени этих суток не превышала номинальной.

Для маслонаполненных КЛ 110–220 кВ, проложенных в земле и засыпанных естественным грунтом, вынутым из траншеи, перегрузка допускается при условии, что температура жил не превышает 80 °С, при этом длительность непрерывной перегрузки не должна быть более 100 ч.

При осмотрах открыто проложенных кабелей проверяют отсутствие механических повреждений брони, вмятин, крутых изгибов, вспучивания оболочек, следов вытекания мастики, наличие антикоррозийных покрытий брони, защищенность соединительных муфт стальными или асбоцементными плитами на силовых кабелях, правильность раскладки кабелей на опорных конструкциях, состояние самих конструкций, концевых муфт и заделок, отсутствие нагрева наконечников жил и выплавлений алюминиевых шин в местах контактных соединений с наконечниками.

При осмотре кабелей в кабельных полуэтажах ПС проверяют также исправность цепей освещения и вентиляции, достаточность средств пожаротушения, состояние несгораемых перегородок и уплотнений кабелей в местах прохода их в другие помещения, отсутствие посторонних предметов и горючих материалов, наличие маркировки кабелей.

При осмотрах концевых муфт маслонаполненных кабелей проверяют отсутствие подтеков масла через уплотнения, подтеков на питающих маслопроводах, отсутствие трещин в местах паек, трещин и сколов фарфоровых покрышек, целостность заземляющих спусков.

Исправность концевых муфт проверяется на слух. В случае обнаружения звуков разряда или перекрытий в концевых муфтах КЛ должна выводиться в ремонт.

Проверяют уровень масла в маслоподпитывающих баках, исправность вентиляей, отсутствие утечек масла из баков, правильность установки стрелок на электроконтактных манометрах — датчиках сигнализации о падении давления в кабеле в случае утечки масла. Снижение уровня масла в баках и отклонение стрелок манометра в сторону уменьшения давления при отсутствии повреждений концевых муфт свидетельствуют о появлении утечек масла из кабеля, что может привести к аварийному выходу кабеля из строя.

Для защиты брони и оболочек кабеля от разрушающего действия блуждающих токов и агрессивных почв маслонаполненные КЛ оборудуются установками катодной поляризации. От установки катодной защиты оболочкам кабелей сообщается отрицательный потенциал, что предотвращает их электролитическую и электрохимическую коррозию.

Для выявления и устранения слабых мест в изоляции кабеля проводят их профилактические испытания повышенным напряжением постоянного тока.

Широкое распространение получил метод испытания отключенных от сети и заземленных на время испытаний КЛ при помощи имеющихся на ПС стационарных испытательных установок, показанных на рис. 5.3.

Для испытаний с одной из фаз снимают заземление и к ней подключают испытательную установку. Две другие жилы кабеля остаются заземленными. Затем

испытывается по такой же схеме изоляция всех жил.

Значения испытательных напряжений и время выдержки под напряжением для кабелей разных номинальных напряжений с бумажной пропитанной изоляцией должны быть следующими:

Состояние кабеля оценивается током утечки, а также характером его изменения и асимметрией тока по фазам.

При удовлетворительном состоянии изоляции ток утечки в момент роста напряжения резко увеличивается за счет заряда емкости кабеля, а затем быстро падает у кабелей 6-10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией до значения менее 300 мкА, у кабелей 20–35 кВ — до 800 мкА.

При наличии дефекта ток утечки падает медленно и даже может возрасти.

Фиксирование тока утечки (запись) производится на последней минуте испытаний. Причем абсолютное его значение не может рассматриваться как браковочный показатель, поскольку оно зависит от длины КЛ, температуры кабеля, состояния концевых муфт и др.

Асимметрия (разница значений токов утечки по фазам кабелей с неповрежденной изоляцией) должна быть не более 50 %.

Дефектная изоляция, как правило, пробивается в момент подъема напряжения, при этом испытательная установка автоматически отключается от броска тока.

Силовые и контрольные кабели имеют буквенные обозначение. В качестве примера дана расшифровка буквенного обозначения кабеля марки АВРГ:

Буква К, поставленная в начале марки или после обозначаемой жилы, обозначает *контрольный кабель* .

Глава 6. Обслуживание элементов распределительных устройств

6.1. Общие требования к РУ напряжением выше 1 кВ

Терминология, определения и классификация РУ приведены в гл. 1.

РУ содержит набор коммутационных аппаратов, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства РЗА, средства учета и измерения.

РУ различаются:

по месту расположения — ОРУ и ЗРУ;

по выполнению секционирования — с одной секцией сборных шин (без секционирования), с двумя и более секциями, с секционированием сборных шин и обходным устройством;

по числу систем сборных шин — с одной и с двумя системами сборных шин;

по структуре схемы — радиального и кольцевого типа.

Структура кольцевого типа удобнее радиальной в плане развития системы энергоснабжения, потому что отличается следующими признаками:

схема выполнена в виде кольца с ответвлениями присоединений и подводов питания;

отключение каждого присоединения осуществляется двумя или тремя выключателями;

отключение одного выключателя никак не отражается на питание присоединений;

при повреждениях (КЗ или отключениях) на РУ выходит из строя лишь незначительная часть системы;

разъединители выполняют только основную функцию — изолируют выведенный из эксплуатации элемент.

Согласно требованиям действующих ПУЭ, электрооборудование, токоведущие части и изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие

расстояния должны быть выбраны и установлены таким образом, чтобы:

вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия, нагрев, электрическая дуга или другие сопутствующие ее работе явления (искрение, выброс газов и т. п.) не могли привести к повреждению оборудования и возникновению КЗ или замыкания на землю, а также причинить вред обслуживающему персоналу;

при нарушении нормальных условий работы электроустановки была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

при снятом напряжении с какой-либо цепи относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному осмотру, замене и ремонтам без нарушения нормальной работы соседних цепей;

была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования.

В соответствии с этим, к оборудованию РУ предъявляются следующие основные требования:

оборудование должно удовлетворять условиям работы как в нормальном режиме, так и при КЗ. В нормальном режиме работы нагрев проводников током не должен превышать установленных нормативных значений. В режиме КЗ оборудование РУ должно обладать требуемой термической и электродинамической стойкостью;

изоляция оборудования РУ должна соответствовать номинальному напряжению сети и выдерживать повышения напряжения при коммутационных и атмосферных перенапряжениях;

оборудование РУ должно надежно работать при допустимых перегрузках, которые не должны приводить к повреждениям и снижению срока его службы;

производственные помещения РУ должны быть удобны и безопасны при обслуживании оборудования персоналом, а также при ремонтах;

температурный режим и влажность воздуха в помещениях ЗРУ должны поддерживаться такими, чтобы не происходило выпадения росы на изоляторах. В ЗРУ температура не должна превышать 40 °С. Вентиляционные отверстия должны иметь жалюзи или металлические сетки. Полы в помещениях РУ должны быть окрашены, а в помещениях КРУ с выкатными тележками должны быть повышенной прочности и иметь металлические направляющие для выкатывания тележек с оборудованием;

РУ должны быть оборудованы рабочим и аварийным освещением. Осветительная арматура должна устанавливаться так, чтобы было обеспечено ее безопасное обслуживание. Освещенность рабочих мест при применении ламп накаливания должна быть не менее 30 лк в помещениях сборных шин, коридорах управления, камерах реакторов, выключателей, трансформаторов, КРУ и 10 лк — на ОРУ 35 кВ и выше;

оборудование и приводы коммутационных аппаратов должны иметь четкие надписи, указывающие название оборудования и диспетчерское наименование электрической цепи. В РУ недопустимо нетиповое (не характерное для РУ) расположение рукояток приводов шинных разъединителей, когда одни разъединители, например, отключаются переводом рукоятки привода вниз, а другие — вверх. Коммутационные аппараты и их приводы должны иметь указатели положения «Включено» и «Отключено»;

в помещениях РУ должны находиться необходимый по требованиям безопасности инвентарь и средства пожаротушения.

В задачи **обслуживания** РУ входит:

обеспечение соответствия режимов работы РУ и электрических цепей техническими характеристиками установленного оборудования;

поддержание в каждый период времени такой схемы РУ и ПС, чтобы они отвечали требованиям надежной работы энергосистемы и безотказной селективной работы устройств РЗА;

систематический надзор и уход за оборудованием и помещениями РУ;

контроль за своевременным проведением профилактических испытаний и ремонтов оборудования РУ;

соблюдение установленного порядка и последовательности выполнения переключений в РУ.

6.2. Обслуживание шин и контактных соединений

Шинопровод — это токоведущие элементы, расположенные в металлической оболочке, служащие для соединения главных цепей составных частей в соответствии со схемой соединения и конструктивным исполнением РУ (ГОСТ 14695—80).

Контактное соединение — это контакт электрической цепи, предназначенный только для проведения электрического тока и не предназначенный для коммутации электрической цепи при заданном действии устройства (ГОСТ 14312—79).

В РУ из экономических соображений применяются в основном шины из алюминия и его сплавов. Медные шины находят применение, как правило, в установках с большими токами и в специальных установках.

Шины различаются по форме поперечного сечения: прямоугольные (плоские полосы), трубчатые (квадратного и круглого сечения), а также шины корытного профиля, которые по своим свойствам близки к трубчатым шинам.

В РУ наружной установки 35 кВ и выше применяются шины из гибких многопроволочных проводов. При токах более 1000 А применяют пучки из двух, трех и большего числа проводов на фазу. В ряде случаев шины выполняют трубами из алюминия.

Площадь поперечного сечения шин выбирают по значению рабочего тока и току КЗ. При КЗ температура нагрева алюминиевых шин не должна превышать 200 °С.

Контактные соединения шин, электрических аппаратов и кабелей являются их неотъемлемыми частями. Причинами многих аварий на ПС были неудовлетворительные состояния контактных соединений, в том числе и на шинах, а также подвижных частей и гибких связей разъединителей, в частности из-за неплотного касания, загрязнения и окисления контактных поверхностей.

В местах плохого контакта вследствие повышенного активного сопротивления выделяется большое количество теплоты с последующим перегревом и расплавлением металла соприкасающихся поверхностей. Поэтому контакты и их поверхности требуют постоянного наблюдения и ухода.

При **осмотре и проверке** шинопроводов тщательно проверяют контактные соединения, крепления опорных и проходных изоляторов.

Шины прямоугольного сечения соединяют внахлестку двумя болтами при ширине шин до 60 мм и четырьмя болтами — при ширине шин 80 мм и более. Длина участка болтового соединения должна составлять не менее двойной ширины соединяемых шин.

Ремонт контактных соединений сводится к очистке поверхностей бензином, ацетоном или уайтспиритом от смазки и грязи, удалению ржавчины со стальных и оксидной пленки с алюминиевых шин. Болты затягивают до отказа, но так, чтобы под ними не сминался материал шин и не повреждалась резьба болтов. Сильно затянутое болтами соединение алюминиевых контактов с течением времени ослабевает, так как алюминий под воздействием большого давления вытесняется из зоны высокого давления и дает невосстанавливаемую усадку.

Контактное соединение считается удовлетворительным, если щуп размером 0,05×10 мм входит в межконтактное пространство (между шинами) не более чем на 5 мм.

Количество теплоты, выделяющееся в контактном соединении, пропорционально квадрату тока и значению переходного сопротивления. При длительном прохождении тока температура нагрева контактов не должна превышать значений, приведенных в табл. 6.1.

Таблица 6.1

Контактные соединения выполняют таким образом, чтобы переходное сопротивление

участка цепи, содержащей контакт, было меньше сопротивления участка целого провода той же длины. Благодаря этому температура нагрева контакта меньше температуры целого проводника. Отношение этих величин характеризует дефектность контакта.

Дефектность контактных соединений определяют падением напряжения на участке цепи, содержащем контактное соединение, при прохождении по контакту рабочего тока или измерением переходного сопротивления контакта.

Дефектность контактного соединения определяется следующими отношениями:

Если состояние контакта хорошее, то

и наоборот.

Состояние контактных соединений коммутационных аппаратов оценивается абсолютными значениями их сопротивлений, которые не должны превышать допустимых (нормируемых) значений.

По своему назначению контакты разделяются на *нанеразъемные, разъемные и подвижные*.

По исполнению контакты бывают *болтовыми, сварными, прессуемыми, обжимными, переходными* (с алюминия на медь).

Более надежными в эксплуатации по сравнению с болтовыми справедливо считаются сварные, прессуемые и обжимные контакты.

Контактные пары из алюминия имеют тот недостаток, что уже при обработке контактные поверхности окисляются, и получить надежный контакт без удаления оксидной пленки невозможно. С целью повышения качества и свойств алюминиевых контактных соединений осуществляют их меднение, лужение, серебрение и т. д.

Для защиты контактов масляных и воздушных выключателей от повреждения дугой к ним припаивают тонкие металлические накладки, изготовленные из порошка тугоплавкого вольфрама и хорошо проводящих металлов (серебра или меди).

На переходное сопротивление контактов значительное влияние оказывает чистота обработки их поверхностей и сжимающие силы. С увеличением нажатия чистота обработки сказывается меньше. Большие сжимающие силы обеспечивают более низкие переходные сопротивления. Чтобы не превысить критических значений сил, болты зажимов затягивают ключом с регулируемым моментом.

Измерение температуры и контроль нагрева контактных соединений обязательны при прохождении максимальных токов нагрузки.

Измерение температуры нагрева контакта производится переносным электротермометром или при помощи термосвеч.

Переносной электротермометр предназначен для измерений на токоведущих частях напряжением до 10 кВ и представляет собой компактный неравномерный мост, в одно плечо которого включен медный термометр сопротивления, а в диагональ — микроамперметр. Для питания моста применяется батарейка. При измерении головку датчика температуры прибора прижимают к контакту и через 20–30 с считывают значение температуры со шкалы прибора. Электротермометр имеет погрешность 2,5 % в обе стороны.

При помощи термосвеч определяется степень нагрева контактов. Комплект состоит из пяти свечей с температурами плавления 50, 80, 100, 130 и 160 °С.

Закрепленной на изоляционной штанге специальным держателем свечой касаются отдельных частей контакта. При температуре нагрева этой части, близкой к температуре плавления материала свечи, конец ее плавится. Расплавляемые свечи применяют поочередно в порядке возрастания их температур плавления.

Нагрев контактных соединений контролируют при помощи термопленочных указателей многократного действия в ЗРУ и термоуказателей однократного действия с легкоплавким припоем — на ОРУ.

Термопленочные указатели в виде узких полосок наклеивают на металлические части

контактных соединений. В интервале температур 70-100 °С термопленка изменяет свой цвет с красного на черный. При охлаждении контакта черный цвет вновь становится красным. Если контакт нагревается до температуры более 120 °С и его температура удерживается на этом уровне в течение 1–2 ч, термопленка приобретает грязновато-желтую окраску и после охлаждения контакта уже не восстанавливает своего первоначального красного цвета. По изменению цвета пленки судят о степени нагрева контактов.

Указатели нагрева с легкоплавким припоем применяют в местах, не доступных для контроля нагрева контактов при помощи термопленок. Два конца медной проволоки соединяют припоем с различным содержанием олова, свинца и висмута. Температура плавления таких припоев может быть получена от 95 до 160 °С. Один конец спаянной проволоки закрепляют непосредственно на контактном зажиме, а другой, загнутый в колечко, служит указателем.

При нагреве контакта, а вместе с ним и указателя до температуры, превышающей температуру плавления припоя, указатель отпадает, что свидетельствует о недопустимом нагреве контакта.

Для выявления перегрева контактов используются тепловизоры и инфракрасные радиометры.

Радиометр представляет собой прибор, фокусирующий тепловое излучение на чувствительный элемент, передающий соответствующий выходной сигнал на стрелочный индикатор. Наводка объектива радиометра на контактное соединение производится через оптический окуляр. При измерении прибор устанавливается на расстоянии 2-20 м от токопроводящей части.

С помощью радиометров выявляют неисправные контактные соединения разъединителей, токопроводов, наконечников кабелей, выводов силовых трансформаторов и другого оборудования.

6.3. Обслуживание высоковольтных изоляторов

Изолятор — это электротехническое устройство, предназначенное для электрической изоляции и механического крепления электроустановок или их отдельных частей, находящихся под разными электрическими потенциалами (ГОСТ 27744—88).

Арматура изолятора — часть изолятора, предназначенная для механического крепления к электроустановкам или объектам (ГОСТ 27744—88).

Подвесной изолятор — это линейный изолятор, предназначенный для подвижного крепления токоведущих элементов к несущим конструкциям или объектам (ГОСТ 27744—88).

Опорный изолятор — это изолятор, используемый в качестве жесткой опоры для электротехнического устройства или отдельных его частей (ГОСТ 27744—88).

Стержневой опорный изолятор — это опорный изолятор со сплошным телом в форме цилиндра или усеченного конуса, неподвижно соединенным с арматурой (ГОСТ 27744—88).

Стержневой подвесной изолятор — это подвесной изолятор с телом в форме цилиндра, жестко соединенный с арматурой, расположенной на концах (ГОСТ 27744—88).

На ПС применяются подвесные и опорные изоляторы.

В последние два десятилетия в электроэнергетике осуществляется постепенный переход на полимерную изоляцию, что привело к расширению применения полимерных изоляторов в электроустановках ВН.

Высоковольтные изоляторы, применяемые на ЛЭП, в аппаратах и оборудовании ОРУ, должны без старения выдерживать:

многократные температурные колебания в сочетании со знакопеременными механическими нагрузками;

длительное ультрафиолетовое облучение солнечной радиации;

воздействие электрической дуги без образования электропроводных следов;
действие токов утечки по поверхности в увлажненном и загрязненном состоянии (эрозийная стойкость);

воздействие неблагоприятных условий окружающей среды;
воздействие сильно неравномерного электрического поля;
действия и ошибки персонала при монтаже и эксплуатации.

Опыт эксплуатации показал неминуемость старения электротехнического фарфора, электропроводность поверхностного слоя стекла при увлажнении, разрушение стекла вследствие выщелачивания и электролиза, хрупкость этих материалов.

Изолятор состоит из изолирующей части, изготовленной из электротехнического фарфора или щелочного стекла, и металлической арматуры, служащей для крепления изолятора к заземленной металлической или железобетонной конструкции и для крепления к изолятору токопроводящих частей. Изолирующие части соединяются с арматурой с помощью цементно-песчаных связей из портланд-цемента.

Несмотря на указанные выше недостатки, фарфоровые изоляторы имеют широкое применение вследствие их высокой электрической и механической прочности, а также стойкости к атмосферным воздействиям.

Достоинствами изоляторов из щелочного стекла являются также высокие электрические и механические характеристики, хорошая стойкость к перепадам температуры и к воздействию химически агрессивных сред. Однако при сильных концентрированных ударах механическая прочность стеклянных изоляторов становится ниже, чем у фарфоровых, так как закаленное стекло рассыпается на мелкие кусочки (например, при ударе камнем).

Особенностью конструкции изоляторов является то, что их изолирующая часть соединяется с арматурой изолятора с помощью цементно-песчаной связки. Материалы соединяемых элементов обладают различными коэффициентами линейного расширения, то есть неодинаковы. Для компенсации деформаций, возникающих из-за разницы температурных коэффициентов линейного расширения, и снижения коэффициента трения между поверхностями раздела контактирующих элементов наносятся компенсирующие промазки в виде тонкого слоя битумного компаунда и устанавливаются эластичные прокладки.

Опорные изоляторы делятся на опорно-стержневые и опорно-штыревые.

Опорно-стержневые изоляторы, как правило, применяются для внутренней установки в РУ 6-35 кВ и представляют собой полые фарфоровые изоляторы, армированные фланцами для установки изоляторов и колпачками для крепления токоведущих частей.

Опорно-штыревые изоляторы применяются для внутренней и наружной установки. Изоляторы на напряжение 110 кВ и выше собираются в колонки из изоляторов напряжением 35 кВ.

Подвесные изоляторы применяются для подвешивания проводов к опорам ВЛ и шин РУ к металлическим и железобетонным конструкциям ПС. Эти изоляторы разделяются на тарельчатые и стержневые.

Тарельчатый изолятор содержит изолирующий элемент, к которому при помощи цементной связки крепится чугунная, покрытая цинком головка с гнездом для введения в него стержня другого изолятора при их соединении в гирлянду.

Защита изоляторов от разрушения при температурных перепадах обеспечивается применением компенсирующих промазок и эластичных прокладок.

Подвесные изоляторы стержневого типа применяются на ПС в качестве растяжек для крепления воздушных выключателей и РВ. В этих случаях фарфор работает на растяжение, поэтому механическая прочность стержневых изоляторов ниже прочности тарельчатых.

В соответствии с требованиями ПУЭ, выбор изоляторов из стекла и фарфора должен производиться по удельной эффективной длине пути утечки в зависимости от степени загрязнения в месте расположения электроустановки и ее номинального напряжения.

Длина пути утечки изолятора — это наименьшее расстояние по поверхности изоляционной детали между металлическими частями разного потенциала.

Эффективная длина пути утечки — часть длины пути утечки, определяющая электрическую прочность изолятора в условиях загрязнения и увлажнения.

Степень загрязнения — это показатель, учитывающий влияние загрязненности атмосферы на снижение электрической прочности изоляции электроустановок.

ГОСТ 9920—89 различает следующие степени загрязнения:

I — легкая при длине пути утечки 1,6 см/кВ;

II — средняя при длине пути утечки 2,0 см/кВ;

III — сильная при длине пути утечки 2,5 см/кВ;

IV — очень сильная при длине пути утечки 3,1 см/кВ.

Длина пути утечки L (см) изоляторов из стекла и фарфора должна определяться по формуле:

$$L = \frac{U}{k}, \quad (6.2)$$

где $\frac{U}{k}$ — удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ (определяется по табл. 6.2);

U — наибольшее рабочее междуфазовое напряжение, кВ (по ГОСТ 721);

k — коэффициент использования длины пути утечки (по таблицам ПУЭ). Это поправочный коэффициент, учитывающий эффективность использования длины пути утечки изолятора.

Таблица 6.2

Удельная эффективная длина пути утечки поддерживающих гирлянд и штыревых изоляторов ВЛ на высоте более 1000 м над уровнем моря должна быть увеличена по сравнению с нормированной в табл. 6.2:

от 1000 до 2000 м — на 5 %;

от 2000 до 3000 м — на 10 %;

от 3000 до 4000 м — на 15 %.

Количество подвесных тарельчатых изоляторов (m) в поддерживающих гирляндах и в последовательной цепи гирлянд специальной конструкции (V-образных, A-образных, Y-образных и др.) для ВЛ на металлических и железобетонных опорах должно определяться по формуле:

$$m = \frac{L}{X_{и}}, \quad (6.3)$$

где L и $X_{и}$ — длина пути утечки одного изолятора по стандарту или техническим условиям на изолятор конкретного типа, см.

Если расчет m не дает целого числа, то выбирают следующее целое число.

Основными причинами повреждения изоляции на ПС являются следующие:

низкое качество изготовления изоляторов из-за применения некондиционного сырья;

нарушение режимов обжига и охлаждения;

попадание в стекломассу стеклянных изоляторов кусочков шихты, огнеупорных материалов, в местах нахождения которых возникают местные напряжения, приводящие к разрушению изолятора при колебаниях температуры и механическом воздействии.

К основным факторам старения изоляции относится воздействие механических нагрузок, в результате чего в местах сочленений диэлектрика с арматурой образуются трещины, ускоренное старение компенсирующих промазок и прокладок, приводящее к снижению прочностных характеристик изоляторов, влияние изменений температуры окружающей среды, а также влияние атмосферных химически активных веществ.

Поверхность изоляторов загрязняется уносами промышленных предприятий и различными непромышленными уносами (грунтовая пыль, морская соль и т. д.). Наличие на поверхности изолятора сухого осадка практически не оказывает влияния на его разрядные характеристики. Увлажненное загрязняющее вещество образует электролит, который под действием приложенного к изолятору напряжения приводит к увеличению тока утечки по

его поверхности с последующим возможным перекрытием изолятора.

Для повышения надежности работы изоляции в условиях загрязнений необходимы следующие мероприятия:

усиление изоляции путем введения в гирлянды дополнительных элементов, а также использование гряззстойких изоляторов;

протирка изоляции тряпками, смоченными в воде или растворителе;

обмывка изоляторов под напряжением струей воды;

применение гидрофобных покрытий, противодействующих возникновению дорожек, проводящих ток при увлажненной поверхности.

С точки зрения применения изоляционных материалов изоляторы делятся:

на композитные (применение нескольких полимерных материалов);

цельные (применен один полимерный материал);

традиционные (фарфор, стекло) с полимерным покрытием;

традиционные с дополнительными полимерными элементами или ребрами.

В отечественной электроэнергетике наибольшее применение получили композитные изоляторы, содержащие изоляционное тело из высокопрочного армированного стеклоровингом эпоксидного компаунда, металлической арматуры и защитной оболочки.

Осмотры и профилактические испытания изоляторов. При визуальных осмотрах основное внимание обращается на целостность изоляторов, отсутствие трещин и сколов, защищенность цементных швов от влаги, окраску арматуры и отсутствие подтеков ржавчины по поверхности изоляторов.

При осмотре подвесных изоляторов проверяется состояние узлов их сочленений: не расцепились ли изоляторы в гирляндах или не порваны ли шапки изоляторов.

Визуальные осмотры штыревых изоляторов должны производиться перед началом каждой операции включения или отключения коммутационного аппарата.

Для изоляторов наиболее распространены следующие методы профилактических испытаний:

измерение сопротивления изоляции;

измерение распределения напряжения;

механические испытания.

Измерение сопротивления изоляции производится на отключенном оборудовании мегаомметром на 2500 В при положительной температуре окружающего воздуха. Для оценки результатов измерений установлено минимально допустимое значение сопротивления, которое для каждого подвесного или каждого элемента штыревого изолятора должно быть не ниже 300 МОм.

Для контроля состояния подвесной и опорно-штыревой изоляции основным считается метод измерения распределения потенциалов. Измерение производится под рабочим напряжением с помощью измерительной штанги. Суть метода заключается в том, что измеряется падение напряжения на каждом элементе изолирующей конструкции и результаты измерения сравниваются с нормальным падением напряжения, то есть с падением напряжения на всех участках при отсутствии повреждений изолятора. Нормы распределения падения напряжения табулированы.

Подвесные изоляторы из закаленного стекла электрическим испытаниям не подвергаются.

Механическим испытаниям подвергаются опорно-стержневые изоляторы типа ОНС разъединителей и отделителей. Такие изоляторы электрически непробиваемы. Их испытывают изгибающим усилием 40–60 % минимального разрушающего усилия при статическом изгибе. Механическое усилие прикладывается к изоляторам каждого полюса разъединителя или отделителя при помощи стягивающего приспособления. Продолжительность испытания 15 с.

6.4. Заземляющие устройства на ПС и в РУ

Заземляющее устройство — это совокупность электрически соединенных заземлителя и заземляющих проводников (ГОСТ 24291-90).

Заземление — это преднамеренное электрическое соединение какой-либо части электроустановки с заземляющим устройством (ГОСТ 24291-90). Заземление обеспечивает безопасность персонала и защиту от помех электронных приборов.

Защитное заземление — это преднамеренное электрическое соединение с землей или ее эквивалентом металлических нетоковедущих частей, которые могут оказаться под напряжением (ГОСТ 12.1.009—76).

Зануление (защитное зануление) — это преднамеренное электрическое соединение с нулевым защитным проводником металлических нетоковедущих частей, которые могут оказаться под напряжением (ГОСТ 12.1.009—76).

Заземлитель — это проводник (электрод) или совокупность электрически соединенных между собой проводников, находящихся в надежном соприкосновении с землей или ее эквивалентом, например, с изолированным от земли водоемом (ГОСТ 24291—90, ГОСТ 30331.1—95, ГОСТ Р 50571.1—93).

Заземляющий проводник — это проводник, соединяющий заземляемые части с заземлителем (ГОСТ 24291—90, ГОСТ 12.1.030—81).

Замыкание на землю — это случайное электрическое соединение токоведущей части непосредственно с землей, или нетоковедущими проводящими конструкциями, или предметами, не изолированными от земли (ГОСТ 12.1.009—76).

Напряжение прикосновения — это напряжение между двумя точками цепи тока, которых одновременно касается человек (ГОСТ 12.1.009—76).

На ПС заземляющие устройства применяются в качестве защитных и рабочих заземлений.

Защитное заземление служит для обеспечения защиты персонала при повреждениях изоляции оборудования и замыкания токоведущих частей на землю. Оно выполняется так, чтобы напряжение прикосновения не превышало нормируемых значений.

Рабочее заземление обеспечивает нормальную работу электроустановок: сохранение в работе на некоторое время поврежденной линии, гашение дуговых замыканий на землю, снижение коммутационных перенапряжений и уровня изоляции силовых трансформаторов и т. д.

Различают электроустановки, работающие с изолированной нейтралью, заземленной через дугогасящие реакторы (компенсированные сети), с заземленной нейтралью через сопротивления (активные и реактивные), в частности, с глухозаземленной нейтралью (эффективно заземленные сети).

Изолированная нейтраль — это нейтраль генератора (трансформатора), не присоединенная к заземляющему устройству или присоединенная к нему через большое сопротивление (ГОСТ 12.1.030—81).

Заземленная нейтраль — это нейтраль генератора (трансформатора), присоединенная к заземляющему устройству непосредственно или через малое сопротивление (ГОСТ 12.1.030-81).

Сети с изолированной нейтралью — это, как правило, сети напряжением 6-10 кВ, в которых ток замыкания на землю не превышает соответственно 30 и 20 А, и электрическая емкость которых мала.

При таких токах замыкания на землю в месте замыкания дуга самопогашается.

Если ток замыкания на землю превысит указанные значения, то его компенсируют с помощью дугогасящего реактора, один из выводов которого подключается к нейтрали трансформатора, а другой — к заземляющему устройству. С компенсацией емкостного тока работают сети до 35 кВ.

Сети напряжением 110 кВ и выше относятся к эффективно заземленным.

Нейтрали трансформаторов присоединяют к заземляющим устройствам наглухо или

через заземляющие реакторы с малой индуктивностью так, чтобы при однофазных КЗ в сети напряжение на неповрежденных фазах относительно земли не превышало 1,4 Цф. Большие значения токов замыкания на землю отключаются срабатыванием релейной защиты.

Заземление называется *грозозащитным*, когда к заземлителям ПС присоединяются также РВ и молниеотводы, защищающие оборудование от перенапряжений и прямых ударов молнии.

Таким образом, заземляющие устройства ПС бывают трех видов: защитное, рабочее и грозозащитное.

Заземляющие устройства ПС выполняются из заземлителей (вертикальных металлических труб) и соединенных между собой в заземляющую сетку горизонтальных полос, проложенных в земле, а также наземных заземляющих магистралей и проводников, связывающих оборудование с заземлителями. Каждый заземляющий элемент должен присоединяться к заземляющей магистрали отдельным проводником.

Заземляющие проводники, проложенные в РУ, должны быть доступны для внешнего осмотра.

При осмотре проверяется целостность заземляющих проводников, состояние соединений и непрерывность проводки.

В процессе эксплуатации периодически контролируется состояние заземлителей, находящихся в земле; проверяется сопротивление заземляющих устройств. Измерения проводятся в периоды наименьшей проводимости почвы, то есть при сухой или промерзшей почве.

Дополнительно к системе заземления на ПС и в РУ применяют молниезащиту от прямых ударов молнии и от вторичных ее проявлений, таких, например, как перенапряжения.

6.5. Устройства оперативной блокировки

Блокировка электротехнического устройства (блокирование) — это часть электротехнического изделия (устройства), предназначенная для предотвращения или ограничения выполнения операций одними частями изделия при определенных состояниях или положениях других частей изделия в целях предупреждения возникновения в нем недопустимых состояний или исключения доступа к его частям, находящимся под напряжением (ГОСТ 18311—80).

При коммутационных операциях и различного рода переключениях нет гарантий, что обслуживающий персонал не допустит ошибки при обслуживании электрооборудования. Именно для предотвращения неправильных операций в РУ применяются блокирующие устройства, которые обеспечивают выполнение операций данным аппаратом в зависимости от положения других аппаратов (между выключателями и разъединителями, разъединителями и стационарными заземлителями и т. д.).

Например, блокировка выключателей с разъединителями контролирует действия персонала с коммутационными аппаратами, разрешая выполнение операций в определенной последовательности. При нарушении установленной последовательности блокировка запрещает их выполнение.

Поэтому оперативная блокировка является дополнительным средством, препятствующим производству ошибочных операций. Персонал обязан знать инструкции по производству переключений в РУ и производить оперативные переключения, ясно представляя очередность операций и их конечную цель.

Важным средством предупреждения неправильных операций, производимых оперативным персоналом, являются устройства блокировки, которыми оснащены разъединители и заземляющие ножи.

Оперативная блокировка разъединителей с выключателями должна предотвращать:

включение и отключение разъединителями активной и реактивной мощности, за исключением случаев включения и отключения намагничивающего тока трансформаторов и зарядного тока линий;

включение и отключение разъединителями больших уравнивающих токов или включение на несинхронное напряжение.

Блокировка защитных заземлений должна предотвращать:

включение заземляющих ножей на шины и участки присоединений, находящихся под напряжением;

включение разъединителей на участки шин и присоединений, заземленные включенными заземляющими ножами;

подачу напряжения выключателем на заземленный участок шин. **Принципы выполнения оперативной блокировки** разъединителей и заземляющих ножей заключаются в следующем.

1. Для разъединителей и заземляющих ножей должна выполняться блокировка, исключающая:

оперирование разъединителем под нагрузкой;

включение заземляющего ножа на участке цепи, не отделенном разъединителями от участков, находящихся под напряжением;

возможность подачи напряжения разъединителем на заземленный участок цепи;

возможность подачи напряжения выключателем на заземленный участок цепи.

Для этого выключатель отделяется от других участков цепи с обеих сторон таким образом, что включение заземляющего ножа с одной стороны выключателя оказывается возможным только при отключенном разъединителе с другой стороны выключателя и наоборот, включение разъединителя с одной стороны выключателя возможно при отключенном заземляющем ноже с другой стороны выключателя.

2. Для разъединителей с пофазным исполнением оперативная блокировка выполняется так, что оперирование разъединителем любой фазы невозможно при включенных заземляющих ножах на любой другой фазе.

3. Блокировка, исключающая возможность подачи на включенный заземляющий нож напряжения с противоположной стороны линии, не выполняется из-за ее сложности; достаточной является блокировка заземляющего ножа только с линейным разъединителем на данном конце линии.

4. Для шинных разъединителей и заземляющих ножей сборных шин выполняется полная оперативная блокировка, запрещающая включение заземляющего ножа сборных шин при включенном шинном разъединителе и включение любого шинного разъединителя при включенном заземляющем ноже сборных шин.

5. В КРУ 6 кВ выполняется оперативная блокировка, запрещающая включение заземляющего ножа сборных шин 6 кВ при рабочем положении тележек выключателей в цепи вводов рабочего и резервного питания, тележек выключателей трансформаторов 6/0,38 кВ и линий 6-10 кВ с двухсторонним питанием, а также вкатывание этих тележек в рабочие положения при включенном заземляющем ноже РУ 6 кВ.

К устройствам блокировки предъявляются следующие требования:

блокировка должна предусматривать блокирование всех неправильных операций (то есть должна быть полной), которые могут быть произведены разъединителями;

устройства оперативной блокировки и блокировки заземляющих ножей должны осуществляться по общей схеме;

блокировка должна быть надежной в эксплуатации: недопустимо, чтобы при неисправностях или исчезновении напряжения оперативного тока она позволила производить операции с разъединителями;

приводы разъединителей должны запираются блок-замками только в крайних положениях — «Включено» и «Отключено». В промежуточных положениях устройства блокировки должны препятствовать запираению приводов и выниманию ключа из замка;

чтобы не увеличивать инерцию подвижных частей механизма, установка механических замков на приводах должна производиться на неподвижных деталях;

при наличии устройств механической блокировки приводы выключателей (кроме шиносоединительных) должны запираются блок-замком только в отключенном положении, чтобы выключатели не могли быть включены. Приводы шиносоединительных выключателей должны запираются только в двух положениях — «Включено» и «Отключено»;

установка механических замков на приводах выключателей (за исключением шиносоединительных) должна выполняться так, чтобы при включенном выключателе невозможно было вынуть ключ из замка;

необходимо выполнить указанную блокировку так, чтобы не вызвать отключение выключателей при попытке вынуть ключ из замка;

блокировка не должна без необходимости усложнять или замедлять операции с разъединителями, что особенно важно при большом количестве присоединений;

блокировка не должна препятствовать включению и отключению выключателя при разобранной схеме. Однако блокировка должна исключать возможность подачи напряжения на заземленные участки присоединений включением выключателя.

Аппаратура для электромагнитной блокировки выпускается двух видов:

для внутренней установки (замок ЗБ-1, ключ КЗЗ-1);

для наружной установки, которая может быть также применена в ЗРУ (замок ЭМБЗ, ключ ЭМК, розетка У-94Б). Кроме того, применяются блок-контакты КСА, используемые для внутренней и наружной установки, и реле РП-23, используемые в качестве реле блокировки при наличии разъединителей с электродвигательным приводом.

Оперативному персоналу, производящему переключения, запрещается принудительно деблокировать неисправную блокировку. Ее неисправность должна удостоверяться лицом, ответственным за техническое состояние блокировки. Только по его указанию блокировка может быть выведена из работы.

В аварийных ситуациях разрешение на деблокирование может дать диспетчер, в оперативном управлении которого находится оборудование.

При несчастном случае, когда блокировка препятствует быстрому переключению (отключению), коммутационные аппараты могут быть деблокированы без разрешения вышестоящих лиц. Однако при этом необходим контроль последовательности проводимых операций.

Каждый случай деблокирования должен быть зафиксирован в оперативном журнале.

6.6. Обслуживание элементов КРУ

Обслуживание элементов КРУ 6-10 кВ. КРУ и КРУН поставляются в готовом виде шкафами со встроенными в них электрическим оборудованием, устройствами РЗА, измерения, сигнализации и управления.

Шкаф КРУ — часть КРУ, являющаяся законченным изделием заводского изготовления и состоящая из жесткой металлической конструкции с устанавливаемыми в ней электрооборудованием и приборами (ГОСТ 14693-90).

Тип шкафов КРУ — совокупность шкафов КРУ с определенной схемой главных и вспомогательных цепей и определенным диапазоном параметров применяемой аппаратуры (ГОСТ 14693-90).

Шкафы могут быть **стационарного** (если коммутационные аппараты и оборудование установлены в корпусах шкафов неподвижно) или **выдвижного** (если оборудование установлено на выдвижных тележках) исполнения.

При осмотрах КРУ и КРУН без их отключения (через смотровые окна и сетчатые ограждения) проверяют:

работу сети освещения и отопления помещений и шкафов;

уровень масла в маслонаполненных аппаратах, отсутствие течей масла, состояние

разъединителей, контактов первичной цепи, механизмов блокировки, состояние контактных соединений шин и их термоиндикаторов, степень загрязненности, отсутствие видимых повреждений и коронирования изоляторов, состояние цепей вторичных соединений, действие кнопок управления выключателями, состояние низковольтной аппаратуры (автоматических выключателей, предохранителей и т. д.), качество уплотнений дверей и днищ; отсутствие щелей, через которые могут проникнуть мелкие животные и птицы.

В КРУН при резких перепадах температуры наружного воздуха происходит повышение относительной влажности в шкафах и увлажнение поверхности изоляторов. Для недопущения перекрытий изоляции необходимо производить ее очистку от пыли. Одним из эффективных средств повышения надежности изоляции КРУН является обмазка изоляторов гидрофобными пастами.

Для поддержания в шкафах микроклимата с относительной влажностью воздуха 60–70 % их утепляют минераловатными плитами и оборудуют электроподогревателями, которые должны автоматически включаться, когда относительная влажность повышается до 65–70 %.

При температуре ниже 5 °С необходимо предусмотреть обогрев приборов учета и релейной аппаратуры, а при температуре ниже −25 °С предусмотреть обогрев масляных выключателей.

Нагревательные устройства включаются автоматически с помощью реле влажности воздуха (влажнорегулятор ВДК) и термореле (датчик ДТКБ).

В жаркое время года температура КРУН может превысить максимально допустимую температуру 40 °С, что может нарушить работу контактных соединений аппаратов, концевых кабельных разделок и т. д. В этом случае для снижения перегрева КРУН (например, солнечными лучами) выполняется окраска поверхности шкафов белой краской, установка навесов, принудительная приточно-вытяжная вентиляция.

При недовключении масляного выключателя или повреждении его контактной системы под действием тока нагрузки или тока КЗ возникает дуга, что вызывает разложение масла с образованием взрывоопасной смеси газов.

Наиболее опасно ручное включение выключателя на неустраненное КЗ, при котором даже небольшая задержка кнопки выключателя в конечном положении приведет к повторному включению на КЗ после его автоматического отключения.

При обслуживании КРУ и выполнении ремонтных работ **запрещается:**

проникать в высоковольтную часть ячеек без снятия напряжения и наложения заземлений;

включать заземляющие ножи (накладывать заземления) без видимого разрыва электрической цепи и без проверки отсутствия напряжения на заземляемых токопроводящих частях;

производить работы на выключателе или приводе при взведенных пружинах и включенных цепях управления;

выводить из работы блокирующие устройства, демонтировать защитные шторки и перегородки между отсеками;

открывать выхлопные клапаны, поскольку это может привести к отключению выключателей;

производить осмотры и работы в КРУН во время грозы и дождя. При выполнении ремонтных работ в ячейках КРУ целесообразно предусматривать возможность полного обесточивания той или иной секции и неподвижных разъединяющих контактов. Внутри ячеек должны быть вывешены предупреждающие плакаты, например: «Внимание! Напряжение снизу».

В процессе ремонта запрещается перемещение защитных ограждений, снятие плакатов и заземлений, снятие замков со шторок и дверей ячеек.

Обслуживание КРУЭ 110–220 кВ. Применение КРУЭ позволяет уменьшить площади и объемы, занимаемые РУ, и обеспечить возможность более легкого расширения по

сравнению с традиционными РУ.

К другим преимуществам КРУЭ можно отнести:

многофункциональность: в одном корпусе совмещены сборные шины, выключатель, разъединители с заземлителями, ТТ, ТН; это существенно уменьшает размеры и повышает надежность РУ;

взрыво- и пожаробезопасность;

высокую надежность и стойкость к воздействию внешней среды;

возможность установки в сейсмически активных районах и зонах с повышенной загрязненностью;

отсутствие электрических и магнитных полей;

безопасность и удобство эксплуатации, простоту монтажа и демонтажа.

КРУЭ собирают из обычных электрических элементов: выключателей, разъединителей, ТТ и ТН, сборных и соединительных шин.

Каждый элемент заключают в герметизированную металлическую заземленную оболочку, необходимую для сохранения элегаза под избыточным давлением. Во избежание нагрева оболочек переменным магнитным потоком они изготовлены из немагнитного металла (сплава алюминия, конструкционной стали). Оболочки отдельных элементов соединены между собой при помощи фланцев с уплотнениями из синтетического каучука, этиленпропилена и других материалов. Внутренние объемы оболочек нескольких элементов соединяют в секции. Каждая секция имеет контрольно-измерительную газовую аппаратуру.

Перед демонтажом элемента элегаз из него удаляется при помощи передвижной установки, содержащей вакуумный насос, компрессор и резервуар для газа. С помощью компрессора элегаз перекачивается в резервуар, пока давление в оболочке не снизится до 100 Па. Затем вскрываются люки на оболочке и производится демонтаж элемента или его ремонт.

Шинные и линейные разъединители размещаются в отдельных блоках. В блоке имеется контактный стержень, соединенный изолирующей штангой с рычажным механизмом привода, и розеточный ламельный контакт, в который входит контактный стержень при включении разъединителя, а также поперечный контактный стержень, предназначенный для стыковки элемента с другим элементом ячейки.

Заземлитель помещен в герметизированную оболочку. Он представляет собой подвижный стержень, соединенный через скользящий контакт с землей и входящий в розеточный контакт заземляемого элемента.

Разъединители и заземлитель имеют электромагнитную блокировку.

ТТ размещаются в герметизированной оболочке. Первичной обмоткой служит токопроводящий стержень, который проходит внутри магнитопровода со вторичной обмоткой. Магнитопровод и вторичная обмотка залиты эпоксидной смолой.

ТН устанавливают в отдельных ячейках либо в ячейках секционных или шиносоединительных выключателей. При номинальном напряжении не более 220 кВ применяют электромагнитные ТН с эпоксидной изоляцией.

При переключениях положения коммутационных аппаратов и заземлителей проверяют по указателям положения, механически связанным с подвижными системами аппаратов.

При осмотрах КРУЭ проверяется общее состояние оборудования, в том числе: отсутствие пыли, шума, треска и т. д. Проверяется работа приточно-вытяжной вентиляции, температура воздуха в помещении РУ (должна находиться в пределах 5-40 °С), давление сжатого воздуха в резервуарах пневматических приводов выключателей (должно быть в пределах 1,7-2,1 МПа) и давление сжатого воздуха пневмоприводов разъединителей (0,6 МПа), состояние заземляющих проводок и их контактных соединений.

При утечках элегаза снижается электрическая прочность изоляционных промежутков, вследствие чего требуется контроль за давлением элегаза (при помощи манометров) в каждой секции.

В аварийной ситуации при возникновении дуги и резком повышении давления внутри

оболочки разрывается специальная защитная мембрана, давление в секции сбрасывается и тем самым предотвращается разрушение оболочки.

Вследствие указанных выше конструктивных достоинств и изоляционных свойств КРУЭ практически не требует технического обслуживания. Изоляция в них (элегаз) не теряет своих свойств из-за атмосферных загрязнений.

Глава 7. Обслуживание цепей оперативного тока

7.1. Источники оперативного тока на ПС

Вторичные цепи электростанции (ПС) — это совокупность кабелей и проводов, соединяющих устройства управления, автоматики, сигнализации, защиты и измерения электростанции или ПС (ГОСТ 24291—90).

Вторичный ток (трансформатора тока) — это ток, протекающий по вторичной обмотке ТТ при прохождении тока по первичной обмотке (СТ МЭК 50(321)—86).

Применение постоянного оперативного тока требует установки аккумуляторных батарей и поэтому увеличивает капитальные затраты и эксплуатационные издержки, вызывает необходимость сооружения разветвленной сети постоянного тока.

Наиболее широкое распространение получил **переменный оперативный ток**, который применяется на ПС 110 кВ с одним-двумя выключателями ВН и на ПС 35 кВ с выключателями ВН.

Источниками оперативного переменного тока являются ТТ, ТН и трансформаторы собственных нужд.

Для защиты от КЗ наиболее надежным источником оперативного тока являются ТТ, так как при протекании тока КЗ вторичный ток ТТ обеспечивает надежное отключение выключателя. ТН в этом случае не может служить источником оперативного переменного тока, так как при КЗ резко снижается напряжение.

На рис. 7.1 показана схема включения реле максимальной токовой защиты (КА) и электромагнита отключения (УАТ) с дешунтированием катушки отключения.

В нормальном режиме катушка электромагнита отключения шунтирована и ТТ нагружены малым сопротивлением реле КА. При КЗ это реле срабатывает и подключает к своей катушке последовательно катушку электромагнита отключения УАТ, вследствие чего выключатель отключается.

ТТ и ТН используются как индивидуальные источники питания для данного присоединения и не связаны с цепями управления других присоединений, что обеспечивает их высокую надежность и уменьшает протяженность вторичных цепей.

Универсальными являются источники комбинированного питания одновременно от ТТ и ТН. Комбинированное питание хотя и универсально, но ограничено по мощности. Оно приемлемо для питания оперативных цепей защит, автоматики и управления легкими (пружинными) приводами.

Другим источником оперативного переменного тока являются трансформаторы собственных нужд с использованием силовой сети вторичного напряжения 220 В.

На схеме рис. 7.2. оперативные шинки 4 получают питание через стабилизаторы напряжения 1 от двух секций собственных нужд 220 В. Резервирование питания осуществляется автоматическим устройством 2. Для повышения надежности шинки управления ШУ и сигнализации ШС дублируются. Для отключения приводов установлено зарядное устройство 5 с выпрямителем и конденсаторами. Контроль изоляции осуществляется устройством 3.

В электроустановках с переменным оперативным током, как правило, устанавливаются

выключатели с пружинным приводом, для управления которыми используются зарядные устройства (например, конденсаторные установки). Принцип их работы заключается в том, что в нормальном режиме работы конденсаторы заряжаются через выпрямительное устройство до 400 В, а в момент отключения или включения соответствующий конденсатор разряжается на управляющий электромагнит. Емкость конденсатора C и напряжение на его пластинах U подбирают так, чтобы энергия, запасенная в конденсаторе $CU^2/2$ превышала энергию срабатывания управляющего электромагнита. Электромагниты включения в этом случае получают питание от трансформаторов собственных нужд через выпрямительные устройства.

Комбинированное питание оперативных цепей от блоков питания, зарядных устройств и выпрямителей обеспечивает высокую надежность работы схем РЗА, управления, сигнализации и блокировки.

На рис. 7.3 показана схема централизованного питания оперативных цепей с применением источников выпрямленного напряжения.

Цепи релейной защиты и сигнализации I получают питание от двух блоков БПТ, присоединенных к ТТ на питающих линиях, и одного блока БПН, присоединенного к ТН сборных шин. Дублирование блоков питания обеспечивает работу релейной защиты при любых повреждениях. Цепи питания электромагнитов отключения 2 присоединяются к зарядному устройству СГ. Цепи электромагнитов включения 3 , потребляющие значительный ток при включении, присоединяются к силовому выпрямителю VS, который питается от трансформатора собственных нужд, поскольку мощность ТН недостаточна для электромагнитов включения. Надежность питания цепей 2 и 3 обеспечивается установкой двух зарядных и выпрямительных устройств, присоединяемых к разным ТН и трансформаторам собственных нужд.

На ПС напряжением 110–220 кВ источником переменного оперативного тока обычно являются трансформаторы собственных нужд, а на ПС 6–10 кВ — специальные трансформаторы малой мощности (например, 0М-1,2/10), подключаемые к вводам питающих ПС линий 6–10 кВ. Эти источники оперативного тока не являются автономными, так как их работа возможна только при наличии напряжения в питающей сети.

Постоянный оперативный ток. Основным источником постоянного оперативного тока служат аккумуляторные батареи с зарядными устройствами 110 или 220 В. Они обеспечивают питание оперативных цепей РЗА, электромагнитов отключения и включения коммутационных аппаратов, цепей сигнализации.

От аккумуляторных цепей питаются устройства связи, аварийное освещение, двигатели резервных маслонасосов СК.

Всех потребителей энергии на ПС и в РУ, получающих питание от аккумуляторных батарей, можно разделить на следующие группы:

постоянно включенная нагрузка — аппараты, устройства управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, постоянно обтекаемые током, а также постоянно включенная часть аварийного освещения. Постоянная нагрузка на аккумуляторной батарее зависит от мощности постоянно включенных ламп сигнализации и аварийного освещения, а также от типов реле. Поскольку постоянные нагрузки невелики и не влияют на выбор аккумуляторной батареи, в расчетах можно ориентировочно принимать для крупных ПС 110–500 кВ значение тока постоянно включенной нагрузки равным 25 А;

временная нагрузка — появляющаяся при исчезновении переменного тока во время аварийного режима: токи нагрузки аварийного освещения и электродвигателей постоянного тока. Длительность этой нагрузки определяется длительностью аварии (расчетная длительность принимается равной 0,5 ч);

кратковременная нагрузка (длительностью не более 5 с) создается токами включения и отключения приводов выключателей, пусковыми токами электродвигателей и токами нагрузки аппаратов управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты,

кратковременно обтекаемых током.

7.2. Устройство, характеристики, режимы работы и особенности эксплуатации аккумуляторных батарей

Аккумулятор — это гальванический элемент, предназначенный для многократного разряда за счет восстановления емкости путем заряда электрическим током (ГОСТ 15596—82).

Аккумуляторная батарея — это электрически соединенные между собой аккумуляторы, оснащенные выводами и заключенные, как правило, в одном корпусе (ГОСТ 15596—82).

Закрытым называется аккумулятор, имеющий несъемную крышку с фильтр-пробкой или с пробкой рекомбинации.

Герметичным называется аккумулятор, в котором газы и электролит полностью удерживаются в течение всего срока службы и снабженный защитным устройством, предохраняющим его от разрушения при повышении давления.

Широкое применение на ПС нашли свинцово-кислотные аккумуляторные батареи типа С (СК) в открытых стеклянных сосудах, а аккумуляторы большой емкости — в деревянных баках, выложенных внутри свинцом.

При эксплуатации аккумуляторных установок должны быть обеспечены их длительная надежная работа и необходимый уровень напряжения на шинах постоянного тока в нормальных и аварийных режимах работы.

Аккумуляторные пластины разной полярности, находящиеся в одном сосуде, отделяются друг от друга сепараторами из мипласта. Сосуды наполняются электролитом. Положительные пластины выполняются из чистого свинца. Отрицательные пластины изготавливаются также из свинца, но имеют коробчатую форму. Ячейки свинцового каркаса пластин заполняются активной массой из оксидов свинца и свинцового порошка. Чтобы эта масса не выпадала из ячеек, пластины с боков покрывают тонкими перфорированными свинцовыми листами.

Кроме аккумуляторов типа С (СК) применяются аккумуляторы типа СН, которые имеют намазные пластины, сепараторы из стекловолокна, винипласта и мипора, сосуды из прессованного стекла с уплотненными крышками. Такая конструкция обеспечивает надежность и длительный срок службы аккумуляторов.

Емкость аккумулятора зависит от концентрации и температуры электролита и от режима разряда. С ростом плотности электролита емкость аккумулятора возрастает. С другой стороны, крепкие растворы увеличивают сульфатацию пластин.

Та же картина наблюдается и с увеличением температуры: при ее возрастании увеличивается емкость, но растет саморазряд и сульфатация пластин.

Установлено, что для стационарных аккумуляторов типа С (СК) оптимальной является плотность электролита в начале разряда $1,2-1,21 \text{ г/см}^3$ при нормальной температуре $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Температура воздуха в помещении аккумуляторных батарей должна быть в пределах $15-25 \text{ }^\circ\text{C}$.

Конечное напряжение на зажимах аккумулятора и плотность электролита в сосудах являются причинами, ограничивающими разряд. При 3-10-часовом разряде допускается снижение напряжения до 1,8, а при 1-2-часовом — до 1,75 В на элемент. Более глубокие разряды приводят к повреждению аккумуляторов.

Разряды малыми токами прекращают, когда напряжение становится равным 1,9 В на элемент.

Снижение плотности электролита до значения 1,17-1,15 свидетельствует о том, что емкость исчерпана.

Эксплуатация аккумуляторов имеет свои отличительные особенности, в том числе то, что в них непрерывно происходят неуправляемые химические и электрохимические реакции,

приводящие к снижению емкости аккумуляторов (саморазряду), то есть к потере запасенной энергии.

Саморазряд может быть как у работающих, так и у отключенных аккумуляторов. Новая батарея аккумуляторов теряет за сутки не менее 0,3 % своей емкости. С течением времени саморазряд возрастает по причине того, что в электролите присутствуют примеси железа, хлора, меди и других элементов. Поскольку их содержание не должно превышать допустимых норм, то применяемые для восстановления электролита кислота и дистиллированная вода проверяются на содержание вредных примесей.

При разряде аккумулятора на его пластинах образуется свинцовый сульфат. При нормальной эксплуатации аккумуляторов сульфат, имея тонкое кристаллическое строение, легко растворяется при заряде, переходя в оксид свинца на положительных пластинах и в губчатый свинец на отрицательных.

При ненормальной сульфатации пластин быстро увеличивается число крупных кристаллов сульфатов, которые закрывают поры активной массы пластин, мешая доступу электролита, что вызывает снижение емкости аккумулятора.

Режимы работы аккумуляторных батарей бывают следующими: «заряд-разряд», с периодическими зарядами и разрядами, и постоянного подзаряда.

Раньше аккумуляторы работали только в режиме «заряд-разряд»; схемы таких установок еще сохранились на многих ПС.

Подзарядная установка должна обеспечивать стабилизацию напряжения на шинах батареи с отклонениями, не превышающими 2 % номинального напряжения.

Режим работы с периодическими зарядами и разрядами связан с преждевременным износом аккумуляторов и повышенной занятостью персонала.

Режим постоянного подзаряда наиболее широко распространен в схемах ПС. Его суть состоит в том, что полностью заряженная аккумуляторная батарея включается параллельно с подзарядным агрегатом, который обеспечивает питание подключенной нагрузки и в то же время подзаряжает малым током батарею, восполняя потерю емкости в результате саморазряда.

При аварии на стороне переменного тока или остановке по какой-то причине подзарядного агрегата батарея принимает на себя всю нагрузку сети постоянного тока. После ликвидации аварии батарея заряжается от зарядного агрегата и переводится на работу в режиме постоянного подзаряда.

Аккумуляторные батареи с элементным коммутатором, переведенные в режим постоянного подзаряда, имеют тот недостаток, что батарея оказывается разделенной на две части, находящиеся в разных условиях.

Основная часть батареи подзарядается и поддерживается в заряженном состоянии. Остальные (концевые) аккумуляторы не подзаряжаются и постепенно теряют свою емкость вследствие саморазряда.

Для устранения сульфатации и выравнивания отстающих элементов батареи подвергают **уравнительным разрядам** (перезарядам).

При уравнительном заряде батарея предварительно разряжается током 10-часового режима до напряжения 1,8 В на элемент. Затем нормально заряжается тем же током до напряжения 2,6–2,8 В на элемент и увеличения плотности электролита до 1,2–1,21 г/см³, после чего оставляется на 1 ч в покое. Так с одночасовыми перерывами продолжается до тех пор, пока батарея не получит 2-3-кратной номинальной емкости.

Уравнительные заряды аккумуляторных батарей без элементных коммутаторов, работающих в режиме постоянного подзаряда, невозможны из-за того, что при этом напряжение на каждом элементе возрастает до 2,6–2,8 В. Для профилактики такие батареи 1 раз в 3 месяца дозаряжают.

Для поддержания работоспособности концевых элементов батареи применяют схемы подзаряда этих элементов от самостоятельного источника тока или общего подзарядного агрегата.

Основными неисправностями аккумуляторов являются: ненормальная сульфатация пластин, то есть образование крупных кристаллов, не растворяющихся при чрезмерно высокой плотности электролита и высокой температуре, систематических глубоких разрядах и длительном нахождении батареи в разряженном состоянии;

КЗ между пластинами разной полярности по причинам замыкания пластин накопившимся на дне сосуда шламом, коробления положительных пластин и губчатых наростов на отрицательных пластинах, разрушения сепарации;

коробление пластин по причинам больших зарядных и разрядных токов, высокого напряжения подзаряда, КЗ, низкого уровня электролита, наличия вредных примесей в электролите;

чрезмерное образование шлама. Большое количество шлама свидетельствует о слишком высоком напряжении или излишних перезарядах.

Имеют место также неисправности сосудов, изношенность и хрупкость сепарации, загрязнение электролита и понижение его плотности.

Осмотры аккумуляторов проводятся по графику. При осмотрах обращают внимание на указанные выше неисправности, а также проверяют:

целостность сосудов, состояние стеллажей и изоляции сосудов;

положение покровных стекол, предотвращающих вынос электролита из сосуда пузырьками газа, образующимися при заряде аккумуляторов;

уровень электролита в сосудах, который должен быть на 10–15 мм выше края пластин;

напряжение на соединительных пластинах аккумулятора, плотность и температуру электролита каждого элемента. Измерения следует проводить не реже 1 раза в мес;

исправность вентиляции и отопления. Температура в помещении аккумуляторной батареи должна быть не ниже 10 °С.

Поскольку аккумуляторы представляют собой повышенную опасность, то при их обслуживании необходимо строго соблюдать действующие правила безопасности. Серная кислота при попадании на кожу вызывает ожоги, а при попадании в глаза поражает их. Поэтому все работы с кислотой (электролитом) должны проводиться в специальных костюмах, резиновых фартуках, перчатках и защитных очках.

При приготовлении электролита серную кислоту следует вливать тонкой струей в воду и непрерывно размешивать раствор.

В помещении аккумуляторной батареи должен постоянно находиться 5 %-ный содовый раствор и сосуд с большим количеством чистой воды для удаления и нейтрализации попавшей на кожу кислоты.

В соответствии с требованиями ПТЭ, на ПС не менее 1 раз в год должна проверяться работоспособность аккумуляторной батареи по падению напряжения при толковых токах, а контрольные разряды должны производиться по мере необходимости. В тех случаях, когда число элементов недостаточно, чтобы обеспечить напряжение на шинах в конце разряда в заданных пределах, допускается понижать на 50–70 % номинальную емкость или осуществлять разряд части основных элементов.

Температура электролита в конце заряда должна быть не выше 40 °С для батарей типа СК. Для батарей типа СН температура должна быть не выше 35 °С при максимальном зарядном токе.

Сопротивление изоляции аккумуляторной батареи в зависимости от номинального напряжения должно быть следующим:

В соответствии с рекомендациями ПУЭ, измерение сопротивления изоляции аккумуляторных батарей производится вольтметром класса точности не ниже 1. Сопротивление изоляции R_x определяется по следующей формуле:

$$R_x = R_q (U / (U_1 + U_2) - 1), \quad (7.1)$$

где R_q — внутреннее сопротивление вольтметра;

U — напряжение на зажимах батареи;

U_1 и U_2 — напряжение между положительным зажимом и землей и отрицательным зажимом и землей.

Полностью заряженные аккумуляторы разряжают током 3- или 10-часового режима.

Емкость аккумуляторной батареи, приведенная к температуре +25 °С, должна соответствовать данным завода-изготовителя.

Температура в помещении аккумуляторной батареи должна поддерживаться не ниже 10 °С; на ПС без постоянного дежурства персонала и в случаях, если емкость батареи выбрана и рассчитана с учетом понижения температуры, допускается понижение температуры до 5 °С.

Аккумуляторы должны устанавливаться таким образом, чтобы обеспечивалось их удобное обслуживание; для этого следует применять специальные стеллажи. Аккумуляторы могут устанавливаться в один ряд при одностороннем обслуживании или в два ряда при двухстороннем обслуживании, а также многоярусно. В случае применения сдвоенных сосудов они рассматриваются как один аккумулятор.

Проходы для обслуживания аккумуляторных батарей должны быть шириной в свету между аккумуляторами не менее 0,8 м при одностороннем и двухстороннем расположении аккумуляторов.

Расстояния между открытыми токоведущими частями аккумуляторов, а также их ошиновкой, расположенной на доступной высоте, должны быть не менее:

0,8 м — при напряжении от 72 В до 250 В в период нормальной работы (не заряда);

1 м — при напряжении выше 250 В.

Измерения напряжения, плотности и температуры электролита каждого элемента должны выполняться не реже 1 раза в месяц.

Персонал, обслуживающий аккумуляторную установку, должен быть обеспечен:

приборами для контроля напряжения отдельных элементов батареи, плотности и температуры электролита;

специальной одеждой и специальным инвентарем согласно типовой инструкции.

7.3. Преобразователи энергии: двигатели-генераторы и выпрямители

Преобразователь электрической энергии — это электротехническое изделие (устройство), преобразующее электрическую энергию с одними значениями параметров и (или) показателей качества в электрическую энергию с другими значениями параметров и (или) показателей качества (ГОСТ 18311—80).

Двигатель-генератор — это агрегат, состоящий из одного или более двигателей, механически связанных с одним или более генераторами (СТ МЭК 50(411)—73).

Выпрямитель — это преобразователь электрической энергии, который преобразует систему переменных токов в ток одного направления (СТ МЭК 50(151)—78).

Указанные преобразователи энергии переменного тока в постоянный используются для питания нагрузки в нормальном режиме работы, для заряда, подзаряда и уравнивающего заряда аккумуляторных батарей.

Двигатели-генераторы для заряда аккумуляторных батарей состоят из трехфазных синхронных электродвигателей и генераторов постоянного тока с регулированием напряжения шунтовым реостатом. Для указанных целей в настоящее время их применяют крайне редко.

Обслуживание двигателей-генераторов в основном состоит в соблюдении правильных режимов их работы, наблюдении за состоянием и температурой щеток, коллекторов, контактных колец двигателей, а также за отсутствием искрений щеток, за смазкой подшипников и содержанием агрегатов и регулирующих устройств в чистоте.

Выпрямители по сравнению с двигателями-генераторами имеют ряд достоинств, в том числе: просты в обслуживании, имеют более высокий КПД и больший срок службы.

В основном они предназначены для зарядки аккумуляторных батарей (I режим), параллельной работы с аккумуляторными батареями (II режим), а также для формовки

отдельных аккумуляторов (III режим).

В общем случае выпрямительный агрегат состоит из следующих узлов:

силового трансформатора;

выпрямительного моста из трех диодов и трех тиристоров;

блока управления тиристорами, состоящего из схемы питания и двух схем формирования импульсов управления;

блока регулирования, включающего в себя обратные связи по току и напряжению.

Принцип работы агрегата основан на способности тиристоров изменять в широких пределах среднее значение выходного напряжения путем изменения момента отпирания тиристоров. Выпрямленное напряжение поддерживается с точностью 2 % при изменении нагрузки от 4 А до номинального значения в диапазоне напряжений 380–260 В (I режим) и 220–260 В (II режим).

При обслуживании полупроводниковых выпрямительных устройств следят за температурой нагрева диодов и тиристоров, температурой окружающего воздуха, отсутствием кислотных паров и влаги в помещении, где они установлены.

На ПС эксплуатируются аккумуляторные батареи с элементным коммутатором или без него.

В схеме имеется зарядный двигатель-генератор и подзарядное выпрямительное устройство. Постоянство напряжения при заряде и разряде аккумулятора на шинах постоянного тока обеспечивает элементный коммутатор, состоящий из изолирующей плиты с расположенными на ней контактными пластинами, к которым подсоединены отводы от соединительных полос аккумулятора. По пластинам к соответствующим шинам скользят разрядная и зарядная щетки, которые приводятся в движение вручную или от электродвигателя, управляемого дистанционно либо с помощью устройства регулирования напряжения.

Существуют аналогичные схемы аккумуляторных установок без элементного коммутатора с ответвлениями от батареи для питания потребителей.

7.4. Контроль изоляции цепей оперативного тока

В процессе обслуживания установок постоянного тока необходим *контроль изоляции* токоведущих частей относительно земли.

Выбор метода определения места повреждения (ОМП), например, КЛ, является исключительно сложным процессом и зависит от характера повреждения и переходного сопротивления в месте повреждения.

Повреждения в трехфазных КЛ могут быть следующих видов:

замыкание одной жилы на землю;

замыкание двух или трех жил на землю или двух или трех жил между собой;

обрыв одной, двух или трех жил без заземления или с заземлением как оборванных, так и необорванных жил, и др.

Характер повреждения определяют с помощью мегаомметра. Для определения зоны повреждения используют следующие основные методы:

импульсный метод;

метод кабельного разряда;

метод петли;

емкостной метод.

Понижение сопротивления изоляции на одном полюсе может привести к образованию обходных цепей через землю и самопроизвольному включению или отключению коммутационных аппаратов или ложным сигналам.

Для непрерывного контроля состояния изоляции применяются специальные устройства, позволяющие измерять сопротивление изоляции, а при значительном понижении ее на одном полюсе (до 20 кОм в установках 220 В и 10 кОм в установках 110 В)

сигнализировать звуковым и световым сигналами.

В цепях переменного оперативного тока изоляция контролируется с помощью специальных устройств, выполненных по схемам измерительных мостов. К сожалению, не имеется специальных приборов и устройств, с помощью которых можно было бы определить место повреждения изоляции или замыкания цепи на землю. Поэтому такое место определяется визуально.

При поиске места повреждения сеть постоянного тока разделяется секционирующими аппаратами на независимые участки, каждый из которых питается от отдельного источника, например, один от аккумуляторной батареи, другой — от двигатель-генератора или выпрямительной установки. При этом проверяется сопротивление изоляции цепей каждого участка и выявляется участок с поврежденной изоляцией. Проверка должна осуществляться двумя лицами, одно из которых проводит операции с коммутационными аппаратами, другое наблюдает за показаниями прибора контроля изоляции.

Само место повреждения изоляции цепи обнаруживается визуально, а также отключением цепи, деления ее на части и измерения мегаомметром сопротивления изоляции каждого участка. Последовательность операций устанавливается местными инструкциями. Рекомендуется начинать операции с менее ответственных цепей сигнализации, телемеханики, связи и заканчивать более ответственными цепями управления и РЗА.

Глава 8. Особенности обслуживания устройств релейной защиты и автоматики

8.1. Общие положения по обслуживанию устройств РЗА

В соответствии с ПУЭ, устройства *релейной защиты* предназначены: для автоматического отключения элемента от остальной части электрической сети (электроустановки) в случае его электрического повреждения или возникновения опасного, ненормального режима работы, который может привести к его повреждению;

подачи сигнала в случае возникновения ненормального режима, который в течение продолжительного времени не приведет к повреждению элемента.

Релейная защита, действующая на отключение, как правило, выполняется селективной, чтобы при повреждении какого-либо элемента отключался только этот поврежденный элемент.

В электрических сетях напряжением 110 кВ и выше релейные защиты снабжаются устройствами, блокирующими их действие при качаниях или асинхронном ходе, если в указанных сетях возможны такие качания или асинхронный ход, при которых защиты могут срабатывать неправильно.

Режим качаний — это режим энергосистемы, при котором происходят периодические изменения параметров без нарушения синхронизма (ГОСТ 21027—75).

Асинхронный режим — это переходный процесс, характеризующийся несинхронным вращением части генераторов энергосистемы (ГОСТ 21027—75).

К средствам автоматики на ПС, на которые распространяются требования ПУЭ, относятся:

автоматическое повторное включение (АПВ) линий или фаз линий, шин и прочих электроустановок после их автоматического отключения;

автоматическое включение резервного питания или оборудования (АВР);

автоматическое регулирование возбуждения (АРВ), напряжения и реактивной мощности;

автоматическое регулирование частоты и активной мощности (АРЧМ);

автоматическое противоаварийное управление, в том числе:

автоматическое предотвращение нарушения устойчивости (АПНУ);

автоматическая ликвидация асинхронного режима (АЛАР);
автоматическое ограничение снижения частоты (АОСЧ),
в том числе автоматическая частотная разгрузка (АЧР);
автоматическое ограничение повышения частоты (АОПЧ);
автоматическое ограничение снижения напряжения (АОСН);
автоматическое ограничение повышения напряжения (АОПН);
автоматическая разгрузка оборудования (АРО) — ограничение перегрузки.

На средства *противоаварийной автоматики* возлагается задача предотвращения и ограничения развития аварийных процессов в энергосистеме с целью сведения к минимуму ущерба у потребителей. Важнейшей задачей противоаварийной автоматики является предотвращение общесистемных аварий, сопровождающихся нарушением электроснабжения потребителей на значительной территории.

Особенности обслуживания устройств РЗА обусловлены требованиями к их надежному срабатыванию при аварийных режимах работы электросетей и работоспособностью в утяжеленных режимах, что вызывает необходимость наличия высококвалифицированного персонала в этой области и повышенных требований к ним в части технического обслуживания этих устройств.

Устройства РЗА обслуживает местная служба РЗА и телемеханики. Оперативный персонал этой службы не реже 1 раза в месяц при наличии телесигнализации о неисправности устройств и автоматического контроля ВЧ каналов проводит осмотр устройств, проверяет их исправность и готовность к действию.

При их отсутствии осмотры проводят не реже 1 раза в неделю при обслуживании ПС ОВБ. В ходе осмотра ПС по другим причинам персонал ОВБ проверяет устройства РЗА в том же объеме.

При *осмотре* устройств РЗА и измерений обслуживающий персонал проверяет записи в журнале релейной защиты или картах РЗА о всех выполненных за предшествующий осмотру период изменения в уставках, схемах, устройствах РЗА, введенных вновь или выведенных из работы, а также записи в оперативном журнале.

Затем проверяют исправность аварийной и предупреждающей сигнализации, сигнализации положения выключателей, наличие напряжения на шинах оперативного тока, всех источников постоянного и переменного тока и режим работы подзарядных устройств. По стационарным приборам контролируют сопротивление изоляции цепей оперативного тока.

По сигнализации проверяют исправность цепей управления выключателями и другими коммутационными аппаратами, наличие оперативного тока во всех устройствах и цепях управления, исправность предохранителей и АВР источников оперативного тока, правильность положения автоматических выключателей, рубильников и других коммутационных аппаратов в схеме АВР и соответствие их положений первичной схеме.

По измерительным приборам и сигнализации контролируют исправность цепей ТН, предохранителей, правильное положение всех коммутационных аппаратов в этих цепях в соответствии с действительной схемой первичных соединений.

Проводят осмотр всех устройств РЗА на щите управления, релейной защиты в коридорах РУ и КРУ, проверяя по внешнему виду или по сигнализации их исправность и готовность к действию. Возвращают в начальное положение сработавшие случайно (например, из-за сотрясений) указательные реле.

Проверяют правильность положения всех органов управления устройствами РЗА, соответствие их положений действительной первичной схеме ПС.

Осматривают и проверяют исправность и готовность к действию фиксирующих приборов, самопишущих измерительных приборов, наличие бумаги или пленки для осциллографов и т. д.

Осматривают газовые реле трансформаторов (у реле со смотровым окном). Проверяют положение приводов выключателей, разъединителей, отделителей и короткозамыкателей,

уплотнение дверей и крышек релейных шкафов и т. п.

Обо всех неисправностях, выявленных при осмотре, делают записи в журнале релейной защиты или в картах устройств РЗиА и немедленно докладывают диспетчеру или дежурному инженеру станции (ПС), а также руководству местной службы РЗиА.

Некоторые неисправности или отклонения от заданного режима в устройствах РЗиА оперативный персонал может устранять самостоятельно, в том числе:

включение автоматических выключателей или замена плавких вставок предохранителей в цепях ТН или питания устройств РЗиА;

вывод из работы всех устройств РЗиА при обрыве цепи отключения выключателя или другого коммутационного аппарата с последующим выполнением диспетчером мероприятий, предусмотренных для присоединения, полностью отключенного от релейной защиты;

вывод из работы всех устройств РЗиА, действующих от поврежденных индивидуальных блоков питания, зарядных устройств конденсаторов в цепи отключения выключателя, отделителя, короткозамыкателя, с последующим выполнением диспетчером мероприятий, предусмотренных для данного присоединения, отключенного от системы защиты;

определение места повреждения при появлении в цепях оперативного тока замыкания на землю;

отключение устройств, действующих на автоматическое включение выключателя, при повреждении выпрямителей, питающих цепи включения электромагнитных приводов.

Все работы в устройствах РЗиА выполняет персонал местной службы РЗиА по заранее оформленным заявкам.

Установлен следующий порядок допуска бригады к работе:

получив разрешение диспетчера предприятия электрических сетей или дежурного инженера станции, оперативный персонал (дежурный) готовит рабочее место в зависимости от характера предстоящих работ;

для этого выполняют все операции, предусмотренные заявкой: с помощью накладок отключают вторичные устройства, на панелях вывешивают разрешающие производство работ плакаты, соседние панели с лицевой и обратной стороны закрывают шторками из плотной ткани, исключающими случайный доступ к панелям;

после этого дежурный проводит с бригадой инструктаж и допускает ее к работе.

Работы во вторичных устройствах производят по испытательным схемам с нанесенной маркировкой проводов, зажимов, кабелей.

Работающим запрещается отвлекаться на другие виды работ вплоть до окончания работ на отключенном для профилактики устройстве.

Фирмой ОРГРЭС (филиал ОАО «Инженерный Центр ЕЭС») разработана «Инструкция для оперативного персонала по обслуживанию устройств релейной защиты и автоматики энергетических систем» (СО 34.35.502—2005, дата введения — 01.10.2005 г.), которая определяет права и обязанности оперативного персонала и содержит общие указания по оперативному управлению и обслуживанию устройств РЗиА, контролю их исправности и устранению ряда неисправностей, по организации работ в этих устройствах, а также по действию оперативного персонала при их срабатывании.

Инструкция обязательна для оперативно-диспетчерского персонала всех уровней оперативно-диспетчерского управления, обслуживающего находящиеся в его оперативном управлении или ведении устройства РЗиА электрических станций, электрических сетей и ПС.

В состав устройств РЗиА входят, в том числе, противоаварийная автоматика, системы автоматического регулирования электрических режимов силового электрооборудования электростанций и ПС, приборы определения мест повреждения, автоматические осциллографы и регистраторы аварийных событий, вторичные цепи и системы питания устройств РЗиА.

Положения указанной Инструкции распространяются на оперативный персонал любых энергообъектов, независимо от формы собственности, в части устройств РЗА, находящихся в оперативном управлении или ведении оперативно-диспетчерского персонала более высокого уровня управления.

Инструкция определяет основные принципы и дает общие указания по оперативному обслуживанию устройств РЗА и вторичных цепей.

Необходимые дополнительные указания по оперативному обслуживанию отдельных конкретных устройств РЗА, включая особенности оперативного обслуживания микропроцессорных устройств РЗА, в том числе при наличии на энергообъекте систем АСУ ТП, должны быть приведены в типовых инструкциях (или в дополнениях к ним) или в местных инструкциях по оперативному обслуживанию этих устройств.

Типовые инструкции по оперативному обслуживанию могут составляться для следующих устройств и цепей:

- микропроцессорных устройств РЗА любого типа;
- дифференциальной защиты шин;
- газовой защиты;
- защиты шиносоединительных и обходных выключателей;
- устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ);
- приборов ОМП;
- дифференциальной защиты линий;
- поперечной защиты линий;
- ВЧ защиты линий;
- АПВ, АВР, АЧР и других устройств РЗА;
- цепей ТН, цепей и источников оперативного постоянного и переменного тока;
- цепей управления, аварийной и предупредительной сигнализации, устройств сигнализации замыканий на землю и др.

В типовых инструкциях, как правило, приводятся указания по оперативному обслуживанию устройств, исходя из принципа их действий и технических особенностей, без учета местных условий и особенностей данной электростанции или ПС. Уточнения и дополнения, связанные с конкретными условиями, должны указываться в местном дополнении к типовой инструкции или в местной инструкции, составленной на ее основе.

Местные инструкции (дополнения к типовой инструкции) составляются для всех устройств РЗА, установленных на данной электростанции или ПС, для обслуживания которых нет соответствующих типовых инструкций.

Допускается составление одной инструкции по всем устройствам РЗА, обслуживаемым оперативным персоналом данного энергообъекта или уровня оперативно-диспетчерского управления.

Электромагнитная совместимость (ЭМС) устройств РЗА. Устройства РЗА выбираются по условию помехозащищенности, достаточной для выполнения ее основных функций при наихудших возможных параметрах электромагнитной обстановки.

Устройства РЗА, содержащие электронные и микропроцессорные элементы, проходят испытания по ЭМС согласно действующим нормативным документам.

Защитное заземление устройств РЗА выполняется путем присоединения всех шкафов, панелей и корпусов устройств РЗА к закладным протяженным элементам (полосам, швеллерам), проложенным в полу, к которым крепятся эти устройства.

Закладные части присоединяются к заземлению здания стальной шиной сечением не менее 100 мм².

Рабочее заземление устройств РЗА допускается осуществлять присоединением рабочих (схемных) точек заземления устройств кратчайшим путем к зажимам защитного заземления панелей (шкафов) и корпусов этих устройств.

Закладные элементы должны быть соединены друг с другом по концам в промежуточных точках с шагом 4–6 м стальной полосой сечением не менее 100 мм² с

помощью сварки.

Допускается использовать помещения, электромагнитная обстановка в которых по одному или нескольким параметрам не удовлетворяет предъявленным требованиям. Однако в этом случае все устанавливаемые в таком помещении устройства РЗА испытываются на ЭМС со степенями жесткости, гарантирующими нормальную работу этих устройств в данном помещении.

8.2. Характер повреждений в электрических сетях и утяжеленные режимы их работы

Режим работы ПС представляет собой ее состояние на заданный момент или отрезок времени.

Большую часть времени энергосистема работает в *установившемся режиме*, то есть в режиме работы, при котором параметры режима могут приниматься неизменными (ГОСТ 21027—75).

Если параметры режима изменяются, то такой режим называется *переходным*.

По тем или иным причинам допускается работа энергосистемы в *утяжеленных установившихся* (вынужденных) режимах, которые характеризуются меньшей надежностью, некоторой перегрузкой отдельных элементов системы и, возможно, ухудшением качества электроэнергии. Длительное существование утяжеленного режима нежелательно, поскольку при этом существует повышенная опасность возникновения аварийных ситуаций.

Как следствие утяжеленных режимов в электрических сетях возможны повреждения, связанные с нарушением изоляции, разрывом проводов ЛЭП, вплоть до междуфазных КЗ или замыканий на землю.

Так, в сетях 6-35 кВ с изолированной нейтралью или заземлением через дугогасящий реактор замыкание одной фазы на землю в принципе не приводит к КЗ и не отражается на работе потребителей, так как при этом линейные напряжения не изменяются, а искажаются лишь фазные напряжения. Однако для такого утяжеленного режима характерно повышение напряжения неповрежденных фаз относительно земли до линейного (рис. 8.1, б), что создает угрозу повреждения изоляции и возникновения междуфазного КЗ через землю.

Поэтому для обеспечения нормальных условий работы электрических сетей и предупреждения повреждений необходимо быстрое отключение повредившегося оборудования от оборудования неповрежденного и при необходимости включение резервного источника питания.

Такие задачи должны решать устройства РЗА, к которым предъявляются следующие требования:

автоматическое отключение электрических сетей в аварийных режимах должно быть селективным (избирательным): релейная защита должна отключать только поврежденное оборудование или участок сети;

автоматическое отключение оборудования при КЗ должно быть быстрым, чтобы уменьшить размеры повреждения и не нарушить режим работы электрических сетей (по нормативам время отключения наиболее ответственных участков сетей не должно превышать 0,06 с);

значение коэффициента чувствительности релейной защиты должно быть равным или большим 1,5;

релейная защита должна быть надежной и безотказно работать при КЗ в защищаемой зоне в предусмотренных для ее работы режимах.

Для того чтобы релейная защита срабатывала в аварийных режимах, она должна быть достаточно чувствительной, то есть реагировать на действие при КЗ на любом участке защищаемой зоны и при минимальном токе КЗ. Чувствительность характеризуется

коэффициентом чувствительности $K_{\text{ч}}$, равным

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{k min}} / I_{\text{сз}}$$

где

$I_{\text{k min}}$ - минимальный ток КЗ;

$I_{\text{сз}}$ — ток срабатывания защиты.

Устройства релейной защиты различаются по принципу действия, схемам включения и др. Они дополняются устройствами противоаварийной автоматики, которые быстро устраняют послеаварийные режимы и восстанавливают электроснабжение потребителей без вмешательства персонала.

Рассмотрим принципы действия наиболее распространенных устройств РЗА на ПС, применяемых для защиты линий.

8.3. Максимальная токовая и токовая направленная защиты

Одним из наиболее характерных и очевидных признаков возникновения КЗ, а также многих других нарушений нормального режима работы электрической сети является резкое увеличение тока, который в таких аварийных условиях становится значительно больше тока нагрузки.

Ток, возникающий в аварийных режимах (так называемый сверхток), является признаком возникновения аварии. На использовании этого признака основан принцип действия максимальной токовой защиты.

Максимальная токовая защита реагирует на возрастание тока в защищаемом элементе сети и применяется для защиты линий с односторонним питанием. Защита устанавливается со стороны источника питания и действует на отключение выключателя при повреждении на защищаемой линии или на шинах ПС, питающихся от этой линии.

Селективность защиты обеспечивается выдержками времени, ступенчато нарастающими в сторону источника питания со ступенью времени $t_2 - t_1$; 0,4–0,8 с.

Ток срабатывания пусковых токовых реле выбирается исходя из следующих условий:

защита не должна срабатывать при прохождении по защищаемому элементу сети максимального тока нагрузки;

защита должна надежно срабатывать при КЗ на защищаемом участке и иметь коэффициент чувствительности не менее 1,5;

защита должна действовать и при КЗ на смежном (резервируемом) участке и иметь коэффициент чувствительности в конце этого участка не менее 1,2.

Разновидностью максимальной токовой защиты является **токовая отсечка**, которая действует мгновенно и поэтому селективность ее действия обеспечивается не подбором выдержек времени ступеней, а выбором тока срабатывания.

Токовая отсечка применяется для защиты линии с односторонним и двухсторонним питанием, а также для защиты трансформаторов. В последнем случае токовая отсечка устанавливается с питающей стороны трансформатора и действует при повреждениях на вводах ВН и на некоторых участках первичной обмотки.

При повреждениях вторичной обмотки токовая отсечка не срабатывает.

Ток срабатывания отсечки $I_{\text{сз}}$ выбирается таким, чтобы она надежно срабатывала при КЗ на заранее определенном участке (например, на участке AB , рис. 8.2) и не срабатывала при КЗ за пределами этого участка где $I_{\text{кз}} < I_{\text{сз}}$ (например, в точке C , рис. 8.2).

Максимальная направленная защита, показанная на рис. 8.3, применяется для защиты сетей с двухсторонним питанием, в основном в сетях напряжением до 35 кВ.

Она реагирует на определенные значения тока КЗ и его направление.

Орган направления защиты разрешает ей срабатывать на отключение выключателя, если ток КЗ направлен от шин в сторону защищаемой линии.

Селективность действия защиты достигается выбором выдержек времени по ступенчатому принципу.

Максимальные направленные защиты устанавливаются с обеих сторон защищаемых линий.

В комплект максимальной токовой направленной защиты обычно входят:

два реле максимального тока;

два реле направления мощности;

реле времени (состоящее из насыщающихся трансформаторов);

два промежуточных реле (состоящее из собственно промежуточных реле, насыщающихся трансформаторов, диодов и емкостей);

указательное реле.

Максимальная токовая защита с пуском от реле минимального напряжения служит для повышения чувствительности максимальных токовых реле, которые имеют недостаточную чувствительность при КЗ в разветвленных сетях с большим числом параллельных линий (рис. 8.4).

Повышение чувствительности и улучшение отстройки от токов нагрузки достигаются применением пуска защит от реле минимального напряжения. Из схемы рис. 8.4 видно, что защита может действовать только при срабатывании реле КV, уставка которого выбирается ниже минимально возможного рабочего напряжения.

При КЗ напряжение в сети понижается, что вызывает срабатывание реле минимального напряжения, вследствие чего токовый орган защиты действует на отключение.

Ток срабатывания токовых реле КА выбирается по длительному току нагрузки нормального режима, в результате чего чувствительность защиты при КЗ резко повышается.

При кратковременных перегрузках линий токовые реле замыкают свои контакты, но защита на отключение не сработает, поскольку этому препятствует реле минимального напряжения, контакты которого в нормальном режиме разомкнуты.

Наличие напряжения на зажимах реле минимального напряжения контролируется специальным устройством.

8.4. Токовая направленная защита нулевой последовательности

Любую несимметричную систему трех токов или напряжений можно представить в виде трех следующих систем:

система прямой последовательности, состоящая из трех вращающихся векторов ($A_1 B_1 C_1$), равных по величине и повернутых на 120° друг относительно друга;

система обратной последовательности, также состоящая из трех векторов, равных по величине и повернутых на 120° друг относительно друга, но при вращении в ту же сторону, что и векторы прямой последовательности, вектор B_2 опережает вектор A_2 на 120° ;

система нулевой последовательности, состоящая из трех векторов $A_0 = B_0 = C_0$, совпадающих по фазе.

Сложение одноименных векторов этих трех систем создает несимметричную систему:

Для нахождения нулевой составляющей надо геометрически сложить три составляющих вектора и взять $1/3$ от этой суммы, например:

$$A_0 = 1/3 (A + B + C). \quad (8.3)$$

В сетях с эффективным заземлением нейтрали наибольшее число повреждений связано с замыканием на землю. Для защиты оборудования применяют устройства, реагирующие на составляющие нулевой последовательности.

Включение защит на составляющие нулевой последовательности, например по схеме рис. 8.5, имеет некоторые преимущества по сравнению с их включением на полные токи и

напряжения фаз при замыкании на землю.

На рис. 8.5 показана схема соединения ТТ в фильтр токов нулевой последовательности.

Ток нулевой последовательности получают соединением вторичных обмоток ТТ в фильтр токов нулевой последовательности. Из схемы рис. 8.5 видно, что ток в реле КА равен геометрической сумме токов трех фаз, то есть $I_p = I_a + I_b + I_c$, и возникает только при однофазном или двухфазном КЗ на землю. При трехфазном КЗ $I_p = 0$.

Для получения напряжения нулевой последовательности вторичные обмотки ТН соединяют в разомкнутый треугольник по схеме рис. 8.6 и заземляют нейтраль его первичной обмотки.

При однофазных или двухфазных КЗ на землю на зажимах разомкнутого треугольника появляется напряжение $3U_0$.

Для получения напряжения нулевой последовательности вторичные обмотки ТН соединяют в разомкнутый треугольник и заземляют нейтраль его первичной обмотки по схеме рис. 8.6.

Контроль исправности цепей напряжения разомкнутого треугольника осуществляется вольтметром, у которого при нарушении цепей пропадает показание.

Кроме рассмотренных защит нулевой последовательности в сетях 110 кВ и выше применяются также направленные отсечки и ступенчатые защиты нулевой последовательности. Наибольшее распространение получили четырехступенчатые защиты, у которых первая ступень выполняется без выдержки времени. Первая и вторая ступени служат для защиты при замыканиях на землю в пределах защищаемой линии, а третья и четвертая ступени предназначены в основном для резервирования.

Рис. 8.6. Соединение однофазных ТН в фильтр напряжения нулевой последовательности:

PV — вольтметр контроля исправности цепей вторичной обмотки;

SB — кнопка вольтметра для контроля исправности цепей напряжения разомкнутого треугольника

На рис. 8.7. показана схема токовой направленной защиты нулевой последовательности.

Пусковое токовое реле КА, включенное на фильтр токов нулевой последовательности, срабатывает при возникновении КЗ на землю в момент, когда в нулевом проводе проходит ток $3I_0$.

Реле мощности KW фиксирует направление мощности КЗ, обеспечивая селективность действия, то есть работу защиты при направлении мощности КЗ от шин ПС в защищаемую линию. Напряжение $3U_0$ подается на реле мощности от обмотки разомкнутого треугольника ТН (шинки EV.H, EV.K). Реле времени КТ создает выдержку времени, исходя их условия селективности.

При наличии в защищаемой сети автотрансформаторов, электрически связывающих сети двух напряжений, однофазное или двухфазное замыкание в сети среднего напряжения приводит к возникновению тока I_0 в линиях высшего напряжения.

Чтобы не допустить ложного срабатывания защит линий ВН, уставки их защит по току срабатывания и выдержкам времени согласуют с уставками защит в сети СН. Поэтому не рекомендуется выполнять заземления нейтралей обмоток звезд высшего и среднего напряжений у одного трансформатора. У трансформатора со схемой соединения звезда-треугольник замыкание на землю на стороне треугольника не вызывает появления тока I_0 на стороне звезды.

Поскольку ток I_0 возникает только при неполнофазных режимах работы участков сети, то при эксплуатации токовых защит нулевой последовательности необходимо учитывать все

заземленные нейтрали трансформаторов и автотрансформаторов, которые в принципе являются источниками токов нулевой последовательности.

Таким образом, распределение тока I_0 в сети определяется исключительно расположением заземленных нейтралей трансформаторов, а не генераторов электростанций.

8.5. Дистанционная защита линий

Дистанционная защита — это сложная защита, состоящая из ряда элементов (органов), каждый из которых выполняет свою определенную функцию, в том числе: пусковой и дистанционный органы, органы направления и выдержки времени, а также блокировка для вывода защиты из действия при повреждениях цепей напряжения, питающих защиты.

Дистанционные защиты применяются в сетях сложной конфигурации, в которых для обеспечения необходимого быстродействия и чувствительности не могут быть применены более простые максимальные токовые и токовые защиты направленного действия.

Дистанционной защитой определяется сопротивление (или расстояние — дистанция) до места КЗ и, в зависимости от этого, защита срабатывает с меньшей или большей выдержкой времени. Выдержка времени действия дистанционной защиты определяется дистанцией (расстоянием), иными словами, сопротивлением до места КЗ.

Дистанционные защиты, имеющие ступенчатые характеристики времени, не измеряют каждый раз при КЗ значения сопротивления на зажимах измерительного органа и не устанавливают в зависимости от этого большую или меньшую выдержку времени, а лишь контролируют поврежденную зону. Время срабатывания защиты при КЗ в любой точке зоны постоянно.

Каждая защита выполняется многоступенчатой, причем в первой зоне, охватывающей порядка 85 % длины защищаемой линии, выдержка времени на ступень выше и составляет не более 0,15 с. Для второй зоны, находящейся за пределами защищаемой линии, выдержка времени на ступень выше и составляет порядка 0,4–0,6 с. При КЗ в третьей зоне выдержка времени еще больше и выбирается так же, как и для направленных токовых защит.

При КЗ на линии срабатывают реле пускового органа и реле органа направления. Через контакты этих реле подается сигнал на дистанционные органы и на реле времени. Если КЗ находится в первой зоне, дистанционный орган пошлет импульс на отключение выключателя без выдержки времени. При КЗ во второй зоне дистанционный орган первой зоны работать не будет, так как сопротивление на зажимах его реле будет больше сопротивления срабатывания. В этом случае сработает дистанционный орган второй зоны, который запустит реле времени, отключающий с заданной выдержкой времени защищаемую линию. При КЗ в третьей зоне дистанционные органы первой и второй зоны работать не будут, поскольку сопротивления на их зажимах больше сопротивления срабатывания. Сработает реле времени и с заданной выдержкой отключит линию.

8.6. Продольная дифференциальная защита

Принцип действия защиты основан на сравнении значений и фаз тока в начале и в конце линии. Как правило, при токах до 2,5-кратных по отношению к току срабатывания сравниваются значения и фазы токов, а при больших кратностях сравниваются только фазы этих токов.

Вторичные обмотки ТТ с обеих сторон линии соединяются между собой проводами, как показано на рис. 8.8, а для выполнения дифференциальной защиты параллельно ТТ (дифференциально) включают измерительный орган тока ОТ.

При одинаковых коэффициентах трансформации ТТ при нормальной работе и при внешнем КЗ вторичные токи равны и направлены в ОТ встречно, в результате чего ток в обмотке ОТ равен нулю, и ОТ не действует.

Таким образом, **продольная дифференциальная защита** реагирует на полный ток КЗ в защищаемой зоне, обеспечивая мгновенное отключение поврежденной линии.

Для отключения протяженных линий с двух сторон необходимо подключение по дифференциальной схеме двух органов тока на ПС по обоим концам линии. Такое подключение приводит к неравномерному распределению вторичных токов между ними (обратно пропорционально сопротивлениям цепей), появлению тока небаланса и понижению чувствительности защиты. Для отстройки от токов небаланса в защите применены дифференциальные реле тока с торможением, обладающие повышенной чувствительностью.

При значительной длине соединительных проводов имеют место сопротивления, многократно превышающие допустимое сопротивление нагрузки для ТТ. Для снижения нагрузки применяются специальные ТТ с коэффициентом трансформации n , с помощью которых ток, проходящий по проводам, уменьшается в n раз, и тем самым нагрузка от соединительных проводов снижается в n^2 раз.

Контроль исправности соединительных проводов необходим для выявления и устранения их обрывов, КЗ между ними, замыкания одного провода на землю.

При обрыве соединительного провода ток в рабочей и тормозной обмотках реле становится одинаковым и защита неправильно сработает при сквозном КЗ и даже при токе нагрузки (в зависимости от $I_{с.з.}$).

Высокая стоимость соединительных проводов во вторичных цепях продольной дифференциальной защиты ограничивает область ее применения линиями малой протяженности (до 10–15 км).

Замыкание между соединительными проводами шунтирует собой рабочие обмотки реле, вследствие чего защита откажет в работе при КЗ в защищаемой зоне.

Исправность соединительных проводов контролируется специальным устройством, принцип действия которого основан на том, что на рабочий переменный ток, циркулирующий в соединительных проводах при их исправном состоянии, накладывается выпрямленный постоянный ток, не оказывающий влияние на работу защиты. При обрыве соединительных проводов постоянный ток исчезает и реле контроля снимает оперативный ток с защит на обеих ПС. При замыкании соединительных проводов между собой подается сигнал о выводе защиты из действия со стороны ПС, где нет выпрямленного тока.

Для того чтобы после окончания работ на соединительных проводах проверить их исправность, включается устройство контроля на ПС, где оно не имеет выпрямителя; при этом должен появиться сигнал неисправности. Затем подачей выпрямленного напряжения на соединительные провода устройство контроля включают на другой ПС и проверяют, есть ли сигнал о повреждении.

Комплект продольной дифференциальной защиты одного участка защищаемого присоединения состоит из двух полукомплектов защиты, расположенных по обоим концам защищаемого участка, и соединительных проводов. В полукомплект защиты одного конца защищаемого участка входят: дифференциальное блок-реле; устройство контроля; изолирующий трансформатор.

На другом конце участка устанавливается такой же полукомплект.

Для отстройки защиты от действия разрядников в сетях с большими токами замыкания на землю (при наличии заземленных нейтралей с обеих сторон защищаемого участка) в комплектах защиты используется реле тока нулевой последовательности.

8.7. Поперечная дифференциальная токовая направленная защита

В соответствии с требованиями ПУЭ, для ускорения отключения повреждения, особенно при использовании токовых ступенчатых защит тока и напряжения, на линиях с

двусторонним питанием можно применять дополнительно защиту с контролем направления мощности в параллельной линии. Эта защита может быть выполнена в виде отдельной поперечной дифференциальной токовой направленной защиты или только в виде цепи ускорения установленных защит (максимальной токовой, дистанционной) с контролем направления мощности в параллельной линии.

На приемном конце двух параллельных линий с односторонним питанием, как правило, используется *поперечная дифференциальная направленная защита*.

При этом в режиме работы одной линии, а также в качестве резервной при работе двух линий используется ступенчатая защита. Допускается включение этой защиты или отдельных ее ступеней на сумму токов обеих линий (например, резервной ступени в целях увеличения ее чувствительности к повреждениям на смежных элементах). Допускается также использование поперечной дифференциальной направленной защиты в дополнение к ступенчатым токовым защитами для уменьшения времени отключения повреждения на защищаемых линиях, если по условию быстрейшего ее установка не обязательна.

Таким образом, защита применяется на параллельных линиях с одинаковым сопротивлением, включенных на одну систему шин или на разные системы шин при включенном шиносоединительном выключателе.

В схемах поперечной токовой направленной защиты двух параллельных линий вторичные обмотки ТТ соединяются между собой разноименными зажимами. Параллельно вторичным обмоткам ТТ включаются токовый орган и токовые обмотки органа направления мощности. Токовый орган выполняет функцию пускового органа, а орган направления мощности служит для определения поврежденной линии.

В зависимости от того, какая линия повреждена, орган направления мощности замыкает соответствующий контакт и подает импульс на отключение соответствующего выключателя. Напряжение к органу направления мощности подводится от ТН той системы шин, на которую включены параллельные линии.

Для двухстороннего отключения поврежденной линии с обеих сторон защищаемых цепей устанавливаются одинаковые комплекты защит.

Недостатком защиты является наличие «мертвой» зоны по напряжению, когда при КЗ на линии у шин ПС напряжение, подводимое к органу направления мощности, близко к нулю и защита не работает. Протяженность мертвой зоны мала, а отказы в действии защит по этой причине редки.

На практике имеют место случаи излишнего срабатывания защиты, например, когда мощность КЗ направлена от шин, а в поврежденной линии ток отсутствовал.

Когда одна из параллельных линий находится под нагрузкой, а другая опробуется под напряжением, накладки на защите должны находиться в положении «Отключено» — на линии, опробуемой под напряжением, и «Сигнал» — на линии, находящейся под нагрузкой. При таком положении накладок защита будет действовать на отключение опробуемой под напряжением линии, если в момент подачи напряжения на ней возникнет КЗ.

При обслуживании защит необходимо проверять исправность цепей напряжения, подключенных к органу направления мощности, поскольку в случае их обрыва к зажимам органа подводится искаженное по фазе и значению напряжение, вследствие чего он может неправильно сработать при КЗ.

8.8. Дифференциально-фазная высокочастотная защита

Дифференциально-фазная ВЧ защита является основной быстродействующей защитой линий напряжением 110 кВ и выше.

Принцип действия защиты основан на сравнении фаз токов присоединений. Токи, направленные от шин в линию, считаются положительными. Эти токи сравниваются защитой, и, если они совпадают по фазе, подается импульс на отключение выключателей.

При внешнем КЗ токи по концам линии имеют разные фазы и сдвинуты на угол,

близкий к 180° . В этом случае защита блокируется и на отключение не действует.

Фазы токов сравниваются при помощи ВЧ сигналов, передаваемых по защищаемой линии. На каждом конце линии защита имеет однотипные органы — полукомплекты, действующие на ее пуск и отключение выключателей.

В полукомплект защиты входят следующие основные органы:

пусковой орган, состоящий из быстродействующих реле, запускающий ВЧ передатчик — генератор высокой частоты;

орган манипуляции, который управляет работой передатчика так, что он генерирует импульсы тока ВЧ лишь при положительной полуволне проходящего по линии тока КЗ, а при отрицательной полуволне передатчик не работает;

орган сравнения фаз, который сравнивает ВЧ сигналы, получаемые приемником ВЧ сигналов от передатчиков обоих полукомплектов. Если на вход приемника поступает сплошной ВЧ сигнал, ток в выходной цепи приемника отсутствует и реле органа сравнения фаз не действует на отключение выключателя. Если же ВЧ сигнал прерывистый, то на выходе приемника появляется ток и реле органа сравнения фаз срабатывает на отключение выключателя линии.

К ТТ подключают органы формирования, от которых поступает информация о фазе (направлении) тока в каждом присоединении. В качестве формирователей используются фильтры симметричных составляющих, промежуточные ТТ и т. д. Сигналы органов формирования поступают на вход органа сравнения фаз, который устанавливает режимы КЗ: в зоне действия защиты или вне ее. При КЗ на шинах сравниваемые токи примерно совпадают по фазе и защита срабатывает на отключение выключателей. При внешнем КЗ сдвиг по фазе между током в поврежденном присоединении и токами остальных присоединений будет близок к 180° , и защита в этом случае не действует.

При внешнем КЗ оба приемника принимают сплошной ВЧ сигнал, поскольку промежутки между сериями одного передатчика заполнены серией импульсов другого.

При КЗ в защищаемой линии оба передатчика работают одновременно. Их ВЧ импульсы накладываются друг на друга, а промежутки между сериями импульса остаются незаполненными. Перерывы ВЧ сигнала приводят к срабатыванию выходного реле защиты.

Если на линии, включаемой или отключаемой с одной стороны, произойдет КЗ, защита на этом конце линии воздействует на отключение, так как от защиты другого конца линии блокирующего сигнала не поступит.

Таким образом, срабатывание защиты возможно при внешнем КЗ, если нарушается непрерывность ВЧ сигнала на входе приемника.

К нарушению ВЧ сигнала могут привести повреждения в релейной части защиты и повреждения ВЧ каналов. Во избежание неправильного действия защиты исправность ее ВЧ части проверяется оперативным персоналом или автоматически.

Для автоматического контроля исправности ВЧ каналов применяются устройства серий КВЧ. Они измеряют соответствующие параметры с каждого конца линии, причем одна часть параметров контролируется постоянно, а другая — периодически при пуске устройства контроля от контактных часов.

При периодическом контроле устройство КВЧ измеряет параметры схемы защиты с одного конца линии и посылает сплошной неманипулированный ВЧ сигнал защите противоположного конца. Этот сигнал принимается дополнительным приемником устройства КВЧ, которое посылает в линию ответный неманипулированный сигнал. При исправности ВЧ канала через 0,2 с схема устройств КВЧ обоих полукомплектов защиты возвращается в исходное положение.

Если при контроле обнаружится отклонение от уставок реле, с помощью которых осуществлялась проверка, устройство КВЧ автоматически отключит свой полукомплект защиты и подаст сигнал о его неисправности. С другого конца линии защита отключается вручную.

Перед включением дифференциально-фазной защиты в работу должен проверяться ее

ВЧ канал. Для этого кратковременно нажимают кнопки «Пуск» устройств КВЧ с обоих концов линии.

При КЗ в сети и срабатывании пусковых органов защиты начатый цикл контроля канала ВЧ мгновенно прерывается, устройство КВЧ блокируется и схема защиты восстанавливается для нормальной работы.

8.9. Дифференциальная токовая и другие виды дифференциальной защиты

В качестве защиты сборных шин электростанций и ПС напряжением 35 кВ и выше предусматривается **дифференциальная токовая защита**, охватывающая все элементы, которые присоединены к системе или секции шин.

Защита осуществляется с применением специальных органов тока, отстроенных от переходных и установившихся токов небаланса (например, органов, включенных через насыщающиеся ТТ, органов с торможением и др.).

При присоединении трансформатора (автотрансформатора) напряжением 220 кВ и выше более чем через один выключатель рекомендуется предусматривать для защиты ошиновки отдельную дифференциальную токовую защиту, а при присоединении к сборным шинам (например, при схеме «шины — трансформатор») использовать дифференциальную защиту шин.

Для электроустановок напряжением 500–750 кВ предусматриваются две дифференциальные токовые защиты шин (ошиновки).

В отдельных случаях допускается установка двух защит шин (ошиновок) напряжением 35–330 кВ по условию сохранения устойчивости нагрузки, обеспечения надежной работы атомных станций, а также предотвращения нарушения технологии особо ответственных производств и обеспечения требований экологии.

Дифференциальная токовая защита предназначена для быстрого отключения цепей, включенных на сборные шины, при КЗ на сборных шинах или на другом оборудовании. Зона ее действия ограничивается ТТ, к которым подключены реле защиты.

Принцип действия защиты основан на сравнении токов цепей при КЗ и других режимах работы.

Для выполнения защиты дифференциальное реле КА подключают к ТТ так, как это показано на рис. 8.9. При таком включении ток в реле будет равен геометрической сумме вторичных токов присоединений.

На рисунке также показаны токи в реле дифференциальной токовой защиты цепи при КЗ на шинах (рис. 8.9, *а*) и внешнем КЗ (рис. 8.9, *б*).

При КЗ на шинах (рис. 8.9, *а*) токи присоединений будут иметь одно направление и через реле будет проходить сумма этих токов $I_p = I_1 + I_2 + I_3$. Если $I_p > I_{с.з.}$, то реле сработает. При внешнем КЗ (рис. 8.9, *б*) ток в обмотке реле $I_p = I_1 + I_2 + I_3 = 0$, и реле работать не будет, если оно отстроено от токов небаланса.

На практике эксплуатируются дифференциальные защиты шин для ПС с одной и двумя системами шин, а также для ПС с реактированными линиями и несколькими источниками питания.

Широко применяются также дифференциально-фазные защиты шин и дифференциальные защиты с торможением.

По сравнению с дифференциальной токовой защитой обе эти защиты имеют бо́льшую чувствительность и менее требовательны к классу точности ТТ.

Принцип действия **дифференциально-фазной ВЧ защиты** рассмотрен выше в п. 8.8.

Дифференциальная защита с торможением предназначена для использования в качестве основной защиты трех фаз силовых трансформаторов и автотрансформаторов при всех видах КЗ. Она позволяет обеспечить торможение от двух групп ТТ. Данная защита

использует принцип автоматического увеличения тока срабатывания при возрастании тока КЗ и отстроена от токов небаланса при мощных внешних КЗ, что обеспечивает ее высокую чувствительность при минимальных режимах.

Защита имеет две схемы формирования тока: схема формирования тормозного тока и схема формирования рабочего тока. Оба тока подаются на вход органа сравнения. Если рабочий ток больше тормозного, срабатывает выходной орган защиты с действием на отключение выключателей присоединений поврежденной системы шин, и наоборот, — если тормозной ток больше рабочего, то защита не работает. В качестве рабочего тока используется дифференциальный ток, то есть геометрическая сумма токов, получаемых от ТТ всех присоединений. Для торможения используют арифметическую сумму токов присоединений. До поступления на вход органа сравнения рабочий и тормозной ток выпрямляются.

Защита предназначена для работы в комплекте с приставкой дополнительного торможения (например, типа ПТ-1), обеспечивающей торможение от трех или четырех групп ТТ, и автотрансформаторами токов (типа АТ-31, АТ-32), предназначенными для расширения диапазона выравнивания токов плеч одной фазы защиты и для ее подключения к ТТ с номинальным вторичным током 1 А.

8.10. Газовая защита трансформаторов

Газовая защита применяется для защиты от повреждений, возникающих внутри масляного бака трансформатора, сопровождающихся выделением газов и интенсивным перемещением масла из бака в расширитель.

Газовая защита — одна из немногих защит, после которых не допускается действие АПВ, поскольку в большинстве случаев отключаемые ею повреждения оказываются устойчивыми.

Газы выделяются при разложении масла и твердых изоляционных материалов под действием электрической дуги, а также при повреждении и перегреве стали магнитопровода.

Кроме того, защита действует и при недопустимом понижении уровня масла в расширителе.

Отключающий элемент газовой защиты переводится действием на сигнал в следующих случаях:

при очистке и регенерации масла и при всех работах в масляной системе трансформатора (например, при замене силикагеля в фильтре работающего трансформатора);

при проверке газовой защиты;

при неисправности газовой защиты;

при неисправности масляной системы или других элементов трансформатора, которые могут вызвать ложную работу газовой защиты;

при доливке масла, если его уровень оказывается ниже газового реле;

при временных взрывных работах вблизи места установки трансформатора.

Газовое реле устанавливается в трубопроводе, соединяющем расширитель с баком трансформатора. Поэтому образующиеся в баке трансформатора газы на своем пути к расширителю проходят через газовое реле.

Реагирующими элементами газового реле могут быть полые геометрические цилиндры, лопасти и открытые алюминиевые чашки.

Газовое реле имеет два (иногда три) реагирующих элемента: верхний, контакты которого действуют на сигнал, и нижний, контакты которого действуют на отключение трансформатора.

Газовое реле имеет смотровое окно для контроля за накоплением в реле масла и кран для отбора пробы газа при срабатывании реле.

При контроле в процессе внешнего осмотра трансформатора и газового реле персонал

проверяет уровень масла в расширителе трансформатора, целостность мембраны выхлопной трубы, наличие течи масла из бака. Для химического или хроматографического анализа отбирается проба газа из реле.

Предварительное заключение о состоянии отключившегося трансформатора производится на основе определения объема скопившегося в реле газа, проверки его цвета и горючести. Бело-серый цвет газа свидетельствует о повреждении бумаги и картона, желтый — дерева, темно-синий или черный — масла.

Горючесть газа является признаком повреждения трансформатора. Если газ, выходящий из крана реле, загорается от спички, трансформатор должен быть отключен и не может быть включен после автоматического отключения без испытания и внутреннего осмотра.

Если в газовом реле будет обнаружен воздух, то его следует выпустить из реле.

На практике встречаются случаи неправильного срабатывания газового реле на отключение трансформатора из-за неисправностей цепей вторичных соединений защиты, прохождения сквозных токов КЗ, когда электродинамическое взаимодействие между витками обмоток передается маслу; из-за сотрясения трансформатора при включении или отключении устройств системы охлаждения; из-за толчка масла в момент соединения двух объемов с различными давлениями.

Характерным для всех этих случаев является отсутствие газа в реле. Оно остается заполненным маслом, так как никаких выделений газа в трансформаторе не происходит.

Для нормальной работы трансформатора важное значение имеет уровень масла в нем и в газовой защите. Газовое реле расположено ниже уровня масла в расширителе, поэтому оно должно быть заполнено маслом.

При недостаточном уровне масла и резком понижении температуры наружного воздуха или снижении нагрузки персоналу запрещается переводить газовую защиту на «сигнал», так как при дальнейшем понижении уровня масла может обнажиться и повредиться активная часть трансформатора.

На время доливки масла в трансформатор через расширитель газовую защиту оставляют с действием на «отключение». Ее переводят на «сигнал» при работах, проводимых в масляной системе трансформатора, когда могут иметь место толчки масла или попадание в него воздуха, что приведет к срабатыванию защиты.

Включение трансформатора в работу из резерва или после ремонта производится с включенной на «отключение» газовой защитой.

Осмотр газовых реле производится одновременно с осмотром трансформаторов без их отключения в сроки, предусмотренные ПТЭ:

в установках с постоянным дежурством персонала или с местным персоналом: главных трансформаторов и трансформаторов собственных нужд — один раз в сутки, остальных трансформаторов — один раз в неделю;

в установках без постоянного дежурства персонала — не реже одного раза в месяц, а в трансформаторных пунктах — не реже одного раза в 6 месяцев.

С учетом местных условий и состояния трансформаторов сроки осмотра могут изменяться по решению главного инженера предприятия (технического руководителя организации).

8.11. Защита синхронных компенсаторов

Для защиты СК ПУЭ рекомендует применять следующие защиты:

защиту от токов, обусловленных симметричной нагрузкой, действующей на сигнал с выводом ее на период пуска, если в этом режиме возможно ее действие;

минимальную защиту напряжения, действующую на отключение выключателя СК. Напряжение срабатывания защиты должно быть принято равным $0,1-0,2 U_{ном}$, выдержка времени — около 10 с;

защиту, действующую при кратковременном исчезновении питания ПС (например, в бестоковую паузу АПВ питающей линии). Защита должна выполняться в виде минимальной защиты частоты и действовать на отключение выключателя СК или на АПП. Допускается использование защиты, выполненной на других принципах, например, реагирующей на скорость снижения частоты;

защиту от потери возбуждения (снижения тока возбуждения ниже допустимого предела) с действием на отключение СК или на сигнал, которую следует предусматривать на СК мощностью 50 Мвар и более. Для СК, на которых предусматривается возможность перевода на режим работы с отрицательным током ротора, эту защиту допускается не применять.

Для СК, работающего в блоке с трансформатором, при замыкании на землю в обмотке статора должно быть предусмотрено действие защиты, установленной на стороне НН трансформатора.

Если ток замыкания на землю на стороне НН трансформатора превышает 5 А, допускается не устанавливать дугогасящий реактор и выполнять защиту с двумя выдержками времени; с меньшей выдержкой времени предусматривается отключение выключателей СК, а с большей — подача сигнала.

При токе замыкания на землю до 5 А защита должна быть выполнена с одной выдержкой времени и с действием на сигнал. Для СК мощностью 50 Мвар и более должна быть предусмотрена возможность действия защиты на сигнал или на отключение.

На ПС без постоянного дежурства персонала защита СК от перегрузки должна выполняться с независимой выдержкой времени и действовать с меньшей выдержкой времени на сигнал и снижение тока возбуждения, с большей — на отключение СК (если предотвращение длительных перегрузок не обеспечивается устройствами АРВ).

8.12. Устройства резервирования отказов выключателей

УРОВ устанавливаются, в соответствии с ПУЭ, практически на всех ПС 110–220 кВ с двумя и более выключателями.

При отключении повреждений, сопровождающихся отказом выключателя, УРОВ отключает выключатели других электрических цепей, продолжающих питать КЗ. УРОВ подает команду на отключение этих выключателей по истечении времени, достаточного для нормальной работы релейной защиты и отключения выключателя поврежденной цепи.

Пуск УРОВ осуществляется защитой (основной и резервной) поврежденного элемента (линии, трансформатора, шин) одновременно с подачей команды на отключение выключателя. Если выключатель сработал нормально, схема УРОВ возвратится в исходное положение. Если же выключатель откажет при отключении или операция его отключения затянется, по истечении заданной выдержки времени (0,3–0,6 с) УРОВ отключит выключатели присоединений той системы шин, от которой питается электрическая цепь с неотключенным выключателем.

Команда на отключение выключателей подается УРОВ через выходные промежуточные реле своих избирательных органов.

При других схемах соединения, например, многоугольником, УРОВ действует избирательно и отключает выключатели, ближайšie к отказавшему. В результате отключается не вся электроустановка, а только ее часть.

На ПС с двойной системой шин при КЗ на шинах и отказе шиносоединительного выключателя схемой УРОВ предусматривается отключение выключателей другой (неповрежденной) системы шин.

При КЗ на шинах и отказе выключателя трансформатора УРОВ действует на отключение выключателей других его обмоток через выходное промежуточное реле защиты трансформатора.

Если при КЗ на шинах откажет в отключении выключатель линии, защищенной

дифференциально-фазной защитой, УРОВ сработает на временную остановку защиты, в результате чего защита сработает и отключит выключатель линии на другом ее конце.

Эксплуатируемые на ПС УРОВ представляют собой сложные устройства, связанные с оперативными цепями многих защит, что повышает вероятность неправильного срабатывания УРОВ при появлении неисправностей в цепях защит или отказ в замыкании контактов выходных реле защит. Ложная и излишняя работа УРОВ или его отказ приводит к тяжелым последствиям.

Для предотвращения неправильных срабатываний УРОВ в их схемах помимо основного пускового органа предусмотрен дополнительный орган, который запрещает (блокирует) работу УРОВ при отсутствии КЗ. Он выполняется с помощью реле, реагирующих на прохождение тока КЗ по цепи, выключатель которой не отключился. Если контакты этих реле остаются разомкнутыми, УРОВ не действует при ложном и излишнем срабатывании защит.

Исправность цепей УРОВ автоматически контролируется специальным промежуточным реле, которое при появлении неполадок в схеме снимает оперативный ток с выходных устройств УРОВ и действует на сигнальное устройство, оповещающее персонал о неисправности.

УРОВ может отключаться оперативным персоналом полностью, полукомплектами (на ПС с двойной системой шин) или отдельными цепями с помощью оперативных накладок. Кроме того, на панели каждой защиты, пускающей УРОВ, имеются указательные реле, переводом которых на «Сигнал» прекращается пуск УРОВ от той или иной защиты.

Операции с накладками персонал обязан выполнять при отключении защит для технического обслуживания, а также при опробовании действия защиты на отключение выключателя; при этом операция отключения цепи пуска УРОВ производится после включения защиты в работу.

Оперативному персоналу при отключении системы шин от УРОВ не следует опробовать шины напряжением вручную без их осмотра, так как при этом возможна подача напряжения на поврежденный трансформатор, выключатель которого не отключился (что исключено при АПВ шин за счет блокировки АПВ шин от защит трансформатора).

8.13. Автоматическое повторное включение линий, шин и трансформаторов

АПВ является одним из средств РЗА, направленным на повышение надежности электроснабжения, и заключается в автоматическом включении отключенного с помощью аварийной автоматики или по ошибке участка электросети.

АПВ предусматривается для быстрого восстановления питания потребителей, межсистемных и внутренних связей, а также для улучшения условий сохранения устойчивости путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты или отключившихся самопроизвольно тремя фазами.

Все повреждения в электросети условно можно разделить на два типа: устойчивые и неустойчивые.

К **устойчивым повреждениям** относятся такие, для устранения которых требуется вмешательство оперативного персонала или аварийной бригады. Устойчивые повреждения не самоустраняются, и эксплуатация поврежденного участка электросети невозможна. К подобным повреждениям относятся обрывы проводов, повреждения участков линий, опор ЛЭП, повреждения электрических аппаратов.

Неустойчивые повреждения характеризуются тем, что они самоустраняются в течение короткого промежутка времени после возникновения. Такие повреждения могут возникать, например, при случайном схлестывании проводов. Возникающая при этом электрическая дуга не успевает нанести серьезных повреждений, поскольку через небольшой промежуток времени после возникновения КЗ цепь обесточивается аварийной автоматикой.

Включение отключенного участка сети под напряжением называется повторным включением. В зависимости от того, остался ли этот участок сети в работе или снова отключился, повторные включения разделяют на успешные и неуспешные. Соответственно, успешное повторное включение указывает на неустойчивый характер повреждения, а неуспешное — на то, что повреждение было устойчивым.

Для того чтобы ускорить и автоматизировать процесс повторного включения, применяют устройства АПВ. Их использование в сочетании с другими средствами РЗА позволяет полностью автоматизировать ПС, избежать тяжелых последствий от ошибочных действий обслуживающего персонала или ложных срабатываний релейной защиты на защищаемом участке электросети.

Согласно требованиям ПУЭ, устройствами АПВ должны снабжаться все ВЛ и кабельно-воздушные линии напряжением 1 кВ и выше, а также трансформаторы, сборные шины ПС и электродвигатели.

В зависимости от количества фаз, на которые действуют устройства АПВ, их разделяют:

- на однофазное АПВ, которое включает одну фазу, например, при отключении из-за однофазного КЗ. Применяется в сетях 220 кВ и выше;

- трехфазное АПВ, которое включает все три фазы участка цепи. Устанавливается на линиях с односторонним и двусторонним питанием;

- комбинированное АПВ, которое включает одну или три фазы в зависимости от характера повреждения участка сети.

Трехфазные АПВ в зависимости от условий работы разделяются:

- на простые (ТАПВ);

- несинхронные (НАПВ);

- быстродействующие (БАПВ);

- с проверкой наличия напряжения (АПВНН);

- с проверкой отсутствия напряжения (АПВОН);

- с ожиданием синхронизма (АПВУС);

- в сочетании с самосинхронизацией генераторов и синхронных компенсаторов (АПВС).

В зависимости от того, какое количество раз подряд требуется совершить повторное включение, АПВ разделяют на АПВ однократного действия, двукратного и т. д. Наибольшее распространение получили АПВ однократного действия.

По способу воздействия на выключатель АПВ могут быть:

- механические, которые встраиваются в пружинный привод выключателя;

- электрические, которые воздействуют на электромагнит включения выключателя.

Поскольку механические АПВ работают без выдержки времени, их использование нецелесообразно, и в современных схемах защитной автоматики используются только электрические АПВ.

По типу защищаемого оборудования АПВ разделяются на АПВ линий, АПВ шин, АПВ электродвигателей и АПВ трансформаторов.

Основной принцип действия АПВ заключается в сравнении положения ключа управления выключателя и состояния этого выключателя. То есть, если на схему АПВ поступает сигнал о том, что выключатель отключился, а со стороны управляющего выключателем ключа приходит сигнал о том, что ключ в положении «Включено», это значит, что произошло незапланированное (аварийное) отключение выключателя. Такой принцип применяется для того, чтобы исключить срабатывание устройства АПВ в случаях, когда произошло запланированное отключение выключателя.

К схемам и устройствам АПВ применяются следующие обязательные требования, связанные с обеспечением надежности электроснабжения:

- АПВ должно обязательно срабатывать при аварийном отключении на защищаемом участке сети;

- АПВ не должно срабатывать, если выключатель отключился сразу после его включения

ключом управления. Такое отключение говорит о том, что в схеме присутствует устойчивое повреждение, и срабатывание АПВ усугубит ситуацию. Для выполнения этого требования делают так, чтобы устройства АПВ приходили в готовность через несколько секунд после включения выключателя. Кроме того, АПВ не должно срабатывать при оперативных переключениях, осуществляемых персоналом;

в схемах АПВ должна присутствовать возможность выведения их для ряда защит, например, после действия газовой защиты трансформатора срабатывание устройства АПВ нежелательно;

устройства АПВ должны срабатывать с заданной кратностью: однократное АПВ должно срабатывать 1 раз, двукратное — 2 раза и т. д.;

после успешного включения выключателя схема АПВ должна самостоятельно вернуться в состояние готовности;

АПВ должно срабатывать с заданной выдержкой времени, обеспечивая возможно быстрое восстановление питания на отключенном участке сети. Как правило, эта выдержка должна быть 0,3–0,5 с. Однако в ряде случаев целесообразно замедлять работу АПВ до нескольких секунд.

8.14. Автоматическое включение резерва

АВР служит для того, чтобы при авариях, когда исчезает напряжение на одной системе шин (секции сборных шин), автоматически восстановить электроснабжение потребителей от резервного источника питания: трансформаторов, линий, смежных секций сборных шин, получающих питание от других источников. Устройства АВР предусматриваются также для автоматического включения резервного оборудования при отключении рабочего оборудования, приводящего к нарушению нормального технологического процесса.

Кроме того, устройства АВР могут предусматриваться для снижения токов КЗ.

Автоматическое включение секционного или шиносоединительного выключателя применяется на двухтрансформаторных ПС, где секции сборных шин питаются отдельно, а секционные выключатели находятся в отключенном положении с действием на них АВР.

Схемы АВР включаются при исчезновении напряжения на сборных шинах, питающих нагрузку. При секционированной одиночной системе сборных шин и питании каждой секции от отдельного источника питания причиной исчезновения напряжения может быть отключение выключателя релейной защитой, самопроизвольно или ошибочно персоналом и др.

Пуск АВР осуществляется вспомогательными контактами отключившегося выключателя рабочего источника.

Чтобы АВР действовал на сборных шинах ВН, он дополнен пусковым органом минимального напряжения. При исчезновении напряжения это орган, подключенный к ТН со стороны НН, воздействует на отключение выключателей трансформатора. После отключения трансформатора со стороны НН схема АВР приходит в действие.

На ПС применяют АВР трансформаторов и секционных (шиносоединительных) выключателей.

Когда на двухтрансформаторной подстанции питание потребителей осуществляется от одного трансформатора, то второй находится, как правило, в автоматическом резерве. При отключении выключателя НН рабочего трансформатора происходит переключение вспомогательных контактов в приводе отключившегося выключателя трансформатора, что приведет к запуску схемы АВР; при этом АВР подействует на включение обоих выключателей ВН и НН резервного трансформатора.

Если резервный трансформатор включился на неустранившееся КЗ, то он отключится релейной защитой после действия АВР и вторично АВР включаться не будет. Это является положительным свойством АВР однократного действия.

Сборные шины могут потерять питание и при отключении выключателя ВН рабочего

трансформатора. Для того чтобы в этом случае произошел запуск схемы АВР, вспомогательными контактами отключившегося выключателя ВН подается команда на отключение выключателя НН. Затем после отключения этого выключателя пойдет команда от АВР на включение резервного трансформатора.

При питании трансформаторов от разных секций сборных шин ВН может исчезнуть напряжение на одной из них. При этом схема АВР не будет действовать, так как оба выключателя трансформатора, потерявшего напряжение, останутся включенными. На этот случай предусмотрен пусковой орган минимального напряжения, действие которого приведет к отключению обоих выключателей трансформатора.

При отключении любого выключателя трансформатора переключаются вспомогательные контакты в приводе выключателя НН, при этом через контакты реле положения «Включено» этим выключателем будет включен секционный выключатель.

Для быстрого отключения секционного выключателя при его включении на неустановившееся КЗ предусмотрено ускорение действия максимальной токовой защиты секционного выключателя после АВР.

При питании взаиморезервирующих трансформаторов от общих сборных шин ВН пусковой орган минимального напряжения не устанавливается, так как при исчезновении напряжения на сборных шинах ВН действие АВР становится бесполезным.

Возможны следующие варианты выполнения устройств АВР:

АВР с приоритетом первого ввода, когда электропитание потребителей осуществляется исключительно от первого ввода. В случае пропадания напряжения на нем происходит переключение на второй ввод. При восстановлении напряжения на первом вводе происходит автоматический возврат на этот ввод;

АВР с равноценными вводами может работать длительное время как от первого, так и от второго ввода. В случае пропадания напряжения на первом вводе или принудительном отключении электропитания происходит автоматическое переключение на второй ввод, без возврата на первый, независимо от того, что электропитание может быть восстановлено на первом вводе. Автоматическое переключение на первый ввод происходит в случае пропадания электропитания на втором вводе при условии наличия электропитания на первом вводе. Возможно ручное переключение с одного ввода на другой;

АВР без возврата. При пропадании электропитания на первом вводе АВР автоматически переключается на второй ввод. При восстановлении электропитания на первом вводе переключение производится только в ручном режиме;

АВР может работать в таком режиме, когда каждый ввод работает на своего потребителя независимо от другого. В случае выхода из строя одного из вводов все потребители подключаются к исправному вводу.

С устройствами АВР могут быть совмещены:

световая индикация и звуковая сигнализация;

приборы учета и распределения электроэнергии;

приборы контроля нагрузки и параметров электропитания.

При применении устройств АВР следует учитывать недопустимость их действия на включение потребителей, отключенных устройствами АЧР и противоаварийной автоматики. С этой целью применяются специальные мероприятия (например, блокировка по частоте); в отдельных случаях, при специальном обосновании невозможности выполнения указанных мероприятий, допускается не предусматривать АВР.

8.15. Обслуживание устройств РЗиА

Основные обязанности оперативного персонала при обслуживании устройств РЗиА регламентируются действующими ПТЭ электрических станций и сетей Российской Федерации.

Вторичные обмотки ТТ должны быть всегда замкнуты на реле и приборы или

закорочены. Вторичные цепи ТТ, ТН и вторичные обмотки фильтров присоединения ВЧ каналов должны быть заземлены.

В цепях оперативного тока должна быть обеспечена селективность действия аппаратов защиты (предохранителей и автоматических выключателей).

Автоматические выключатели, колодки предохранителей должны иметь маркировку с указанием назначения и тока.

Для выполнения оперативным персоналом на панелях и в шкафах устройств РЗиА переключений с помощью ключей, накладок, испытательных блоков и других приспособлений должны применяться таблицы положения указанных переключающих устройств для используемых режимов или другие наглядные методы контроля, а также программы для сложных переключений.

На щитах управления электростанций и ПС, а также на панелях и шкафах переключающие устройства в цепях РЗиА должны быть расположены наглядно, а однотипные операции с ними должны производиться одинаково.

Силовое электрооборудование электростанций, ПС и электрических сетей должно быть защищено от КЗ и нарушений нормальных режимов устройствами РЗиА, автоматическими выключателями или предохранителями и оснащено устройствами электроавтоматики, в том числе устройствами противоаварийной автоматики и устройствами автоматического регулирования.

В эксплуатации должны быть обеспечены условия нормальной работы аппаратуры РЗиА и вторичных цепей (допустимые температура, влажность, вибрация, отклонения рабочих параметров от номинальных, условия электромагнитной совместимости и др.).

На панелях РЗиА и шкафах двухстороннего обслуживания, а также на панелях и пультах управления на лицевой и оборотной сторонах должны быть надписи, указывающие их назначение в соответствии с диспетчерскими наименованиями.

Установленная на панелях, пультах и в шкафах с поворотными панелями аппаратура должна иметь с обеих сторон надписи или маркировку согласно действующим схемам.

На панелях с аппаратурой, относящейся к разным присоединениям или разным устройствам РЗиА одного присоединения, которые могут проверяться отдельно, должны быть нанесены разграничительные линии и обеспечена возможность установки ограждения при проверке отдельных устройств РЗиА.

Силовое электрооборудование и ЛЭП могут находиться под напряжением только с включенной релейной защитой от всех видов повреждений. При выводе из работы или неисправности отдельных видов защит оставшиеся в работе устройства РЗиА должны обеспечить полноценную защиту электрооборудования и ЛЭП от всех видов повреждений. Если это условие не выполняется, должна быть осуществлена временная быстродействующая защита или введено ускорение резервной защиты, либо присоединение должно быть отключено.

При наличии быстродействующих релейных защит и УРОВ все операции по включению линий, шин и оборудования после ремонта или нахождения без напряжения, а также операции по переключению разъединителями и воздушными выключателями должны осуществляться при введенных в работу этих защитах; если на время проведения операций какие-либо из этих защит не могут быть введены в работу или должны быть выведены из работы по принципу действия, следует ввести ускорение на резервных защитах либо выполнить временную защиту, хотя бы неселективную, но с таким же временем действия, как и постоянная защита.

При включении после монтажа и первом профилактическом контроле изоляции относительно земли электрически связанных цепей РЗиА и всех других вторичных цепей каждого присоединения, а также между электрически не связанными цепями, находящимися в пределах одной панели, за исключением цепей элементов, рассчитанных на рабочее напряжение 60 В и ниже, изоляция должна быть испытана напряжением 1000 В переменного тока в течение 1 мин.

В последующей эксплуатации изоляция цепей РЗиА (за исключением цепей напряжением 60 В и ниже) должна испытываться при профилактических испытаниях напряжением 1000 В переменного тока в течение 1 мин или выпрямленным напряжением 2500 В.

В службе РЗиА (электротехнической лаборатории) энергопредприятия на устройства РЗиА, находящиеся в эксплуатации, должна быть следующая техническая документация:

паспорта-протоколы;
инструкции или методические указания по наладке и проверке; технические данные об устройствах в виде карт уставок и характеристик;

исполнительные рабочие схемы: принципиальные, монтажные или принципиально-монтажные;

рабочие программы вывода в проверку (ввода в работу) сложных устройств РЗиА с указанием последовательности, способа и места отсоединения их цепей от остающихся в работе устройств РЗиА, цепей управления оборудованием и цепей тока и напряжения; перечень групп устройств, на которые должны быть составлены рабочие программы, утверждает техническим руководителем энергосистемы или энергообъекта.

Результаты технического обслуживания должны быть занесены в паспорт-протокол, а подробные записи по сложным устройствам РЗиА при необходимости должны быть сделаны в рабочем журнале.

Реле, аппараты и вспомогательные устройства РЗиА, за исключением тех, уставки которых изменяет оперативный персонал, разрешается вскрывать только работникам служб РЗиА (электротехнической лаборатории), эксплуатирующим эти устройства, или — в исключительных случаях — по их указанию оперативному персоналу.

Работы в устройствах РЗиА должен выполнять персонал, обученный и допущенный к самостоятельной проверке соответствующих устройств.

На сборках (рядах) зажимов пультов управления, шкафов и панелей не должны находиться в непосредственной близости зажимы, случайное соединение которых может вызвать включение или отключение присоединения, КЗ в цепях оперативного тока или в цепях возбуждения генератора (СК).

Выполнение работ на панелях, пультах, в шкафах и в цепях управления без исполнительных схем, протокола проверки и типовой или рабочей программы вывода (ввода) устройства РЗиА не допускается.

Операции во вторичных цепях ТТ и ТН должны производиться с выводом из действия устройств РЗиА, которые по принципу действия и параметрам настройки (уставкам) могут ложно срабатывать в процессе выполнения указанных операций.

Работы в устройствах РЗиА, которые могут вызвать неправильное отключение присоединений, а также иные непредусмотренные воздействия на оборудование и действующие устройства РЗиА, должны производиться по разрешенной заявке, учитывающей эти возможности.

Периодичность контроля и опробования, перечень аппаратов и устройств, подлежащих опробованию, порядок операций при опробовании, а также порядок действий персонала при выявлении отклонений от норм должны быть установлены местными инструкциями.

Устройства РЗиА и вторичные цепи должны быть проверены и опробованы в объеме и в сроки, указанные в действующих правилах и инструкциях.

После неправильного срабатывания или отказа в срабатывании этих устройств должны быть произведены дополнительные (послеаварийные) проверки.

Провода и жилы контрольных кабелей, присоединенные к сборкам (рядам) зажимов, должны иметь маркировку, соответствующую схемам. Контрольные кабели должны иметь маркировку на концах, в местах разветвления и пересечения потоков кабелей, при проходе их через стены, потолки и проч. Концы свободных жил контрольных кабелей должны быть изолированы.

Глава 9. Фазировка электрического оборудования

9.1. Общие понятия и определения

Фазировка заключается в проверке совпадения по фазе напряжения каждой из трех фаз включаемой электроустановки с соответствующими фазами напряжения сети, и включает в себя следующие операции:

проверка и сравнение порядка следования фаз включаемой электроустановки и сети;
проверка совпадения по фазе одноименных напряжений, отсутствие между ними углового сдвига;

проверка одноименности (расцветки) фаз, соединение которых предполагается выполнить. Целью этой операции является проверка правильности соединения между собой всех элементов электроустановки, то есть правильности подвода токопроводящих частей к включающему аппарату.

Фаза — проводник, пучок проводов, ввод, обмотка или иной элемент многофазной системы переменного тока, являющийся токоведущим при нормальном режиме работы (ГОСТ 24291—90).

Трехфазная система представляет собой совокупность трех симметричных напряжений, амплитуды которых равны по значению и сдвинуты по фазе на один и тот же угол.

Под *фазой трехфазной системы* понимают также отдельный участок трехфазной цепи, по которому проходит один и тот же ток, сдвинутый относительно двух других по фазе. Исходя из этого, фазой называют обмотку генератора, трансформатора, электродвигателя, провод трехфазной линии, чтобы подчеркнуть принадлежность их к определенному участку трехфазной цепи.

Элементы оборудования, принадлежащие фазе А, окрашивают в желтый цвет, фазы В — в зеленый и фазы С — в красный.

Трехфазные системы напряжений и токов могут отличаться друг от друга порядком следования фаз.

Если фазы следуют друг за другом в порядке А, В, С, это называется *прямым порядком* следования фаз. Если фазы следуют друг за другом в порядке А, С, В, это называется *обратным порядком* фаз.

В случаях несовпадения порядка следования фаз или порядка чередования фаз электроустановки и сети при включении выключателя происходит КЗ.

Возможен лишь единственный вариант, при котором возникновение КЗ исключено: когда совпадают и то, и другое.

Под совпадением фаз при фазировке понимают именно этот вариант, когда на вводы выключателя, попарно принадлежащие одной фазе, поданы одноименные напряжения, а обозначения (расцветка) вводов выключателя согласованы с обозначением фаз напряжений.

Фазировка может быть предварительной, выполняемой в процессе монтажа и ремонта оборудования, и при вводе его в работу, производимая непосредственно перед первым включением в работу нового или вышедшего из ремонта оборудования, если при ремонте фазы могли быть переставлены местами.

Предварительной фазировкой проверяется чередование фаз соединяемых между собой элементов оборудования. Произвольное соединение токоведущих жил может нарушить порядок чередования фаз, что приведет к необходимости менять местами жилы у концевых муфт или изменять монтаж шин в ячейке РУ. Такие операции не только нежелательны, но и зачастую невыполнимы. Поэтому перед соединением жил предварительно проверяют их фазировку.

Предварительная фазировка производится на оборудовании, не находящемся под напряжением. Основные виды оборудования фазировются визуально, «прозвонкой», при

помощи мегаомметра или импульсного искателя.

Независимо от предварительной фазировки она обязательно проводится при вводе электрооборудования в эксплуатацию. Причем фазировка при вводе в работу электрооборудования производится только электрическими методами.

9.2. Методы и порядок выполнения фазировки

Различают прямые и косвенные методы фазировки оборудования при вводе его в работу.

Прямыми называются такие методы фазировки, при которых она производится на вводах оборудования, находящегося непосредственно под рабочим напряжением. Такие методы широко применяют в установках напряжением до 110 кВ.

Косвенными называются такие методы фазировки, при которых она производится не на рабочем напряжении установки, а на вторичном напряжении ТН, присоединенных к фазируемым частям установки. Такие методы фазировки менее наглядны, чем прямые, но их применение не ограничивается классом напряжения установки.

Из прямых методов фазировки наибольший практический интерес представляют методы фазировки трансформаторов и ЛЭП.

На практике широко применяется прямой метод фазировки трансформатора с обмотками НН до 380 В без установки переключки между зажимами.

Этим методом фазируют силовые трансформаторы, вторичные обмотки которых соединены в звезду с выведенной нулевой точкой, а также измерительные ТН, имеющие вторичные обмотки с заземленной нейтралью.

Фазировку производят вольтметром со стороны обмотки НН, который должен быть рассчитан на двойное фазное напряжение, поскольку возможно появление такого напряжения между зажимами фазируемых трансформаторов.

Перед началом фазировки следует проверить:

заземлены ли или присоединены к общему нулевому проводу нулевые точки вторичных обмоток;

симметричность напряжений трансформаторов;

если значения измеренных напряжений значительно отличаются друг от друга, проверяется положение переключателей ответвлений обоих трансформаторов. Переключением ответвлений уменьшают разницу напряжений до допустимого значения 10 %.

Сущность фазировки заключается в отыскании выводов, между которыми разность напряжений близка к нулю. Для этого провод от вольтметра присоединяют к одному выводу первого трансформатора, а другим выводом поочередно касаются трех выводов второго трансформатора. Дальнейшие действия зависят от полученных результатов. Если при одном измерении, например, между выводами a_1 — a_2 показание вольтметра будет близким к нулю, то эти выводы отмечают и вольтметр присоединяют ко второму выводу, например, b_1 первого трансформатора и измеряют напряжение между выводами b_1 — b_2 ; b_1 — c_2 . Если одно из показаний вольтметра, например, между выводами b_1 — b_2 опять окажется близким к нулю, то фазировка закончена. Необходимости в измерении напряжения между выводами c_1 — c_2 нет, поскольку при двух предыдущих нулевых показаниях вольтметра напряжение между третьей парой фаз должно быть также близким к нулю.

Если после измерения напряжений a_1 — a_2 ; a_1 — b_2 ; a_1 — c_2 ; b_1 — a_2 ; b_1 — b_2 ; b_1 — c_2 ни одно из показаний вольтметра не было близким к нулю, то фазируемые трансформаторы принадлежат к разным группам соединений и их включение на параллельную работу недопустимо.

При фазировке КЛ и ВЛ 6-10 кВ пользуются индикаторами. На рис. 9.1 показана последовательность операций при фазировке линий 10 кВ индикатором типа УВНФ.

Для проверки исправности индикатора щупом трубки, содержащей резистор, касаются

заземления, а щуп другой трубки подносят к одному из зажимов аппарата, находящегося под напряжением (рис. 9.1, *а*); при этом должна загореться неоновая лампа. Затем щупами обеих трубок касаются одной токопроводящей части (рис. 9.1, *б*). При этом лампа индикатора гореть не должна. Проверяется напряжение на всех шести выводах коммутационного аппарата (рис. 9.1, *в*). Такая проверка производится для того, чтобы исключить ошибку при фазировке линии, имеющей обрыв. Абсолютные значения напряжения между фазой и землей роли не играют, так как при фазировке присоединение индикатора будет производиться или на линейное напряжение (несовпадение фаз), или на малую разность напряжений между одноименными фазами (совпадение фаз). Поэтому о наличии напряжения на каждой фазе судят по свечению лампы индикатора.

Процесс собственно фазировки состоит в том, что щупом одной трубки индикатора касаются любого крайнего вывода аппарата, например, фазы С, а щупом другой трубки — поочередно трех выводов со стороны фазируемой линии (рис. 9.1, *г*). В двух случаях касаний (С — А₁ и С — В₁) лампа ярко загорается, а в третьем (С — С₁) гореть не будет, что укажет на одноименность фаз.

После определения первой пары одноименных выводов щупами поочередно касаются других пар, например, А — А₁ и А — В₁. Отсутствие свечения лампы индикатора в одном касании укажет на одноименность следующей пары выводов. Совпадение фаз третьей пары выводов В — В₁ проверяют лишь для контроля — фазы должны совпасть.

Одноименные фазы соединяют на параллельную работу. Если одноименные пары у разъединителей или выключателей не находятся друг против друга, установка отключается и шины пересоединяются в том порядке, который необходим для совпадения фаз.

Прежде чем приступить к фазировке, следует убедиться в выполнении требований безопасности по подготовке рабочего места и соблюдать специальные требования по работе с измерительными штангами на оборудовании, находящемся под напряжением.

Работы с индикатором напряжения необходимо производить только в диэлектрических перчатках. При фазировке нельзя приближать соединительный провод к заземленным частям. Фазировку нельзя производить во время дождя, снегопада и при тумане, так как изолирующие части индикатора напряжения могут увлажниться и будут перекрыты.

Косвенным методом обычно фазируют трансформаторы и линии всех классов напряжения, чаще всего при двойной системе шин.

В РУ, где обе системы шин находятся в работе, для выполнения фазировки освобождают одну систему шин, выводя ее в резерв.

При включенном шиносоединительном выключателе вольтметром проверяют совпадение фаз вторичных напряжений ТН рабочей и резервной систем шин. Затем отключают шиносоединительный выключатель и снимают с его привода оперативный ток. На резервную систему шин включают цепь, для которой следует произвести фазировку. По фазируемой цепи с противоположного конца подают напряжение и производят фазировку на выводах вторичных цепей ТН рабочей и резервной систем шин.

Для трехобмоточных трансформаторов фазировку выполняют в два приема: со стороны обмотки НН и со стороны СН.

Сначала трансформатор включают на резервную систему шин НН и подают на него напряжение со стороны ВН. Фазировку выполняют на зажимах ТН, принадлежащих шинам НН. При совпадении фаз трансформатор отключают со стороны НН, включают на резервную систему шин СН и выполняют фазировку на этом напряжении.

После получения положительных результатов в обоих случаях фазировки трансформатор считается сфазирурованным и его включают в работу.

При фазировке шинных трансформаторов необходимо учитывать схему заземления вторичных обмоток ТН, так как заземленной может быть как нейтраль, так и одна фаза.

В первом случае для фазировки можно применять вольтметр со шкалой на двойное фазное напряжение, во втором — на двойное линейное напряжение. Кроме того, фазировку

ТН, у которых заземлена фаза вторичных обмоток, выполняют при помощи фазоуказателя, что допустимо, так как фазы фазирuемых напряжений жестко соединены и требуется установить лишь совпадение напряжения одноименных фаз, а также любой другой фазы. Если они не совпадают, диск фазоуказателя при подаче на его выводы напряжения от первого ТН будет вращаться в одном направлении, а при подаче напряжения от второго ТН — в другом.

На практике имеют место случаи, когда фазирuемые электроустановки имеют разные порядки следования фаз.

Например, необходимо провести фазировку и включить на параллельную работу две электроустановки, в одной из которых прямой, а в другой — обратный порядок следования фаз. Их соединяет ЛЭП. Для включения двух электроустановок на параллельную работу необходимо, чтобы одна из них по отношению к другой имела один и тот же порядок следования фаз — только в этом случае возможна их синхронизация.

Для того чтобы порядки следования фаз электроустановок совпали, то есть чтобы обратный порядок следования фаз одной электроустановки по отношению к другой стал прямым, на ЛЭП изменяют порядок чередования фаз. Это может быть осуществлено перемещением на линии проводов фаз на одной опоре, то есть изменением их чередования в пространстве.

Таким образом, изменением порядка чередования фаз на линии изменяется порядок следования фаз векторов напряжений одной электроустановки по отношению к другой, хотя абсолютные порядки следования фаз векторов напряжений электроустановок остаются прежними. В этом заключается взаимозависимость понятий порядка следования и чередования фаз.

Глава 10. Порядок и последовательность выполнения оперативных переключений на подстанциях

10.1. Общие положения

Переключение — это изменение одной совокупности соединений в другую (СТ МЭК 50(151)—78).

Основным документом, регламентирующим организацию и порядок переключений, их выполнение, переключения при переводе присоединений с одной системы шин на другую, при выводе оборудования в ремонт и при вводе его в работу после ремонта и т. д., является «Инструкция по переключениям в электроустановках», утвержденная приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. № 266.

Указанный документ определяет порядок и последовательность выполнения переключений в электроустановках напряжением до и выше 1000 В.

На основании данной инструкции на электростанциях, ПС, в электрических сетях разрабатываются инструкции по производству переключений с учетом особенностей нормальных и ремонтных схем электрических соединений электроустановок, конструкции и состава оборудования РУ, особенностей устройств РЗА, порядка оперативного обслуживания этих объектов.

Инструкция энергопредприятия по оперативным переключениям электроустановок находится на рабочем месте оперативно-диспетчерского персонала.

К *оперативному персоналу* электростанций, ПС, электрических сетей и энергосистем относятся:

- начальники смен электрических цехов электростанций;
- начальники смен энергоблоков;
- дежурные электромонтеры электростанций;
- дежурные электромонтеры ПС;

персонал ОВБ.

К *оперативно-ремонтному персоналу* электрических сетей относится ремонтный персонал с правом выполнения переключений в электроустановках.

Оперативными руководителями в смене являются: диспетчер объединенной энергосистемы, межсистемных электрических сетей;

диспетчер энергосистемы;

диспетчер предприятия (района, участка) электрической сети;

начальник смены (дежурный инженер) электростанции.

Принятое в эксплуатацию оборудование находится в одном из следующих оперативных состояний:

в работе, в том числе в автоматическом резерве, под напряжением;

в резерве;

в ремонте;

в консервации.

В состоянии работы коммутационные аппараты в цепи оборудования включены и образована или может быть образована замкнутая электрическая цепь между источниками питания и приемником электроэнергии.

Конденсаторы связи, РВ, ТН, ОПН и другое оборудование, жестко (без разъединителей) подключенные к источнику питания и находящиеся под напряжением, считаются находящимися в работе.

Если оборудование отключено коммутационными аппаратами и подготовлено к производству работ, то оно считается находящимся в ремонте (независимо от выполнения на нем ремонтных работ).

Находящимся в резерве считается оборудование, которое отключено коммутационными аппаратами и возможно немедленное включение его в работу с помощью этих коммутационных аппаратов.

Оборудование считается находящимся в автоматическом резерве, если оно отключено только выключателями или отделителями, имеющими автоматический привод на включение, и может быть введено в работу действием автоматических устройств.

Оборудование считается находящимся под напряжением, если оно подключено коммутационными аппаратами к одному источнику напряжения (силовой трансформатор на ХХ, ЛЭП, включенная со стороны питающей ее ПС, и т. д.). Отключенный от сети, но продолжающий вращаться СК с отключенным АГП считается находящимся под напряжением.

Устройство РЗиА считается включенным в работу, если все выходные цепи, в том числе контакты выходных реле этого устройства, с помощью накладок (блоков, ключей) подключены к цепям управления включающих или отключающих электромагнитов управления коммутационных аппаратов.

Устройство РЗиА считается отключенным для технического обслуживания (эксплуатационной проверки), а также для проведения профилактических работ на устройстве или в его цепях, если его нельзя включить в работу из-за неисправности самого устройства или его цепей.

Оперативные переключения — это перевод оборудования из одного оперативного состояния в другое.

Изменением оперативного состояния оборудования на ПС руководит диспетчер, в оперативном управлении которого находится основное оборудование, устройства РЗиА и различные автоматические устройства. В неотложных случаях, при явной опасности для жизни людей и т. п. отключение оборудования производится без ведома диспетчера, но с последующим его уведомлением. Аналогичные действия допускаются и при угрозе сохранности оборудования, например, при пожаре.

Переключения в электроустановке разрешается выполнять оперативному персоналу, знающему ее схему, расположение оборудования и устройств РЗиА, обученному правилам

выполнения операций с коммутационными аппаратами и ясно представляющему последовательность переключений, прошедшему проверку знаний правил технической эксплуатации, правил безопасности и производственных инструкций. Допуск к оперативной работе разрешается после дублирования на рабочем месте.

Список лиц, допущенных к проведению переключений (с указанием, на каких электроустановках), а также список лиц административно-технического персонала, контролирующего выполнение переключений, утверждается руководителем предприятия (организации).

Дежурный получает и оформляет распоряжение о переключении в следующем порядке: получив распоряжение о переключении, записывает его на «черновик», повторяет по записи и получает подтверждение диспетчера о том, что распоряжение понято правильно; записывает задание в оперативный журнал;

проверяет по оперативной схеме (схеме-макету) последовательность выполнения операций и при необходимости составляет бланк переключений или готовит к использованию типовой бланк переключений.

Цель полученного распоряжения и последовательность предстоящих операций разъясняется второму лицу, если оно будет привлечено к участию в переключениях.

Переключения в электроустановках, за исключением сложных, могут проводиться единолично — при одном дежурном в смене, или двумя лицами — при двух дежурных в смене или в составе ОВБ.

10.2. Распоряжения о переключениях и порядок их выполнения

Перед отдачей распоряжения на производство переключений оперативному руководителю рекомендуется выяснить состояние схемы электроустановки, готовность оперативного персонала к производству переключений, наличие бланка (программы) переключений, присутствие контролирующего лица и др.

Распоряжение о переключении отдается диспетчером непосредственно подчиненному персоналу устно или по телефону. Принимающий распоряжение о переключении повторяет текст отдающему распоряжение и записывает его в оперативный журнал.

В распоряжении указывается цель переключения и последовательность выполнения операций в схеме электроустановки и в цепях РЗА с необходимой степенью детализации, определяемой вышестоящим оперативно-диспетчерским персоналом.

На ПС с постоянным дежурством исполнителю переключений одновременно выдается не более одного задания на проведение оперативных переключений, содержащего операции одного целевого назначения.

Персоналу ОВБ, обслуживающему ПС и распределительные сети, в целях экономии времени и рационального использования транспорта разрешается выдавать одновременно несколько заданий на переключения с указанием очередности их выполнения. Число заданий, выдаваемых одной бригаде, определяется отдающим распоряжение. Задания записываются в оперативный журнал ОВБ в том порядке, в котором выполняются. К выполнению каждого очередного задания персонал ОВБ приступает после сообщения диспетчеру о выполнении предыдущего задания и только после получения его разрешения на выполнение очередного задания.

При устранении повреждений в электросетях напряжением 10 кВ и ниже допускается выполнение очередных заданий без предварительного сообщения диспетчеру о выполнении предыдущих заданий.

Лицо, получившее распоряжение, обязано повторить его и получить подтверждение в том, что распоряжение понято им правильно.

Одной из рекомендуемых форм получения задания (распоряжения) на переключения является обращение оперативного персонала ПС к диспетчеру с заранее продуманной заявкой, включающей оперативное состояние схемы и последовательность операций, и

получение разрешения диспетчера на их выполнение.

Полученное разрешение в виде задания записывается в оперативный журнал. При необходимости составляется бланк переключений или заполняется типовый бланк.

Если оперативное распоряжение получено персоналом, то оно не может быть им изменено или отсрочено: изменить распоряжение может только диспетчер или его непосредственный начальник.

Переключения на ПС могут выполняться одним или двумя лицами. При участии в переключениях двух лиц контролирующим назначается старший в смене или специально назначенное и прибывшее на ПС лицо, на которое помимо контроля за правильностью выполнения каждой операции возлагается также наблюдение за переключениями. Низшее по должности лицо является исполнителем. Ответственность за переключениями лежит на обоих лицах.

Порядок действий персонала при переключениях по бланкам переключений должен быть следующим:

на месте выполнения операции проверяют по надписи наименование электрической цепи и название коммутационного аппарата. Выполнение операции по памяти без проверки надписи у привода аппарата запрещается;

убедившись в правильности выбранного коммутационного аппарата, по бланку зачитывают содержание операции и затем ее выполняют. При участии в переключении двух лиц операция выполняется после повторения ее исполнителем и получения соответствующего подтверждения контролирующего;

выполненная операция отмечается в бланке, чтобы избежать пропуска очередной операции;

лицо, выполняющее операцию, повторяет ее содержание и, получив разрешение контролирующего лица, выполняет операцию;

сразу после выполнения отдельных операций или проверочных действий в бланке переключений делают отметки об их выполнении, чтобы исключить возможность пропуска какой-либо операции;

перед началом и по окончании операций по переключениям в бланке переключений указывают дату и время начала и окончания операций.

Использованный бланк перечеркивается и кладется в папку использованных бланков переключений.

При переключениях недопустимы перерывы, не вызванные необходимостью.

В бланке переключений записывается время их окончания. В оперативном журнале производится запись о выполнении распоряжения. Вносятся изменения в оперативную схему или схему-макет. Затем лицо, получившее распоряжение, информирует о выполнении распоряжения диспетчера, от которого было получено распоряжение.

Вышестоящий оперативно-диспетчерский персонал дает разрешение на переключение в общем виде (без перечисления отдельных операций) после проверки возможности их выполнения по схеме, проверки режима работы оборудования и проведения необходимых режимных мероприятий.

10.3. Последовательность типовых операций с коммутационными аппаратами при включении и отключении ВЛ, КЛ и трансформаторов

Включение ВЛ и КЛ:

проверяется отключенное положение выключателя;

включается шинный разъединитель;

включается выключатель.

Отключение ВЛ и КЛ :

отключается выключатель;

отключается линейный разъединитель;

отключается шинный разъединитель.

Последовательность операций в КРУ с выкатными элементами при включений присоединений ВЛ и КЛ:

Включение :

проверяется, отключен ли выключатель;
перемещается тележка выключателя из контрольного в рабочее положение;
включается выключатель.

Отключение :

отключается выключатель;
проверяется, отключен ли выключатель;
перемещается тележка с выключателем в контрольное или ремонтное положение.

Последовательность операций при включении и отключении трехобмоточного трансформатора (автотрансформатора):

Включение :

включаются шинные и трансформаторные разъединители ВН;
включаются шинные и трансформаторные разъединители СН;
включаются шинные и трансформаторные разъединители НН;
включаются выключатели со стороны ВН, СН и НН трансформатора.

Для некоторых типов автотрансформаторов, имеющих недостаточную динамическую стойкость при КЗ на стороне высшего напряжения, рекомендуется следующая последовательность включения их выключателей: включаются выключатели СН, НН, а затем ВН.

Отключение:

отключаются выключатели со стороны НН, СН и ВН трансформатора;
отключаются трансформаторные и шинные разъединители НН;
отключаются трансформаторные и шинные разъединители СН;
отключаются трансформаторные и шинные разъединители ВН.

10.4. Последовательность операций при включении и отключении электрических цепей

В электрических цепях операции с коммутационными аппаратами выполняются в определенной последовательности и, кроме того, с предупреждением возникновения аварийных ситуаций и повреждения электрооборудования, что и обеспечивается правильностью последовательности выполнения операций.

При отключении электрической цепи, имеющей выключатели, первой выполняется операция отключения выключателя, разрывая токовую цепь и снимая напряжение с отдельных элементов электрической цепи (ЛЭП, трансформатора и т. д.). Вводы выключателей могут оставаться под напряжением со стороны сборных шин.

Последовательность отключения разъединителей следующая: сначала отключают линейные (трансформаторные), а затем шинные разъединители.

При включении электрических цепей сначала включают шинные разъединители на соответствующую систему шин, а затем линейные (трансформаторные).

В ЗРУ 6-10 кВ, в которых линейные (кабельные) разъединители расположены близко от пола и не отгорожены от коридора управления сплошной защитной стенкой, операции с ними опасны для персонала. В этом случае рекомендуется при отключении линии первыми отключить не линейные, а шинные разъединители, расположенные на большом расстоянии от оператора.

При включении электрической цепи операции с выключателями выполняются в последнюю очередь.

Автоматические устройства (АПВ, АВР и др.) выводятся из работы перед отключением выключателя, а вводятся в работу после включения выключателя.

Помимо соблюдения последовательности операций включения и отключения необходимы так называемые *проверочные действия* в электрических цепях, при которых схемы и режимы их работы не изменяются, а дается лишь информация об их состоянии.

К проверочным действиям относятся проверки режимов работы ПС и оборудования, проводимые до начала переключений, а также в процессе их выполнения.

По результатам таких проверок делают выводы о возможности выполнения переключений; предупреждается возникновение перегрузочных режимов работы оборудования, отклонений напряжений от номинального значения и др.

При переключениях проверке подлежат нагрузки отключаемых (включаемых) цепей, положения коммутационных аппаратов, стационарных заземлителей, отсутствие напряжения на токоведущих частях перед их заземлением.

Обязательными являются проверки положения выключателей на месте их установки, если после отключения выключателей должны выполняться операции с разъединителями или отделителями данных цепей.

В КРУ отключенное положение выключателя проверяется перед каждой операцией перемещения тележки в шкафу КРУ из рабочего в испытательное положение, и наоборот.

Проверку положения выключателя по показаниям сигнальных ламп мнемосхемы измерительных приборов (амперметров, вольтметров, ваттметров) допускается производить при отключении выключателя электрической цепи без проведения в дальнейшем операций с разъединителями, отключения выключателя цепи с последующим проведением операций с разъединителями при помощи дистанционного привода, при включении под нагрузку линии, трансформатора, при подаче и снятии напряжения с шин. В таких случаях нет необходимости проверять действительное положение выключателя на месте его установки, если по сигнальным лампам и измерительным приборам видно, что операция с выключателем состоялась.

Вывод в ремонт линии с учетом проверочных действий производят в следующей последовательности (рис. 10.1):

проверяют возможность отключения линии по режиму работы участка сети (ПС);
на ПС А отключают выключатель линии и по амперметру проверяют отсутствие на ней нагрузки;

на ПС Б проверяют отсутствие нагрузки на линии и отключают ее выключатель;
в РУ проверяют отключенное положение выключателя линии и отключают ее линейные разъединители;

проверяют отключение каждой фазы разъединителей;
на ПС А в РУ проверяют, что выключатель линии находится в отключенном положении;

отключают линейные разъединители и проверяют положение каждой фазы разъединителей.

После проверки отсутствия напряжения на линии с обеих ее сторон накладывают защитные заземления. При включении стационарных заземлителей проверяют положение заземлителя каждой фазы.

Последовательность операций при отключении ЛЭП следующая: отключают устройство АПВ и выключатель линии, линейные и шинные разъединители.

Последовательность операций при включении ЛЭП следующая: включают шинные разъединители на соответствующую систему шин, затем линейные разъединители, выключатель и АПВ линии.

Отключение тупиковой ЛЭП начинают с отключения выключателя на питаемой ПС, при этом проверяется готовность потребителей к отключению линии. Затем проверяют отсутствие нагрузки на линии и отключают ее выключатель со стороны питающей ПС.

Включение линии под напряжение и нагрузку выполняют в обратном порядке.

Последовательность операций при *отключении и включении транзитных линий и линий*

дальних передач (напряжением 330 кВ и выше) устанавливается диспетчером.

Включение и отключение одной из спаренных линий, когда другая отключена линейными разъединителями, производится в обычной последовательности, предусмотренной для одиночной линии. Включение одной из спаренных линий, если другая находится в работе, производят с отключением линии, находящейся в работе. Для этого следует отключить выключатель работающей линии со стороны нагрузки, отключить выключатель спаренных линий со стороны питания, включить линейные разъединители с обеих сторон включаемой линии, включить выключатель со стороны питания и включить выключатели обеих линий со стороны нагрузки.

Отключение одной из спаренных линий, когда обе линии включены и находятся под нагрузкой, производят с отключением спаренных линий. Для этого следует отключить выключатели обеих линий со стороны нагрузки, отключить выключатель спаренных линий со стороны питания, отключить линейные разъединители с обеих сторон отключаемой линии, включением выключателя на питающей ПС подать напряжение на оставшуюся в работе линию, замкнуть линию под нагрузку включением ее выключателя у потребителя.

Отключение трехобмоточного трансформатора (автотрансформатора) выполняют в следующей последовательности: отключают выключатели со стороны НН, СН и ВН, отключают трансформаторные и шинные разъединители со стороны НН, а затем в той же последовательности со стороны СН и ВН.

Для включения трансформатора необходимо включить шинные и трансформаторные разъединители с каждой их трех сторон, затем включить выключатели ВН, СН и НН.

Если к нейтрали обмотки трансформатора 35 кВ подключен дугогасящий реактор, то его отключение следует начинать с отключения реактора. Отключение от сети обмотки единственного трансформатора ПС с подключенным к нейтрали дугогасящим реактором или единственной линии, отходящей от ПС с дугогасящим реактором, без отключения этого реактора опасно из-за возможного перекрытия изоляции оборудования 35 кВ.

10.5. Переключения при ликвидации технологических нарушений

Ликвидация технологических нарушений в электроустановках производится в соответствии с инструкциями энергопредприятий, составленными на основе инструкций вышестоящего органа оперативного управления.

Переключения при ликвидации аварий и технологических нарушений (инцидентов) выполняются в том же порядке и последовательности, которые изложены в указанной выше в п. 10.1 отраслевой инструкции и в инструкциях энергопредприятий. При этом не допускаются отступления от требований правил безопасности.

При осмотре панелей РЗиА и сигнализации отмечают мелом или другим способом все сработавшие указательные реле и прошедшие сигналы о срабатывании устройств, записывают, какие устройства РЗиА сработали. Перед повторным включением оборудования сигналы квитируются, флажки указательных реле поднимаются. Не допускается повторное включение отключившегося оборудования без квитирования указательных реле.

При невозможности квитирования сигналов, при отсутствии фактических признаков срабатывания устройств РЗиА и условий для их срабатывания решение о возможности включения отключившегося оборудования принимает оперативный руководитель, в управлении которого находится отключившееся оборудование.

При ликвидации технологических нарушений или для их предотвращения разрешается производить переключения без применения бланков переключений с последующей записью в оперативном журнале после ликвидации технологического нарушения.

При ликвидации технологических нарушений в случае неисправности устройств оперативной блокировки, отказе выключателей или других коммутационных аппаратов в отключении (включении) оперативному персоналу может быть дано разрешение самостоятельно деблокировать указанные устройства блокировки после тщательной

проверки схемы и правильности выполнения предыдущих операций. Разрешение на деблокирование в этих случаях дает оперативный руководитель в смене предприятия (электростанции, электрической сети).

При ликвидации технологических нарушений в условиях отсутствия связи с диспетчером оперативный персонал самостоятельно выполняет операции с коммутационными аппаратами и устройствами РЗА в случаях, предусмотренных инструкцией энергопредприятий по ликвидации технологических нарушений. О выполненных операциях он сообщает диспетчеру, в оперативном управлении или оперативном ведении которого находятся эти аппараты и устройства, как только восстановится связь.

10.6. Переключения при вводе в работу нового оборудования и проведении испытаний

Включение под напряжение вновь вводимых электроустановок и оборудования, а также специальные испытания оборудования проводятся по программам, согласованным с соответствующими производственными службами и утвержденным руководителем энергопредприятия. Программы составляются в соответствии с положением о порядке разработки, согласования и утверждения программ испытаний на тепловых, гидравлических и атомных электростанциях, в энергосистемах, тепловых и электрических сетях.

Переключения в электроустановках, связанные с включением вновь вводимого оборудования или специальными испытаниями, производятся по бланкам переключений, составленным в соответствии с утвержденными программами, под руководством оперативного руководителя предприятия или энергосистемы (в зависимости от характера испытаний). Если специальные испытания проводятся в течение двух смен и более, бланки переключений рекомендуется составлять заблаговременно — до начала испытаний.

10.7. Последовательность операций при отключении и включении электрических цепей на ПС, выполненных по упрощенным схемам

На ПС, выполненных по упрощенным схемам, как правило, отсутствуют сборные шины и выключатели со стороны ВН, но обязательно имеются выключатели со стороны СН и НН. Такие ПС подключаются по схеме блока «трансформатор-линия» с отделителями, двух блоков с отделителями и перемычкой со стороны линий, по схеме мостика с отделителями (или выключателем) в перемычке и др.

Важную роль при переключениях играют перемычки при выводе трансформаторов в ремонт, а также при автоматических отключениях оборудования и возникновении послеаварийных режимов работы.

Последовательность отключения линии на двухтрансформаторных ПС выглядит следующим образом: на одной из ПС отключают выключатель и линейные разъединители, на другой ПС — линейные разъединители, при этом с линии снимают напряжение.

Включение линии : на одной ПС включают линейные разъединители и затем осуществляют подачу напряжения с помощью выключателя, чтобы проверить исправность линии и отсутствие на ней заземлений. Подача напряжения на линию включением разъединителей на другой ПС сопряжена с опасностью для персонала. Затем отключают выключатель первой линии. На другой ПС штангой или указателем напряжения проверяют отсутствие напряжения на вводе линии и включают линейные разъединители, чтобы подать на нее напряжение.

Отключение трансформатора Т1 в ремонт производят в следующей последовательности:

переводят питание нагрузки собственных нужд 0,4 кВ полностью на другой трансформатор Т2_{с. н}; отключают рубильник и снимают предохранители со стороны 0,4 кВ

трансформатора Т1_{с. н.}, чтобы исключить возможность обратной трансформации;
настраивают дугогасящий реактор на суммарный зарядный ток отходящих от шин 10 кВ линий и отключают разъединитель дугогасящего реактора;

АРКТ трансформаторов Т1 и Т2 переключают с автоматического на дистанционное управление. Переводят РПН трансформатора Т1 в положение, одинаковое с положением трансформатора Т2;

отключают АВР отделителей 110 кВ, АПВ выключателя Т1 со стороны НН и АВР секционного выключателя;

включают секционный выключатель 10 кВ и после проверки на нем нагрузки отключают выключатель со стороны НН Т1;

переключают АРКТ трансформатора Т2 с дистанционного на автоматическое регулирование;

РПН трансформатора Т1 устанавливают в положение, соответствующее номинальному напряжению и отключают АРКТ;

проверяют, отключен ли выключатель Т1 со стороны НН, и тележку с выключателем устанавливают в ремонтное положение;

включают заземляющий разъединитель в нейтрали обмотки 110 кВ трансформатора Т1;

дистанционно отключают отделители трансформатора Т1;

отключают линейные разъединители и разъединители в перемычке.

Включение трансформатора Т1 проводят в следующей последовательности:

проверяют, отключен ли короткозамыкатель на линии этого трансформатора;

проверяют, включен ли разъединитель в нейтрали обмотки трансформатора Т1;

проверяют, отключены ли отделители со стороны обмотки НН, после чего включают разъединитель с этой стороны;

при отключенном положении выключателя на стороне обмотки НН перемещают его тележку в контрольное положение и соединяют электрические разъемы в шкафу;

проверяют положение переключателя ответвлений трансформатора Т1, которое должно соответствовать номинальному напряжению;

включают отделители на стороне ВН и включением линейных разъединителей на трансформатор Т1 подают напряжение;

после проверки полнофазности включения трансформатора под напряжение, что устанавливается визуально по положению ножей трех фаз разъединителей и отделителей, отключают заземляющий разъединитель в нейтрали обмотки 110 кВ;

вкатывают в рабочее положение тележку с выключателем на стороне НН;

переключают АРКТ трансформатора Т2 с автоматического на дистанционное регулирование;

переключают на дистанционное регулирование АРКТ трансформатора Т1 и устанавливают его РПН в положение, в котором находится РПН работающего трансформатора Т2;

включают выключатель на стороне НН и проверяют распределение нагрузки между трансформаторами Т1 и Т2, затем отключают секционный выключатель 10 кВ;

включают АВР секционного выключателя 10 кВ, АПВ выключателя на стороне НН и АВР отделителей 110 кВ;

устанавливают предохранители и включают рубильник на стороне 0,4 кВ трансформатора Т1;

включают дугогасящий реактор и восстанавливают нормальный режим компенсации емкостных токов.

Далее на ответвительной ПС отключают отделители трансформатора и линейные разъединители, после чего линию включают в работу, а отключенный трансформатор готовят к ремонту. При включении трансформатора с линии опять снимают напряжение отключением выключателей на питающих ПС. На ответвительной ПС включают отделители трансформатора и линейные разъединители, затем на линию и трансформатор подают

напряжение включением выключателя на питающей ПС и линию включают в транзит.

Отключение линии в ремонт выполняется в следующей последовательности:

на ответвительной ПС отключают в перемычке АВР секционных отделителей и переводят питание нагрузки собственных нужд с трансформатора $T1_{сн}$ на $T2_{сн}$;

отключают АВР секционного выключателя;

включают секционный выключатель и тут же отключают выключатель на стороне НН трансформатора $T1$. На первой и второй ПС отключают выключатели, а потом линейные разъединители;

отключенную линию заземляют.

Включение линии после ремонта производят в следующей последовательности:

снимают защитные заземления со всех сторон линии;

на ПС включают линейные разъединители;

на первой ПС включают выключатель, а выключателем на другой стороне линии включают ее в транзит и проверяют наличие нагрузки;

восстанавливают нормальную схему на второй ПС.

10.8. Последовательность операций на ПС с двумя системами шин при выводе одной из них в ремонт

Необходимым условием перевода с одной системы шин на другую является равенство напряжений, что достигается включением

ШСВ, соединяющего обе системы шин. В то же время ШСВ шунтирует при переводе каждую пару шинных разъединителей, принадлежащих одному присоединению. В этом случае включение одних шинных разъединителей при включенных других, а также отключение одних из двух включенных на обе системы шин разъединителей переводимого присоединения не представляет опасности, так как шунтирующая их цепь ШСВ имеет ничтожно малое сопротивление и, соответственно, малое падение напряжения.

Последовательность вывода в ремонт системы шин связана, в первую очередь, с необходимостью ее освобождения путем выполнения перевода присоединений с выводимой в ремонт на остающуюся в работе систему шин.

Переключения выполняют в следующей последовательности:

включают ШСВ;

дифференциальную защиту шин переводят в режим работы «с нарушением фиксации» присоединений;

отключают автоматические выключатели, установленные в цепях управления ШСВ и его защит;

отключают АПВ шин;

проверяют в РУ, включен ли ШСВ и его разъединители;

включают шинные разъединители всех переводимых присоединений на II систему шин и проверяют, надежно ли включен каждый из них;

отключают шинные разъединители переводимых присоединений от выводимой в ремонт I системы шин и проверяют положение каждого разъединителя;

на щите управления переключают питание цепей напряжения защит, автоматических устройств и измерительных приборов на ТН II системы шин, если оно не переключается автоматически;

включают автоматические выключатели в цепях управления ШСВ и его защит, проверяют, нет ли нагрузки на ШСВ, и отключают его, снимая напряжение с I системы шин;

включают АПВ шин.

Теперь, когда I система шин находится в резерве, для вывода ее в ремонт выполняется следующее:

на ключе управления ШСВ вывешивают плакат «Не включать — работают люди»;

в РУ проверяют, находится ли ШСВ в отключенном положении, и отключают его

шинные разъединители I системы шин;

отключают шинные разъединители ТН I системы шин и снимают предохранители (отключают рубильники) со стороны его обмоток НН. Шкаф, где находятся предохранители (рубильники), запирают и на нем вывешивают плакат «Не включать — работают люди»;

запирают на замок приводы всех шинных разъединителей I системы шин. На приводах вывешивают плакаты «Не включать — работают люди»;

проверяют, отсутствует ли напряжение на токоведущих частях, где должны накладываться защитные заземления. Включают стационарные заземлители или накладывают переносные заземления там, где нет стационарных заземлителей;

выполняют мероприятия, обеспечивающие безопасные условия труда ремонтного персонала (устанавливают ограждения, вывешивают плакаты и т. д.);

производят допуск ремонтных бригад к работе.

На ПС, где шинные разъединители имеют электродвигательные приводы с дистанционным управлением, допускается выполнять перевод присоединений с одной системы шин на другую поочередно по отдельным присоединениям.

Для включения I системы шин и перевода на нее части присоединений выполняют следующее:

удаляют временные ограждения и снимают переносные плакаты, вывешенные на месте работ;

снимают запрещающие плакаты и замки с приводов шинных разъединителей;

отключают стационарные заземлители (снимают переносные заземления);

включают разъединители ШСВ;

включают разъединители ТН I системы шин. Снимают плакат со шкафа и устанавливают предохранители (включают рубильник) со стороны НН ТН I системы шин;

проверяют, имеют ли защиты ШСВ минимальные уставки по току и времени и включены ли защиты на отключение. Подают напряжение оперативного тока на привод ШСВ.

Затем I систему шин опробуют напряжением, для чего дистанционно включают ШСВ и проверяют по вольтметрам наличие напряжения на I системе шин.

Для перевода присоединений на I систему шин выполняют следующие операции: с привода ШСВ снимают напряжение оперативного тока, отключают АПВ шин; проверяют в РУ, включен ли ШСВ, и переводят в рассмотренной выше последовательности часть электрических цепей со II на I систему шин;

на привод ШСВ подают напряжение оперативного тока, отключают ШСВ;

дифференциальную защиту шин переводят в нормальный режим работы, включают АПВ шин.

10.9. Перевод присоединений с одной системы шин на другую без ШСВ в РУ

Основным условием такого перевода является равенство потенциалов обеих систем шин, которое достигается включением выключателей на обе системы шин у присоединений с двумя выключателями на цепь.

Последовательность операций при таком переводе следующая: включают вторые выключатели двух-трех присоединений, имеющих по два выключателя на цепь, и по амперметрам проверяют распределение нагрузки по фазам включенных выключателей;

переключают дифференциальную токовую защиту шин в режим работы «с нарушением фиксации»;

дистанционно включают шинные разъединители на обе системы шин одного присоединения;

снимают напряжение оперативного тока с приводов включенных на I и II системы шин разъединителей базисного присоединения;

проверяют положения шинных разъединителей на месте их установки;
включают дистанционно или вручную разъединители переводимых на другую систему шин присоединений и проверяют их действительное положение;
отключают шинные разъединители переводимых присоединений от той системы шин, на которую присоединения были включены до перевода;
проверяют действительное положение разъединителей;
проверяют наличие напряжения на устройствах РЗА переведенных присоединений;
подают напряжение оперативного тока на приводы шинных разъединителей I и II систем шин базисного присоединения и дистанционно отключают его разъединители от обеих систем шин;
отключают согласно принятой фиксации вторые выключатели присоединений, имеющих по два выключателя на цепь;
отключают УРОВ и защиту шин для переключения в токовых и оперативных цепях этих устройств;
проверяют защиту шин под нагрузкой и включают по нормальной схеме в работу;
включают в работу УРОВ.

10.10. Вывод выключателей в ремонт и ввод их в работу после ремонта

Вывод выключателей в ремонт в зависимости от схемы ПС и числа выключателей на цепь осуществляется:

при любой схеме ПС и одном выключателе на цепь — отключением присоединения на все время ремонта, если это допустимо по режиму работы сети;

при схеме с двумя системами шин и одним выключателем на цепь — заменой выключателя присоединения на ШСВ;

при схеме с двумя рабочими и обходной системой шин и одним выключателем на цепь — заменой выключателя присоединения обходным выключателем;

при схеме многоугольника, полуторной, с двумя выключателями на цепь — отключением выводимого в ремонт выключателя присоединения и выводом его из схемы с помощью разъединителей;

при схеме мостика с выключателем и ремонтной перемычкой на разъединителях для ремонта секционного выключателя — включением перемычки на разъединителях и выводом из схемы секционного выключателя с помощью разъединителей в его цепи;

Для замены выключателя электрической цепи на ШСВ требуются два отключения цепи: одно для отсоединения выключателя и установки вместо него специально заготовленных перемычек из кусков проводов, другое — для снятия перемычек и подсоединения выключателя.

При замене выключателя цепи обходным выключателем все переключения выполняются без отключения цепи и освобождения рабочей системы шин.

Кольцевые и полуторные схемы ПС позволяют выводить в ремонт и вводить в работу после ремонта любой выключатель без отключения электрической цепи.

При замене выключателя электрической цепи на ШСВ основными операциями являются следующие:

включают ШСВ и все цепи, кроме той, выключатель которой должен выводиться в ремонт, переводят на одну рабочую систему шин;

для проверки защит рабочим током при их переводе с одного выключателя на другой устройства РЗА поочередно выводят из работы и переключают с ТТ выводимого в ремонт выключателя на ТТ ШСВ;

действие защит по цепям оперативного тока переключают на ШСВ;

защиты включают в работу и опробуют на отключение ШСВ, при этом включение ШСВ производят действием АПВ.

При любой очередности нельзя начинать переключение с дифференциальной защиты

шин, если к этому времени на отключение ШСВ не действуют никакие другие защиты, поскольку шины, на которые включена электрическая цепь с выводимым в ремонт выключателем, останутся незащищенными до момента переключения на ТТ ШСВ любой защиты цепи.

После переключения защит на ШСВ электрическую цепь отключают с обеих сторон и заземляют. Выводимый в ремонт выключатель отсоединяют и на его место устанавливают заранее заготовленные перемычки из проводов, восстанавливая таким образом электрическую цепь.

Цепь вводят в работу включением ШСВ, сняв предварительно защитные заземления и включая цепь на резервную (I) систему шин.

Когда электрическая цепь включена на одну систему шин и работает через ШСВ, не могут допускаться переводы присоединений с одной системы шин на другую без переключения защит по токовым цепям, поскольку это связано с изменением направления тока в ТТ ШСВ, что может привести к отказу или неисправной работе не только дифференциальной защиты шин, но и всех других видов дифференциальных и направленных защит.

При вводе в работу после ремонта выключателя цепи основными операциями являются следующие:

отключают электрическую цепь, выключатель которой заменен ШСВ, с обеих сторон и заземляют;

снимают перемычки, установленные вместо выключателя цепи, а вышедший из ремонта выключатель присоединяют к шинам по его обычной схеме;

внешним осмотром проверяют правильность присоединения шин к аппаратам;

после окончания работ снимают все защитные заземления, включают линейные и шинные разъединители на резервную систему шин I и электрическую цепь вводят в работу включением двух выключателей — вышедшего из ремонта и ШСВ;

поочередно выводят из работы устройства релейной защиты и их токовые цепи переключают с ТТ ШСВ на ТТ введенного в работу выключателя;

цепи напряжения защит переключают на соответствующий ТН. Действие защит по оперативным цепям переводят на выключатель электрической цепи;

защиты проверяют под нагрузкой и опробуют на отключение выключателя с включением его АПВ;

защиты и устройства автоматики вводят в работу;

восстанавливают нормальную схему первичных соединений РУ с фиксированным распределением электрических цепей по шинам;

защиту шин переводят в режим работы с принятым распределением соединений.

При замене выключателя электрической цепи обходным выключателем основными операциями являются следующие:

включением обходного выключателя с минимальными уставками на его защитах и включенной дифференциальной защитой шин, а также включенным пуском УРОВ от защит опробуют напряжением обходную систему шин (если обходной выключатель был отключен, а его разъединители включены на обходную систему шин и рабочую, от которой питается данная электрическая цепь);

после проверки наличия напряжения на обходной системе шин обходной выключатель отключают. На защитах обходного выключателя устанавливают уставки защит цепи;

подают напряжение на обходную систему шин включением на нее разъединителей цепи, выключатель которой выводят в ремонт;

отключают быстродействующие дифференциальные защиты цепи;

при помощи испытательных блоков в схему дифференциальной защиты шин вводят цепи ТТ обходного выключателя;

включают обходной выключатель с уставками на его защитах, соответствующими уставкам защит электрической цепи, и тут же отключают выводимый в ремонт выключатель;

отключают дифференциальную защиту шин и из ее схемы исключают цепи ТТ отключенного выключателя;

защиту проверяют под нагрузкой и включают в работу;

проверяют исправность оперативных цепей и включают УРОВ;

выводимый в ремонт выключатель отключают с обеих сторон разъединителями и заземляют.

При вводе в работу выключателя электрической цепи при помощи обходного выключателя основными операциями являются следующие:

снимают защитные заземления с выключателя, прошедшего ремонт;

выключатели силовых трансформаторов опробуют включением трансформатора под напряжением со стороны обмоток СН или НН. Для предотвращения ложного срабатывания дифференциальной защиты шин вторичные цепи ТТ электрической цепи, выключатель которой опробуют напряжением, должны быть отсоединены от дифференциальной защиты шин и заземлены;

так как на время ремонта на выключателе отключали все устройства релейной защиты, то при вводе его в работу к нему подключают временные защиты, проверенные от постороннего источника первичного тока;

к схеме дифференциальной защиты шин при помощи испытательных блоков подключают цепи ТТ вводимого в работу выключателя;

в РУ проверяют, отключен ли вводимый в работу выключатель, и включают с обеих его сторон разъединители;

отключают быстродействующие дифференциальные защиты цепи;

включают выключатель цепи, проверяют наличие нагрузки и затем отключают обходной выключатель;

отключают дифференциальную защиту шин и из ее схемы выводят цепи ТТ обходного выключателя;

защиту проверяют под нагрузкой и включают в работу;

основные защиты цепи поочередно отключают и переводят с обходного выключателя на введенный в работу выключатель;

защиты проверяют под нагрузкой и включают в работу, а временно включенные защиты отключают; вводят в работу устройства автоматики;

отключают разъединители цепи от обходной системы шин.

В схемах кольцевого типа электрические цепи присоединяются к участкам шин между двумя смежными выключателями. Разъединители в схеме предназначены для операций, связанных с производством ремонтных работ. Вывод в ремонт любого выключателя производится без нарушения работы электрических цепей.

Особенность схем кольцевого типа в том, что при повреждении электрической цепи она должна отключаться двумя выключателями. Этим определяется размещение в схеме ТТ и подключение к ним устройств РЗА.

Особенностью *схем мостикового типа* являются ТТ в ремонтной перемычке. Перемычка включается в работу при выводе в ремонт секционного выключателя, а на ТТ включается основная дифференциально-фазная защита обеих защищаемых линий.

Если в схеме мостика в цепях трансформаторов имеются выключатели (а не отделители с короткозамыкателями), то для вывода в ремонт этих выключателей (с установкой ремонтных перемычек вместо выведенного в ремонт выключателя) проводятся операции с устройствами релейной защиты на питающих ПС, а именно: резервные защиты линии настраиваются таким образом, чтобы они селективно отключали выключатель линии при повреждении как самой линии, так и трансформатора.

Глава 11. Предупреждение и устранение аварийных ситуаций в электрических сетях

11.1. Порядок организации работ при ликвидации аварий

Аварийная ситуация — это изменение в нормальной работе оборудования, создающее угрозу возникновения аварии. Признаки аварии определяются отраслевыми нормативно-техническими документами.

Аварийный режим электроустановки — это работа неисправной электроустановки, при которой могут возникнуть опасные ситуации, приводящие к электротравмированию людей, взаимодействующих с электроустановкой (ГОСТ 12.1.038—82).

Аварийный резерв мощности энергосистемы (аварийный резерв) — это резерв мощности, необходимый для восполнения аварийного понижения генерирующей мощности в энергосистеме (ГОСТ 21027—75).

Вопросы оперативной ликвидации аварий в электрической части энергосистем, как работающих изолированно, так и входящих в объединения, за исключением специальных вопросов ликвидации аварий в городских и сельских распределительных сетях рассматриваются в «Инструкции по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем», утвержденной приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. № 289.

При возникновении аварийной ситуации эксплуатационный персонал принимает меры по ее локализации и ликвидации, обеспечивает безопасность людей и сохранность оборудования.

Все переключения в электроустановках производятся оперативным персоналом в соответствии с инструкциями энергопредприятия с обязательным применением всех необходимых защитных средств.

Оперативный персонал контролирует работу автоматики и, убедившись в ее неправильных действиях, переходит на ручное управление. В работу защит оперативный персонал не вмешивается; только при отказе действия защиты персонал выполняет ее функции.

Эксплуатационный персонал регистрирует все обстоятельства возникновения аварии в установленном порядке.

О каждой операции по ликвидации аварии докладывают вышестоящему оперативному персоналу. Руководство энергосистемы, электростанции извещается о произошедшем и о принятых мерах после проведения тех операций, которые следует выполнять незамедлительно.

При ликвидации аварии все распоряжения диспетчера выполняются немедленно, за исключением тех распоряжений, выполнение которых может представлять угрозу для безопасности людей и сохранности оборудования.

Если распоряжение диспетчера представляется подчиненному персоналу ошибочным, оперативный персонал указывает на это диспетчеру. При подтверждении диспетчером своего распоряжения персонал его выполняет.

В аварийной ситуации оперативный персонал обеспечивается первоочередной связью, а в случае необходимости по его требованию прерываются остальные переговоры.

Начальник смены электростанции срочно информирует диспетчера энергосистемы о возникновении аварии.

Во время ликвидации аварии находящийся на дежурстве персонал, непосредственно обслуживающий оборудование, остается на рабочих местах, принимая меры к сохранению оборудования в работе, а если это невозможно — к его отключению. Уходя, дежурный персонал сообщает о своем местонахождении вышестоящему оперативному персоналу.

Рабочее место оставляют:

при явной опасности для жизни;

для оказания первой помощи пострадавшему при несчастном случае;

для принятия мер по сохранению целостности оборудования;

по распоряжению работника, руководящего ликвидацией аварии.

Персонал, не имеющий постоянного рабочего места (обходчики, дежурные слесари и др.), при возникновении аварии немедленно поступает в распоряжение непосредственного руководителя и по его указанию принимает участие в ликвидации аварии.

Приемка и сдача смены во время ликвидации аварии не производится; пришедший на смену оперативный персонал используется по усмотрению лица, руководящего ликвидацией аварии. При аварии, для ликвидации которой требуется длительное время, допускается сдача смены по разрешению вышестоящего оперативного дежурного.

В инструкции предприятия указываются операции, которые оперативный персонал проводит самостоятельно при потере связи, а также операции, которые самостоятельно не выполняются.

Оперативный персонал, независимо от присутствия лиц административно-технического персонала, как правило, принимает решения единолично, осуществляя мероприятия по восстановлению нормального режима оборудования и ликвидации аварии.

Все оперативные переговоры с момента возникновения аварии и до ее ликвидации записываются на магнитофон или жесткий диск компьютера.

Работник, принявший руководство ликвидацией аварии на себя, принимает все обязанности отстраненного от руководства работника и оперативно подчиняется вышестоящему оперативному руководителю.

Передача руководства ликвидацией аварии оформляется записью в оперативном журнале. Персонал, отстраненный от ликвидации аварии, остается на своем рабочем месте и выполняет распоряжения и указания лица, принявшего на себя руководство ликвидацией аварии.

По окончании ликвидации аварии лицо, руководящее ликвидацией, составляет сообщение об аварии по установленной форме.

При ликвидации аварии производятся необходимые операции с устройствами релейной защиты и противоаварийной автоматики в соответствии с действующими нормативными документами и указаниями органов диспетчерского управления энергосистемы.

При выполнении самостоятельных действий по ликвидации аварии оперативный персонал электростанций и ПС руководствуется следующим:

при подаче напряжения на обесточенные участки электрической сети и РУ напряжением 110 кВ и выше проверяет наличие заземленной нейтрали со стороны питания (то же относится и к КЛ 35 кВ, работающим с глухим заземлением нейтрали);

при опробовании напряжением отключившегося оборудования немедленно вручную отключает выключатели при включении их на КЗ и отказе защиты или при неполнофазном включении;

при опробовании напряжением отключившихся линий предварительно отключает устройство АПВ, если оно не выводится из действия автоматически, и производит необходимые переключения в устройствах противоаварийной автоматики;

при опробовании напряжением отключившихся линий 330 кВ и выше и длиной более 200 км подготавливает режим сети по напряжению. Такая подготовка объясняется возможным значительным повышением напряжения выше допустимого на ПС, с которой производится опробование, особенно на другом конце линии.

При ликвидации аварии напряжение на шины обесточившейся электростанции подается в первую очередь.

Отключившееся во время аварии оборудование включается после анализа действия отключивших его защит.

11.2. Замыкание фазы на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов

Замыкание на землю — это замыкание, обусловленное соединением проводника с

землей или уменьшением сопротивления его изоляции по отношению к земле ниже определенной величины (СТ МЭК 50(151)—78).

Компенсация емкостного тока замыкания на землю в сетях 6-35 кВ применяется для уменьшения тока замыкания на землю, снижения скорости восстановления напряжения на поврежденной фазе после гашения заземляющей дуги, уменьшения перенапряжений при повторных зажиганиях дуги и создания условий для ее самопогасания.

Из рис. 11.1, а видно, что при замыкании фазы на землю обмотка ТН поврежденной фазы оказывается замкнутой накоротко и показания ее вольтметра будут равны нулю. Две другие фазы будут находиться под линейным напряжением, что зафиксируют вольтметры.

В точке замыкания фазы (например, фазы С) на землю проходит ток, равный геометрической сумме емкостных токов неповрежденных фаз, то есть

Чем протяженнее сеть, тем больше ее емкость и, следовательно, тем больше ток замыкания на землю, что вытекает из формулы (11.1).

Опасность замыкания фазы на землю состоит в том, что в месте повреждения, как правило, возникает перемежающаяся заземляющая дуга, длительное горение которой при большом емкостном токе приводит к значительному тепловому эффекту с возможным возникновением междуфазных КЗ, а повышение напряжения двух фаз до линейного значения может привести к пробоем дефектной изоляции.

В соответствии с требованиями ПТЭ, токи замыкания на землю не должны превышать следующих значений:

В соответствии с требованиями ПУЭ и Типовой инструкцией по компенсации емкостного тока, компенсация должна применяться при следующих значениях емкостного тока замыкания на землю в нормальных режимах работы сети:

в воздушных сетях 6-20 кВ на железобетонных или металлических опорах и во всех сетях 35 кВ — при токе более 10 А;

в воздушных сетях, не имеющих железобетонных или металлических опор:

при напряжении 6 кВ — при токе более 30 А;

при напряжении 10 кВ — более 20 А;

при напряжении 15–20 кВ — более 15 А;

в схемах генераторного напряжения 6-20 кВ блоков генератор — трансформатор — более 5 А.

Компенсацию допускается применять также в воздушных сетях 6-10 кВ при емкостном токе менее 10 А.

Во избежание превышения указанных значений токов в нейтраль трансформатора включается дугогасящий реактор (рис. 11.1, б), который уменьшает (компенсирует) емкостной ток через место повреждения. При компенсации емкостных токов ВЛ и КЛ могут некоторое время работать с замыканием фазы на землю.

При токе реактора I_p равном емкостному току I_c , имеет место полная компенсация емкостного тока, то есть $I_p = I_c = 0$, и наступает резонанс токов.

Реактор можно настраивать на работу с недокомпенсацией или перекомпенсацией токов.

Настройка с недокомпенсацией применяется в КЛ и ВЛ, если аварийно возникшая несимметрия емкостей фаз не приводят к возникновению напряжения смещения нейтрали более $0,7 U_{\phi}$.

При резонансной настройке ток замыкания на землю минимален и перенапряжения в сети не превышают $2,7 U_{\phi}$. С точки зрения гашения дуги резонансная настройка является оптимальной.

В обычном режиме работы сети имеет место несимметрия напряжения, обычно не превышающая допустимое значение 1,5 %.

Следует иметь в виду, что при резонансной настройке напряжение смещения может достичь значений фазных напряжений, что приведет к искажению фазных напряжений и возможному появлению сигнала «земля в сети» при отсутствии замыкания фазы на землю. Расстройка дугогасящего реактора позволяет избежать точки резонанса, снизить напряжение смещения нейтрали и выровнять показания вольтметров.

При отсутствии замыкания на землю допускается смещение нейтрали не более $0,15U_{\phi}$.

Ток дугогасящих реакторов регулируется ручным переключением ответвлений с отключением реактора от сети, изменением зазора в магнитной системе при помощи электродвигательного привода без отключения реактора от сети, изменением индуктивности реактора или подмагничиванием постоянным током без отключения реактора от сети.

Автоматизированная компенсированная сеть должна иметь:

дугогасящие реакторы с ручным переключением ответвлений;

подстроечные дугогасящие реакторы с плавным изменением тока компенсации без отключения реактора от сети;

дугогасящие реакторы с автоматическими регуляторами тока компенсации, включающиеся сразу после возникновения замыкания на землю и обеспечивающие резонансную настройку для погашения дуги в месте замыкания.

Перестройка дугогасящих реакторов производится по распоряжению диспетчера, который руководствуется таблицей настройки, составленной для конкретного участка сети на основании результатов измерений токов замыкания на землю, емкостных токов, токов компенсации и напряжений смещения нейтрали.

Дугогасящие реакторы устанавливаются на питающих сеть ПС и подключаются к нейтрали трансформатора через разъединители.

При соединении трансформатора по схеме «звезда — треугольник» реакторы подключают к нейтрали вспомогательных трансформаторов, в качестве которых используются трансформаторы собственных нужд.

Для перевода реактора с одного трансформатора на другой его сначала отключают разъединителем от нейтрали одного трансформатора, а затем подключают разъединителем к нейтрали другого.

О возникновении замыкания на землю персонал узнает по работе сигнальных устройств, а фаза, замкнувшая на землю, устанавливается по показаниям вольтметров контроля изоляции.

В сигнальном устройстве реле контроля изоляции подключается к выводам дополнительной вторичной обмотки ТН, соединенной по схеме разомкнутого треугольника. При нарушении изоляции фазы на землю на зажимах этой обмотки появляется напряжение нулевой последовательности $3U_0$, реле КV (рис. 11.1) срабатывает и подает сигнал.

В сетях с компенсацией емкостных токов схемы сигнализации и контроля работы дугогасящих реакторов подключаются к ТТ реактора или к его сигнальной обмотке. К этой же обмотке подключаются без предохранителей также лампы контроля отсутствия замыкания на землю.

По полученным сигналам на ПС нельзя сразу определить электрическую цепь, на которой произошло замыкание на землю, поскольку отходящие линии электрически связаны между собой на шинах. Для определения цепи, на которой произошло замыкание на землю, применяют избирательную сигнализацию поврежденных участков, основанную на использовании токов переходного процесса замыкания или токов высших гармоник, источником которых являются нелинейные цепи.

Широкое распространение на ПС, питающих кабельную сеть, получили устройства с разделительными фильтрами типов РФ и УСЗ, которые реагируют на высшие гармоники, содержащиеся в токе $3I_0$. Их уровень пропорционален емкостному току сети и в поврежденной линии выше, чем в токах нулевой последовательности неповрежденных линий. Данный фактор и является признаком повреждения на той или иной линии.

Стационарные устройства устанавливаются на щитах управления или в коридорах РУ и

при помощи переключателей, кнопок или шаговых искателей при появлении в цепи замыкания на землю поочередно подключаются персоналом к ТТ нулевой последовательности, установленным на каждой КЛ.

Поврежденным считается присоединение, на котором при измерении стрелка прибора отклонится на большее число делений, чем при измерениях на других присоединениях.

Если устройства избирательной сигнализации на ПС отсутствуют или не дают желаемых результатов, отыскание поврежденного присоединения производится путем перевода отдельных присоединений с одной системы шин на другую, работающую без замыкания на землю, или путем деления электрической сети в заранее предусмотренных местах. Для отыскания повреждений также пользуются поочередным кратковременным отключением линий с включением их от АПВ или вручную.

Следует знать, что продолжительность непрерывной работы реакторов под током нормирована: от 2 до 8 ч. Поэтому если отыскание замыкания на землю затягивается, то персонал обязан контролировать температуру верхних слоев масла в баке реактора. Максимальное повышение температуры верхних слоев масла допускается до 100 °С.

11.3. Предупреждение отказов выключателей

В эксплуатации имеют место случаи, когда масляные выключатели долгое время остаются в работе с невыявленными дефектами приводов и цепей управления, неисправностями передаточных механизмов, а воздушные выключатели — с неисправностями клапанных систем, электромагнитов управления и их цепей. В результате происходят их отказы в работе.

Такие явления вызывают необходимость профилактики и регулярного опробования работы выключателей в межремонтный период и выключателей, находящихся в резерве, путем их однократного дистанционного отключения и включения.

Если из-за механической неисправности отключение выключателя в РУ окажется неуспешным, то следует создать схему для разрыва тока в цепи с дефектным выключателем с помощью ШСВ или обходного выключателя.

Такие же схемы должны применяться при неполнофазном отключении выключателя, а также в том случае, когда отключение выключателя становится невозможным (например, при пониженном уровне масла в баке масляного выключателя, при повреждении камер воздушного выключателя и т. д.).

В связи с этим персоналу необходимо знать порядок вывода дефектных выключателей при различных схемах соединения на ПС.

Например, в схемах с двумя системами шин для отключения электрической цепи с помощью ШСВ необходимо снять предохранители в цепи управления выключателя, отключение которого невозможно произвести, включить ШСВ, если он был отключен, перевести все присоединения на одну рабочую систему шин, оставив на другой электрическую цепь с дефектным выключателем, подать на привод ШСВ напряжение оперативного тока и отключить его, отключая тем самым выводимую из работы цепь.

В схемах с одной или двумя рабочими и обходной системами шин для отключения электрической цепи с помощью обходного выключателя необходимо снять предохранители в цепи управления выключателя, отключение которого невозможно произвести, проверить отключенное положение обходного выключателя и включить его разъединители на обходную систему шин; проверить, включены ли шинные разъединители обходного выключателя на систему шин, на которую работает дефектный выключатель. Затем цепь, выключатель которой выведен из схемы, может быть отключена обходным выключателем или оставлена в работе через обходной выключатель.

Для вывода из работы дефектного выключателя на ПС, выполненных по схемам кольцевого типа, необходимо, чтобы кольцо было замкнуто всеми выключателями.

Вывод из схемы выключателей, находящихся во включенном положении, производится

отключением разъединителей. При этом необходимо предварительно вывести из действия оперативную блокировку между выключателем и разъединителями.

11.4. Операции с шинными разъединителями

При выполнении переключений на ПС чрезвычайно ответственными являются операции с шинными разъединителями. Особенно опасны поломки изоляторов шинных разъединителей, которые приводят к КЗ с обесточиванием сборных шин.

Поэтому необходим тщательный контроль за состоянием изоляторов шинных разъединителей, своевременное выявление и замена дефектной изоляции. Наряду с этим важную роль играет сокращение числа операций с разъединителями, прежде всего за счет исключения операций с разъединителями, имеющими дефекты.

Для сокращения числа переключений на ПС и исключения их повтора необходимо заранее спланировать выполнение наибольшего объема ремонтных и профилактических работ, которые могут быть выполнены за одно отключение.

Целесообразно совмещать все виды ремонтных работ на ПС, ЛЭП, в цепях вторичной коммутации.

Операции с шинными разъединителями в основном производятся при включении под напряжение или для фазировки нового и отремонтированного оборудования. При этом обычно освобождается одна система сборных шин путем перевода электрических цепей при помощи шинных разъединителей. Обычно для такого рода работ достаточно отключения системы шин выключателями и снятие с приводов выключателей оперативного тока, если это допустимо по режиму работы ПС и электрической сети. При этом не обязательно отключение и шинных разъединителей ШСВ. Например, при фазировке отключенное положение ШСВ достаточно фиксировать снятием с привода напряжения оперативного тока.

Переключения электрических цепей с одной системы шин на другую целесообразно производить с предварительным отключением выключателей, если это допустимо по режиму работы. После отключения выключателей отключают шинные разъединители электрической цепи с одной системы шин и включают на другую. В этом случае при неисправности шинного разъединителя и возникновении КЗ пропадет напряжение лишь на одной системе шин, а другая останется в работе.

11.5. Недопустимость феррорезонансных явлений

Феррорезонансные явления — это перенапряжения и сверхтоки в обмотках измерительных ТН, возникающие в результате насыщения стали и резонанса в схеме, содержащей емкость электрооборудования сети и индуктивность намагничивания ТН.

Феррорезонансные процессы могут возникнуть в цепях, содержащих последовательно включенные емкость и индуктивность со сталью. То есть в последовательной феррорезонансной цепи может возникнуть резкое изменение тока при небольшом изменении напряжения на ее входе, а также при изменении значения емкости или параметров катушки со стальным сердечником.

На ПС напряжением 220 кВ и выше при оперативных переключениях могут образовываться различные последовательные или последовательно-параллельные схемы соединения индуктивности ТН и активного сопротивления его обмоток с емкостью шин и конденсаторов, шунтирующих контактные разрывы воздушных выключателей.

В зависимости от соотношений между реактивными элементами в контуре могут возникнуть опасные феррорезонансные явления; при этом на шинах могут появиться повышенные напряжения, а по обмотке ВН ТН, например, серии НКФ будут проходить недопустимые по значению токи, что приведет к повреждениям ТН и аварийным ситуациям.

Феррорезонансные процессы имеют место и при автоматических отключениях, например, при действии УРОВ.

На ПС 220 кВ и выше оперативные переключения необходимо производить в такой последовательности, при которой не создавались бы опасные с точки зрения феррорезонансных явлений схемы.

Например, на ПС, где ТН имеют разъединители, при выводе в ремонт шин с ТН серии НКФ его разъединители следует отключать перед отключением выключателя последнего присоединения, питающего эти шины. При вводе в работу системы шин разъединители ТН следует включать лишь после включения этой системы шин.

При отключении выключателей от системы шин с ТН серии НКФ действием УРОВ следует предусматривать АПВ любой отключенной со всех сторон электрической цепи, для того чтобы расстроить возможный феррорезонансный контур.

Для исключения феррорезонансных явлений в ОРУ применяются:

для сетей напряжением 6, 10 и 35 кВ — антирезонансные ТН соответствующих классов;

для сетей 110–500 кВ — антирезонансные или емкостные ТН соответствующих классов при многоразрывных или одноразрывных выключателях или одноразрывные выключатели при электромагнитных ТН.

На практике имеет место запрет на отключение выключателя одного из силовых трансформаторов при срабатывании дифференциальной защиты шин. Ее действием при КЗ на шинах ВН отключаются выключатели трансформатора лишь со стороны СН и НН.

Согласно местной инструкции по производству переключений, если ТН серии НКФ не имеет разъединителей, то ввод в работу системы шин, а также вывод ее из работы с присоединенным ТН серии НКФ должен производиться шинными или узловыми разъединителями при включенном выключателе одной из электрических цепей, который первым включается или последним отключается. При этом каждый раз необходимо деблокировать блокировку между выключателем и разъединителями. Порядок деблокирования и ввода блокировки в работу указывается в бланке переключений.

11.6. Причины возникновения аварийных ситуаций в электрических сетях и действия персонала по их предупреждению и устранению

Практика эксплуатации электрических сетей показала, что к основным причинам повреждений оборудования, как правило, относятся:

некачественные монтаж и ремонт оборудования;

неудовлетворительная эксплуатация оборудования;

дефекты конструкций и технологии изготовления оборудования (заводские дефекты);

естественное старение и форсированный износ изоляции (например, длительное превышение температуры обмоток трансформатора сверх допустимой на 6 °С сокращает срок ее службы в два раза);

грозовые и коммутационные перенапряжения, при которых повреждается изоляция трансформаторов, выключателей, разъединителей и другого оборудования;

однофазные замыкания на землю в сетях 6–35 кВ, сопровождающиеся горением заземляющих дуг из-за недостаточной компенсации емкостных токов.

Основными причинами отказов устройств РЗА и аппаратуры вторичной коммутации являются:

неисправности электрических и механических частей реле, нарушение контактных соединений, обрывы жил контрольных кабелей, цепей управления и т. д.;

неправильный выбор уставок и характеристик реле;

ошибки монтажа и дефекты в схемах РЗА;

ошибочные действия персонала при обслуживании устройств РЗА.

Ликвидация аварий оперативным персоналом заключается в следующем:

в выполнении переключений с целью отделения поврежденного оборудования и предупреждения развития аварии;

в устранении опасности для персонала;
в локализации и ликвидации очагов возгорания;
в восстановлении в короткий срок электроснабжения потребителей.

Основными источниками информации для оперативных действий персонала являются устройства автоматической сигнализации, которые делятся на следующие группы:

по назначению :

сигнализация положения;
предупредительная сигнализация;
аварийная сигнализация;

по объему и характеру передаваемой информации :

индивидуальная сигнализация;
участковая сигнализация; центральная сигнализация.

Сигнализация положения дает информацию о положениях коммутационной и регулирующей аппаратуры.

Предупредительная сигнализация извещает об отклонениях от заданного режима работы оборудования и появлении неисправностей.

Аварийная сигнализация извещает об автоматических отключениях оборудования звуковыми и световыми сигналами.

Индивидуальная сигнализация указывает тот элемент схемы, который автоматически отключился при аварии, а также те устройства защиты, действием которых произошло отключение.

Участковая сигнализация указывает участок главной схемы, где произошло аварийное отключение оборудования.

Центральная сигнализация представляет собой совокупность сигнальных ламп, реле, световых табло, кнопок, с помощью которых включаются и отключаются звуковые сигналы, световые табло и т. д.

Действия оперативного персонала в аварийной ситуации заключаются в следующем:

в сборе и систематизации поступившей информации;
в анализе собранной информации;
в составлении плана действий и принятию оперативного решения на основании поступившей информации;
в реализации плана действий и его корректировке в зависимости от накопления новой информации и хода процесса ликвидации аварии.

При аварийной ситуации персонал должен:

прекратить воздействие звукового сигнала и записать время начала аварии;
по участковой сигнализации, показаниям приборов или положению выключателей установить место аварии участка электросети;
осмотреть световые табло на панелях щита управления;
привести в положение соответствия ключи управления коммутационных аппаратов, сигнальные лампы которых указывают на несоответствие положений аппарата и его ключа управления;

сообщить диспетчеру, в оперативном управлении (или ведении) которого находится оборудование, о возникновении аварийной ситуации на ПС, получить разрешение и осмотреть реле на панелях РЗиА;

пометить сработавшие указательные реле, записать их наименования, после чего поднять флажки указательных реле.

После получения полной информации о причинах и характере аварии персонал обязан проанализировать сложившуюся аварийную ситуацию, отобрать нужную информацию и дать оценку ее значимости. При этом необходимо учесть возможность ложных отключений неповрежденного оборудования, отказов в отключении повредившегося оборудования и отказов в работе автоматических устройств. В результате следует сконцентрировать

внимание на главных, решающих признаках сложившейся ситуации, что поможет найти нужное решение и практически его осуществить.

Одним из важнейших навыков персонала является составление плана действий по обеспечению безопасности персонала, сохранности оборудования и быстрому восстановлению электроснабжения потребителей, который не должен противоречить требованиям энергосистемы.

11.7. Действия персонала при аварийном отключении ВЛ и КЛ

Автоматическое отключение тупиковых линий в случае отсутствия источника резервного питания, как правило, приводит к прекращению электроснабжения потребителей.

В этом случае персонал обязан в кратчайший срок включить отключившуюся линию и свести к минимуму ущерб потребителей. При включении на неустранившееся КЗ персонал должен отключить выключатель линии, не дожидаясь действия защиты.

Указанные требования к персоналу относятся и к транзитным линиям, переведенным до возникновения аварии на работу в режиме тупикового питания.

Подача напряжения по линиям тупикового питания осуществляется персоналом ПС самостоятельно с последующим сообщением диспетчеру.

Следует иметь в виду, что без выяснения причин автоматического отключения КЛ включать их под напряжение не разрешается, чтобы не усугубить степень повреждения кабелей в местах КЗ.

Автоматическое отключение транзитных линий не приводит к прекращению электроснабжения потребителей. Однако отключение на узловой или проходной ПС одной из транзитных линий вызовет перегрузку других включенных линий, что может повлечь необходимость ограничения мощности потребителей или выдачи мощности электростанциями, а также понижение напряжения в узловых точках энергосистемы.

Чтобы избежать этого, отключившаяся транзитная линия в кратчайший срок опробуется напряжением и включается под нагрузку.

Эти действия выполняются по распоряжению диспетчера, так как при этом необходимы координация действий персонала смежных электроустановок и знание сложившейся обстановки по участку электрической сети или по энергосистеме в целом.

Если при опробовании линии напряжением обнаружится КЗ, ее состояние проверяется локационным искателем для установления причины КЗ. При обнаружении повреждения линию выводят в ремонт. Если повреждение не обнаружено, она вторично опробуется напряжением и включается под нагрузку.

В транзит линия, как правило, включается по распоряжению диспетчера после проверки синхронной работы соединяемых участков энергосистемы.

11.8. Действия персонала при аварийном отключении трансформаторов

Отключение защитой одного трансформатора при их отдельной работе на стороне НН и при отсутствии или отказе АВР приводит к прекращению электроснабжения соответствующей группы потребителей.

В такой аварийной ситуации задачей персонала является быстрое восстановление питания потребителей, а также обеспечение сохранности трансформатора.

Рассмотрим процесс отключения трансформатора максимальной токовой защитой.

При срабатывании защиты, как правило, исчезает напряжение на шинах НН и предположим, что действием АПВ или АВР оно на шины не подается. Таким образом, трансформатор остался включенным под напряжение со стороны ВН, что указывает на отсутствие в нем повреждений.

Такая информация достаточна, чтобы попытаться подать напряжение на шины НН вручную от отключившегося трансформатора или от трансформатора, находящегося в

резерве, от АВР или вручную, если АВР было отключено или повреждено.

В таком случае подача напряжения осуществляется персоналом самостоятельно при включенном положении выключателей всех электрических цепей, которые питались от шин и в момент исчезновения на них напряжения защитой не отключались.

При неуспешном включении выключателя действием автоматических устройств повторная подача напряжения на шины, оставшиеся без напряжения, без осмотра оборудования не производится, так как может возникнуть ситуация, когда повторная подача напряжения на шины КРУ без их осмотра может сопровождаться развитием аварии с повреждением дугой ячеек. Поэтому подачу напряжения следует производить лишь после осмотра оборудования, обнаружения и отделения места повреждения.

На внутренние повреждения в трансформаторе реагируют практически все его защиты, в том числе токовая отсечка, дифференциальная и газовая защиты. При повреждениях внутри трансформатора следует осмотреть все оборудование присоединения трансформатора, отобрать пробу масла из газового реле, выявить и устранить повреждение, а также причину возникновения аварии.

Аварийное отключение трансформатора может произойти и от действия лишь одной из перечисленных выше защит от внутреннего повреждения. И в этом случае перед включением трансформатора необходим его осмотр, выявление неисправностей и причин их возникновения.

11.9. Действия персонала при аварийном отключении сборных шин

Сборные шины ПС могут отключиться:

при КЗ на линиях, на оборудовании шин, на участках соединительных проводов от шин до выключателей, на выключателях;

КЗ на любом присоединении, отходящем от шин, и отказе в работе его выключателя или защиты;

отказе или неправильной работе защиты шин или УРОВ при отказе выключателей; аварии в энергосистеме.

При КЗ на шинах и отключении выключателей этой системы шин нарушается электроснабжение потребителей. Для ликвидации такой аварии необходимо подать напряжение на шины действием АПВ шин. При отсутствии АПВ шин или отказе его в работе напряжение на шины подается вручную включением выключателя любого присоединения, что может быть выполнено персоналом без предварительного осмотра шин и получения распоряжения диспетчера. Тем не менее перед подачей напряжения необходимо проверить отсутствие в РУ персонала.

При неуспешной подаче напряжения на шины персонал должен сообщить о выполненных им операциях диспетчеру и далее действовать по его указанию.

При восстановлении схемы ПС включение под нагрузку отключившихся или отключенных вручную транзитных связей выполняется только по распоряжению диспетчера, если на ПС отсутствует возможность проверки синхронности напряжения или персоналу не дано право самостоятельного включения этих связей.

Если при осмотре будет обнаружено повреждение, при котором шины не могут быть быстро введены в работу, то для ускорения подачи напряжения потребителям целесообразно проверить отключенное положение или отключить выключатели тупиковых линий и трансформаторов, от которых питалась нагрузка, отключить шинные разъединители этих присоединений от поврежденной системы шин и включить шинные разъединители на оставшуюся в работе систему шин, после чего включить эти присоединения. Затем по распоряжению диспетчера переключиться на рабочую систему шин транзитных линий и трансформаторов, связывающих сети различных напряжений.

При КЗ на присоединении, отходящем от шин, и отказе его выключателя действием УРОВ отключаются ШСВ и выключатели всех присоединений, продолжающих питать КЗ.

Если при этом прекратится электроснабжение потребителей, то необходимо немедленно выявить и устранить неисправность. В этой ситуации персоналом должна быть предпринята попытка отключить выключатель со щита управления или с места установки. При неуспешной попытке необходимо проверить, отключены ли выключатели других соединений, а затем деблокировать и отключить шинные разъединители присоединения, выключатель которого отказал в работе. Электроснабжение потребителей восстанавливается по схеме тупикового питания.

При КЗ на шинах и отказе дифференциальной защиты шин будут отключаться выключатели, установленные на противоположных концах электрических цепей; при этом на линиях включатся резервные (дистанционные) защиты, а на трансформаторах — резервные максимальные токовые защиты.

Если будет установлен отказ выключателя какого-либо присоединения, то необходимо отключить отказавший выключатель и доложить диспетчеру.

При аварии в энергосистеме может исчезнуть напряжение на ряде ПС. При этом на ПС может даже не отключиться ни один выключатель и не сработать ни один указатель выходных реле защит. В этом случае необходимо сообщить диспетчеру и ожидать появления напряжения от энергосистемы.

11.10. Определение мест повреждений на ЛЭП

Характерными повреждениями на ЛЭП являются обрывы проводов, замыкания между ними, замыкания на землю.

Для определения мест таких повреждений используются специальные приборы и методы, основанные на измерении времени распространения электрических импульсов по проводам линии и на измерении параметров аварийного режима.

В первом методе применяются ручные искатели типов ИКЛ-5, Р5-1А и др. Искатель подключают с помощью изолирующих штанг поочередно к проводам отключенной и заземленной линии. Затем со стороны ПС производится проверка: с линии снимают напряжение и посылают в нее электрические импульсы. В месте повреждения импульс отражается от неоднородности волнового сопротивления и возвращается в начало линии. Расстояние до места повреждения L подсчитывается по следующей формуле:

$$L = 0,5 t \cdot v; \quad (11.2)$$

где t — время между моментом посылки импульса и моментом его возвращения;
 v — скорость распространения импульса.

Отраженные сигналы наблюдают на экране электронно-лучевой трубки, где по числу масштабных меток определяют расстояние до места повреждения.

Поскольку волновые характеристики ВЛ зависят от рельефа местности, транспозиции проводов и других факторов, во избежание ошибок рекомендуется иметь предварительно снятые характеристики исправных линий, с которыми сравниваются полученные характеристики аварийного состояния.

Такой метод имеет недостатки, мешающие точному определению мест повреждения, в том числе:

- дефекты воздушных проводок на ОРУ;
- повреждения защитных фильтров, которые не были выявлены из-за нарушения сроков профилактики;
- отсутствие характеристик нормального состояния линий;
- необученность персонала работе с импульсными измерителями.

Недостатком таких ручных локационных искателей является также их непригодность для определения мест с неустойчивым повреждением на линии.

Указанный недостаток отсутствует при использовании автоматических локационных искателей типов Р5-7, УИЗ-1, УИЗ-2 и др.

В нормальном режиме локационные искатели находятся в режиме ожидания. В момент

повреждения на одной из линий соответствующее реле защиты выбирает повредившуюся линию и автоматически подключает к ней локационный искатель. Результаты записываются на запоминающем устройстве.

Во втором методе места повреждения определяют по параметрам аварийного режима фиксирующими приборами (индикаторами серий ФИП, ФПТ, ФПН, ЛИФП, ФИС), установленными для линий напряжением 110 кВ и выше с двух сторон, а для линий 6-35 кВ — с одной стороны.

После снятия показаний с фиксирующих индикаторов их необходимо возвращать в исходное состояние готовности.

В сетях 6-10 кВ однофазные замыкания на землю являются самыми распространенными и составляют до 80 % всех повреждений.

Для отыскания ВЛ, имеющей замыкание фазы на землю, без ее отключения применяются приборы «Поиск-1», «Волна», «Зонд». Эти устройства основаны на измерении составляющих магнитной индукции от высших гармоник, которые содержатся в токе замыкания на землю. Их уровень в поврежденной линии намного выше, чем в исправных линиях, что и служит признаком повреждения.

Для отыскания поврежденной ВЛ измерения прибором производят под каждой отходящей от ПС линией, размещая антенну прибора на расстоянии 5-10 м от оси трассы линии. Поврежденной считается линия, на которой стрелка прибора отклонится на большее число делений.

Персонал должен проходить специальное обучение методам ликвидации аварий (индивидуальное или групповое под руководством диспетчера). При обучении используются тренажеры для овладения правилами выполнения оперативных переключений и методами ликвидации аварий. Обучение проходит по специальным программам, разработанным с учетом практической организации оперативной работы.

В процессе обучения в качестве основной его формы по специально составленным программам проводятся противоаварийные тренировки и приемы предупреждения, локализации и ликвидации аварий. Тренировки, как правило, проводятся на рабочих местах и заканчиваются техническими разборами, которые проводят их руководители в присутствии всех участников.

Глава 12. Оперативная документация на ПС

К основной оперативной документации на ПС относятся: оперативный журнал, оперативная схема, схема-макет и бланки переключений.

12.1. Оперативный журнал

Оперативный журнал предназначен для записи в хронологическом порядке результатов деятельности оперативного персонала при обслуживании им ПС.

В оперативном журнале оформляется приемка и сдача смен, кратко заносятся сведения об отклонениях от нормальной схемы ПС и нормального режима работы ее оборудования, распоряжения и переговоры о переключениях, сообщения о выполнении переключений, замечания о техническом состоянии оборудования, ведется учет наложения и снятия защитных заземлений, а также учет переносных заземлений, находящихся в местах хранения.

В журнале фиксируется время автоматического отключения оборудования и данные о срабатывании устройств РЗА, а также другие сведения, необходимые для персонала, принимающего смену.

Журнал должен быть пронумерован, прошнурован и скреплен печатью. На последней странице журнала делается запись о количестве прошнурованных листов и ставится подпись.

На лицевой стороне обложки журнала указывается название — «Оперативный журнал» и даты начала и окончания ведения журнала.

Журнал должен постоянно находиться на рабочем месте оперативного (оперативно-ремонтного) персонала. Заполненные журналы хранятся в течение 3 лет со дня последней записи.

Ответственность за правильность и достоверность записей несет персонал, сделавший запись в оперативном журнале.

Форма оперативного журнала должна отвечать требованию рационального ведения записей с учетом звукозаписи переговоров, включение которой должно производиться автоматически — снятием телефонной трубки.

В процессе ликвидации аварии время основных событий следует записывать на отдельном листке бумаги с последующей записью в оперативном журнале после устранения аварии.

При записях в оперативном журнале желательны сокращения текста за счет принятых в отрасли сокращений должностей персонала, наименований оборудования и названий оперативных действий, например:

ДД — дежурный диспетчер энергосистемы;

Д ПС — дежурный подстанции (с указанием номера ПС);

Вкл. — включить (включен), Откл. — отключить (отключен);

ШР — шинный разъединитель, ЛР — линейный разъединитель и т. д.

Записи ведутся в хронологическом порядке только чернилами или пастой синего, фиолетового или черного цвета; они должны быть четкими, ясными, без помарок и подчисток.

12.2. Оперативная схема и схема-макет электрических соединений электростанций и подстанций

Основные требования к оперативным схемам и схемам-макетам изложены в указанной выше в п. 10.1 «Инструкции по переключениям в электроустановках».

На заготовленных оперативных схемах электрических соединений электростанций и ПС все коммутационные аппараты и стационарные заземляющие устройства изображаются в положении (включенном или отключенном), соответствующем схеме нормального режима, утвержденной главным инженером станции или предприятия электрических сетей.

Оборудование новых присоединений, на которое напряжение может быть подано включением коммутационных аппаратов, считается действующим и наносится на оперативную схему.

На оперативных схемах и схемах-макетах отражаются все изменения положений коммутационных аппаратов, устройств РЗиА, места наложения переносных заземлений и включения заземляющих ножей.

При сдаче дежурства персонал передает по смене оперативную схему (схему-макет) электроустановки с обозначением на ней действительных положений коммутационных аппаратов, отключенных устройств РЗиА, а также заземляющих устройств.

Действительные положения коммутационных аппаратов, отключенных устройств РЗиА и заземляющих устройств обозначаются нанесением на оперативную схему условных знаков непосредственно на графическое обозначение аппарата или рядом с графическим обозначением соответствующего аппарата (устройства), если положение аппарата (устройства) было изменено.

Знаки наносятся карандашом, чернилами или пастой красного цвета.

Знак «З!» — устройство релейной защиты отключено — наносится рядом с графическим обозначением защищаемого оборудования (генератор, трансформатор, линия, сборные шины).

Знак «А!» — устройство автоматики отключено — наносится рядом с графическим

обозначением выключателя, на который воздействует автоматическое устройство.

При снятии с оборудования переносного заземления, а также при включении в работу отключенного ранее устройства релейной защиты или автоматики соответствующие знаки на оперативной схеме перечеркиваются карандашом, ручкой (чернилами или пастой) темного цвета.

Не допускается исправление ошибочно нанесенных знаков. Ошибочные знаки обводятся кружком синего цвета, а рядом наносятся правильные знаки.

Срок действия оперативной схемы не ограничивается; новая оперативная схема составляется по мере необходимости.

Оперативная схема имеет порядковый номер. При сдаче дежурства оперативная схема подписывается сдающим и принимающим дежурство с указанием даты и времени.

При пользовании схемами-макетами ведение оперативных схем необязательно.

На схемах-макетах все изменения положений коммутационных аппаратов, устройств РЗА, заземляющих устройств отражаются с помощью символов коммутационных аппаратов и навесных условных знаков. Порядок ведения схемы-макета электроустановки указывается в инструкции энергопредприятия.

Допускается ведение оперативной схемы на компьютере. Порядок ведения оперативной схемы на компьютере также устанавливается в инструкции энергопредприятия.

12.3. Бланки переключений

Бланк переключений (обычный) — это оперативный документ, в котором приводится строгая последовательность операций с коммутационными аппаратами, заземляющими разъединителями (ножами), цепями оперативного тока, устройствами релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики, операций по проверке отсутствия напряжения, наложению и снятию переносных заземлений, вывешиванию и снятию плакатов, а также необходимых (по условиям безопасности персонала и сохранности оборудования) проверочных операций.

Типовой бланк переключений — это оперативный документ, в котором указывается строгая последовательность операций при выполнении повторяющихся сложных переключений в электроустановках разных уровней управления или разных энергообъектов.

В бланках переключений устанавливаются порядок и последовательность операций при проведении переключений в схемах электрических соединений электроустановок и цепях РЗА.

По бланкам переключений выполняются сложные переключения, а также все переключения (кроме одиночных) на электроустановках, не оборудованных блокировочными устройствами или имеющих неисправные блокировочные устройства.

Наряду с обычными бланками переключений для повторяющихся сложных переключений разрабатываются и используются **типовые программы** и **типовые бланки** переключений.

К **сложным** относятся переключения, требующие строгой последовательности операций с коммутационными аппаратами, заземляющими разъединителями и устройствами релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики. При выполнении указанной в программах и бланках переключений последовательности операций обеспечивается безопасность оперативного и ремонтного персонала и предотвращается возникновение или развитие нарушений в работе электроустановки.

При производстве сложных переключений замена бланков или программ переключений какими-либо другими оперативными документами не допускается.

Для каждой электростанции, ПС и электроустановки распределительных электросетей разрабатываются перечни видов переключений, выполняемых по обычным бланкам переключений, по типовым бланкам и программам переключений, а также перечень видов переключений, выполнение которых допускается без бланков переключений. В каждом

перечне указывается число лиц оперативного персонала, участвующих в тех или иных переключениях.

Перечни сложных переключений, утверждаемые техническими руководителями соответствующих энергообъектов, хранятся на диспетчерских пунктах, центральных (главных) щитах управления электрических станций и ПС.

Перечни сложных переключений пересматриваются при изменении схемы, состава оборудования, устройств РЗА.

Обычный бланк переключений составляется оперативным или оперативно-ремонтным персоналом, который будет производить переключения, после записи распоряжения в оперативном журнале.

Допускается составление бланка переключений указанным персоналом заблаговременно в течение смены.

Типовые бланки переключений заранее разрабатываются персоналом энергопредприятий применительно к сложным переключениям в главной схеме электрических соединений электроустановки, в цепях собственных нужд, устройствах РЗА с учетом того, что переключения, содержащие операции с аппаратурой вторичной коммутации в цепях противоаварийной системной автоматики, относятся к числу сложных.

Типовые бланки переключений подписываются на электростанциях начальниками электрических цехов и их заместителями по РЗА; на предприятиях электрических сетей — начальниками диспетчерских служб и начальниками местных служб РЗА.

Типовые бланки переключений на ПС согласовываются с начальниками соответствующей диспетчерской службы, в оперативном управлении которой находится оборудование, и утверждаются главным инженером предприятия.

Программы переключений (типовые программы) применяются оперативными руководителями при производстве переключений в электроустановках разных уровней управления и разных энергообъектов.

Программа переключений утверждается руководителем диспетчерского управления, в оперативном подчинении которого находится все переключаемое оборудование.

Степень детализации программ принимается соответствующей уровню диспетчерского управления.

Лицам, непосредственно выполняющим переключения, разрешается применять программы переключений соответствующего диспетчера, дополненные бланками переключений.

Типовые программы и бланки переключений своевременно корректируются при изменениях в главной схеме электрических соединений электроустановок, связанных с вводом нового оборудования, заменой или частичным демонтажом устаревшего оборудования, реконструкцией РУ, а также при включении новых устройств РЗА или изменениях в электроустановках.

При планируемых изменениях схемы и режимов работы энергосистемы и изменениях в устройствах РЗА производственными службами энергосистем, в управлении которых находятся оборудование и устройства РЗА, заранее вносятся необходимые изменения и дополнения в типовые программы и бланки переключений на соответствующих уровнях оперативного управления.

Бланки переключений (типовые бланки) используются оперативно-диспетчерским персоналом, непосредственно выполняющим переключения.

В бланках переключений устанавливаются порядок и последовательность операций при проведении переключений в схемах электрических соединений электроустановок и цепях РЗА.

В бланке переключений (обычном и типовом) записываются все операции с коммутационными аппаратами и цепями оперативного тока, операции с устройствами РЗА (а также с цепями питания этих устройств), операции по включению и отключению заземляющих ножей, наложению и снятию переносных заземлений, операции по фазировке

оборудования, результаты осмотра опорно-стержневых изоляторов (наличие трещин и сколов) перед производством операций с разъединителями, операции с устройствами телемеханики и другие в определенной последовательности их выполнения.

В бланках переключений указываются наиболее важные проверочные действия персонала:

проверка отсутствия напряжения перед наложением заземлений (включением заземляющих ножей) на токоведущие части;

проверка на месте включенного положения ШСВ до начала выполнения операций по переводу присоединений с одной системы шин на другую;

проверка на месте отключенного положения выключателя, если следующей является операция с разъединителями;

проверка на месте или по устройствам сигнализации положения каждого коммутационного аппарата первичной цепи после выполнения операции аппаратом;

проверка по окончании переключений соответствия переключающих устройств в цепях РЗиА режимным картам.

Каждая операция (или действие) в бланке переключений записывается под порядковым номером.

Непосредственно перед выполнением переключений по обычному бланку переключений правильность записанных в нем операций проверяется по оперативной схеме (или схеме-макету), точно отражающей действительное положение коммутационных аппаратов электроустановки на момент проверки.

После проверки бланк переключений подписывается двумя лицами — выполняющим переключения и контролирующим их.

При выполнении переключений одним лицом из оперативного персонала правильность составления бланка переключений контролирует оперативный руководитель, отдавший распоряжение о переключении, и в бланк вносится его фамилия.

На электростанциях при участии в переключениях начальника смены электрического цеха (в качестве контролирующего лица) и дежурного электромонтера (в качестве выполняющего операции) на бланке переключений делается надпись «Переключения разрешаю» за подписью начальника смены электростанции.

При пользовании типовыми бланками переключений соблюдаются следующие условия:

решение о применении типового бланка переключений при выполнении конкретных операций принимается лицом, выполняющим переключения, и контролирующим лицом;

на типовом бланке переключений указывается, для каких присоединений, при выполнении какого задания и при какой схеме электроустановки он может быть применен;

перед началом выполнения переключений типовой бланк переключений проверяется по оперативной схеме или схеме-макету электроустановки контролирующим лицом. О проверке типового бланка переключений и правильности изложенной в нем последовательности операций и проверочных действий в оперативном журнале после записи распоряжения диспетчера о переключении делается запись о том, что соответствующий типовой бланк переключений проверен, соответствует схемам и переключения в указанной в нем последовательности могут быть выполнены. Допускается делать указанную запись в типовом бланке переключений за подписями лица, производящего операции, и лица, контролирующего данные переключения;

не допускается применять типовой бланк переключений в случае несоответствия схемы электроустановки или состояния устройств РЗиА той схеме, для которой был составлен типовой бланк. Не допускается внесение оперативным персоналом изменений и дополнений в типовой бланк переключений, если он соответствует схеме и заданию;

если в схеме первичных соединений или в цепях РЗиА электроустановки произошли изменения, исключающие возможность выполнения операций по отдельным пунктам типового бланка переключений, или обнаружены ошибки в нем, оперативный персонал

электростанции, ПС делает соответствующую запись в оперативном журнале и сообщает об этом лицам, подписавшим типовой бланк переключений, или лицам, заменяющим их по должности, а также оперативному руководителю. Применение типового бланка в этом случае не допускается; составляется обычный бланк переключений;

в случае, когда при пользовании типовым бланком переключений на проведение очередной операции на данной электроустановке требуется получить распоряжение диспетчера (например, распоряжение на включение заземляющих ножей на отключаемую ЛЭП), в типовом бланке переключений перед записью этой очередной операции делается отметка «Выполняется по распоряжению диспетчера».

При сложных переключениях в электроустановках с применением обычных и типовых бланков переключений допускается привлекать к выполнению отдельных операций в схемах РЗиА лиц из числа работников местных служб РЗиА, закрепленных за этими устройствами. Привлеченный к переключениям работник службы РЗиА проверяет правильность и очередность операций, записанных в бланке переключений, подписывает бланк переключений как участник переключений и выполняет очередные операции в цепях РЗиА по распоряжению лица, выполняющего переключения в схеме первичных соединений. При этом распоряжения и сообщения об их выполнении могут передаваться с использованием средств связи.

Бланки переключений (обычные и типовые) являются отчетными документами и находятся под строгим учетом.

Выдаваемые оперативному персоналу резервные экземпляры бланков оперативных переключений (как обычных, так и типовых) нумеруются. Номера всех выданных оперативному персоналу резервных бланков переключений фиксируются в оперативном журнале. При сдаче смены указываются номера последних использованных (заполненных) бланков. Хранятся использованные бланки переключений (в том числе и испорченные) по порядку их номеров.

Использованные уже бланки переключений хранятся не менее 10 дней.

Правильность заполнения, применения и ведения отчетности по бланкам переключений периодически контролируется руководством электроцеха на электростанциях, оперативным персоналом в электрических сетях.

Ниже приводится рекомендуемая форма бланка переключения.

Глава 13. Требования к персоналу энергопредприятий

13.1. Общие положения

При организации и проведении любых работ по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту энергооборудования приоритетное значение придается мерам по охране труда и безопасности.

Правила работы с персоналом электростанций, ПС и других энергопредприятий регламентируются действующими ПТЭ и «Межотраслевыми правилами по охране труда (правилами безопасности) при эксплуатации электроустановок», а также действующими «Правилами работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации», утвержденными приказом Минэнерго России от 19 февраля 2000 г. № 49.

Требования указанных Правил должны отражаться в инструкциях и положениях, а также в организационно-распорядительных документах, действующих в электроэнергетических организациях.

В табл. 13.1. приведены основные термины, относящиеся к персоналу энергетических предприятий, и их определения.

Таблица 13.1

Продолжение табл. 13.1

Окончание табл. 13.1

Ответственность за работу с персоналом несет руководитель организации или должностное лицо из числа руководящих работников организации, которому руководитель организации передает эту функцию и соответствующие права.

В случае передачи руководителем организации своих прав и функций по работе с персоналом должностному лицу из числа руководящих работников все решения в отношении персонала может принимать это должностное лицо.

Работа с персоналом является одним из основных направлений в деятельности организации и ее структурных подразделений.

В табл. 13.2 приведены обязательные формы работы с различными категориями работников.

Таблица 13.2

Окончание табл. 13.2

Работа с лицами, совмещающими профессии (должности), ведется в полном объеме по их основной и совмещаемой профессии (должности).

Руководитель организации в соответствии с законодательством не должен допускать к выполнению трудовых обязанностей работников, не прошедших обучение, инструктаж, стажировку, проверку знаний по охране труда, обязательные медицинские осмотры, а также в случае медицинских противопоказаний.

В соответствии с приказом Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от 16 августа 2004 г. № 83, персонал, занятый работами по обслуживанию и ремонту действующих электроустановок напряжением 42 В и выше переменного тока, 110 В и выше постоянного тока, а также по монтажу, наладке, испытаниям и измерениям в этих электроустановках, обязан проходить предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования).

13.2. Подготовка по новой должности

К подготовке по новой должности допускаются лица с профессиональным образованием, а по управлению энергоустановками — также и с соответствующим опытом работы.

Работники, не имеющие соответствующего профессионального образования или опыта работы, как вновь принятые, так и переводимые на новую должность, должны пройти обучение по действующей в отрасли форме обучения.

Программа подготовки оперативных руководителей должна предусматривать их стажировку, проверку знаний, дублирование, кратковременную самостоятельную работу на рабочих местах объектов, в том числе:

дежурного диспетчера предприятия электрических сетей — стажировку, проверку знаний и дублирование в должности дежурного базовой ПС, диспетчера района электрических сетей и в одной из ОВБ;

дежурного диспетчера района электрических сетей — стажировку, проверку знаний и дублирование в должности дежурного базовой ПС. Если в сетевом районе нет ПС с постоянным дежурным персоналом — стажировку, проверку знаний и дублирование в ОВБ;

начальника смены электрического цеха — самостоятельную работу на рабочих местах старшего электромонтера по обслуживанию электрооборудования электростанции и электромонтера главного щита управления и др.

Подготовка перечисленных выше оперативных работников проводится по индивидуальным программам.

13.3. Стажировка

Стажировка проводится под руководством ответственного обучающего лица и осуществляется по программам, разработанным для каждой должности и рабочего места, утвержденным в установленном порядке.

Руководитель организации или подразделения может освобождать от стажировки работника, имеющего стаж по специальности не менее трех лет, переходящего из одного цеха в другой, если характер его работы и тип оборудования, на котором он работал ранее, не меняются.

Допуск к стажировке оформляется распорядительным документом (приказом, указанием) руководителя организации или структурного подразделения. В документе указываются календарные сроки стажировки и фамилии лиц, ответственных за ее проведение.

Продолжительность стажировки устанавливается индивидуально в зависимости от уровня профессионального образования, опыта работы, профессии (должности) обучаемого.

В процессе стажировки работник должен:

усвоить ПТЭ, правила охраны труда и безопасности, правила пожарной безопасности и их практическое применение на рабочем месте;

изучить схемы, производственные инструкции и инструкции по охране труда, знание которых обязательно для работы в данной должности (профессии);

отработать четкое ориентирование на своем рабочем месте;

приобрести необходимые практические навыки в выполнении производственных операций;

изучить приемы и условия безаварийной, безопасной и экономичной эксплуатации обслуживаемого оборудования.

13.4. Проверка знаний норм и правил

К работам по эксплуатации, ремонту, реконструкции, наладке, испытанию оборудования, зданий и сооружений, входящих в состав энергетических установок, а также к контролю за их состоянием допускаются лица, прошедшие обучение и проверку знаний соответствующих отраслевых норм и правил, нормативных документов органов государственного надзора и других ведомств, правила и нормы которых распространяются на электроэнергетику.

Порядок обучения и проверки знаний персонала определяет руководитель организации с учетом требований действующих правил.

Проверке знаний подлежат:

руководящие работники организаций и руководители структурных подразделений, управленческий персонал и специалисты;

рабочие, если к профессиям и работам, на которых они заняты, предъявляются дополнительные (повышенные) требования безопасности;

преподаватели образовательных учреждений, ведущие подготовку персонала для обслуживания энергетических объектов;

собственники имущества или их уполномоченные на право хозяйственного ведения, связанные с организацией, руководством и проведением работ непосредственно на рабочих местах и производственных участках.

Проверка знаний работников подразделяется на первичную, периодическую (очередную) и внеочередную.

Первичная проверка знаний проводится у работников, впервые поступивших на работу,

связанную с обслуживанием энергоустановок, или при перерыве в проверке знаний более трех лет.

Очередная проверка знаний всех категорий работников проводится не реже, чем один раз в 3 года.

Проверка знаний оперативных руководителей, руководителей оперативно-ремонтного персонала, административно-технического персонала, непосредственно организующего работы в электроустановках или имеющего право ведения оперативных переговоров, а также специалистов, выполняющих наладочные работы, профилактические испытания, а также рабочих, указанных выше, проводится не реже одного раза в год.

Внеочередная проверка знаний проводится независимо от срока проведения предыдущей проверки:

- при введении в действие в организации новых или переработанных норм и правил;
- при установке нового оборудования, реконструкции или изменении главных электрических и технологических схем;
- при назначении или переводе на другую работу, если новые обязанности требуют дополнительных знаний норм и правил;
- при нарушении работниками требований нормативных актов по охране труда;
- по требованию органов государственного надзора, федеральной инспекции труда;
- по заключению комиссий, расследовавших несчастные случаи с людьми или нарушения в работе энергетического объекта;
- при перерыве в работе в данной должности более 6 месяцев.

Проверка знаний каждого работника должна проводиться индивидуально.

По результатам проверки знаний ПУЭ, ПТЭ, правил по охране труда, правил пожарной безопасности и других нормативно-технических документов работникам, обслуживающим электроустановки, а также руководящим работникам организации и руководителям структурных подразделений устанавливается группа по электробезопасности.

Результаты проверки знаний работника оформляются протоколом установленной формы, который регистрируется в специальном журнале, и заносятся в удостоверение работника.

Лицо, получившее неудовлетворительную оценку по результатам проверки знаний, обязано в срок не позднее одного месяца пройти повторную проверку знаний.

Допускается по инициативе руководства энергопредприятия проводить внеочередную проверку знаний по охране труда среди специалистов, непосредственно отвечающих за безопасность проведения работ.

13.5. Дублирование

Дублирование проходят оперативные руководители, оперативный и оперативно-ремонтный персонал после первичной проверки знаний, длительного перерыва в работе или в других случаях по усмотрению руководителя организации или структурного подразделения.

Допуск к дублированию оформляется распорядительным документом руководителя организации или структурного подразделения, в котором указываются срок дублирования и работник, ответственный за подготовку дублера.

За все действия дублера на рабочем месте отвечают в равной мере как основной работник, так и дублер.

Дублирование должно осуществляться по программам, утверждаемым руководителем организации.

В период дублирования после проверки знаний работник должен принять участие в контрольных противоаварийных и противопожарных тренировках с оценкой результатов и оформлением в соответствующих журналах.

Количество тренировок и их тематика определяются программой подготовки дублера.

Если во время дублирования работник не приобрел достаточных производственных навыков по противоаварийной тренировке, допускается продление его дублирования, но не более основной продолжительности, и дополнительное проведение контрольных противоаварийных тренировок.

Если в период дублирования будет установлена профессиональная непригодность работника к данной деятельности, он снимается с подготовки.

13.6. Допуск к самостоятельной работе

Право на самостоятельную работу получают вновь принятые работники или имевшие перерыв в работе более 6 месяцев после прохождения необходимых инструктажей по охране труда и безопасности, обучения (стажировки) и проверки знаний, дублирования в объеме требований действующих норм и правил.

Лица, допускаемые к работам, связанным с опасными, вредными и неблагоприятными производственными факторами, не должны иметь медицинских противопоказаний для выполнения этих работ.

Допуск к самостоятельной работе оформляется распорядительным документом руководителя организации или структурного подразделения.

Действие допуска к самостоятельной работе лиц, для которых проверка знаний обязательна, сохраняется до срока очередной проверки и может быть прервано решением руководителя организации, структурного подразделения или органов государственного надзора при нарушении этими лицами норм и правил, которые они должны соблюдать согласно служебным обязанностям.

Работники, обслуживающие оборудование и объекты, подконтрольные органам Ростехнадзора, допускаются к самостоятельной работе после обучения, аттестации и проверки знаний в соответствии с требованиями правил этих органов.

При перерыве в работе от 30 дней до 6 месяцев форму подготовки персонала для допуска к самостоятельной работе определяет руководитель организации или структурного подразделения с учетом уровня профессиональной подготовки работника, его опыта работы, служебных обязанностей и др. При этом в любых случаях должен быть проведен внеплановый инструктаж по охране труда.

Перед допуском персонал, имевший длительный перерыв в работе, независимо от проводимых форм подготовки должен быть ознакомлен:

- с изменениями в оборудовании, схемах и режимах работы энергоустановок;
- с изменениями в инструкциях;
- с вновь введенными в действие нормативно-техническими документами;
- с новыми приказами, техническими распоряжениями и другими материалами по данной должности.

При длительном простое оборудования либо изменении условий его работы порядок допуска персонала к его управлению определяет руководитель организации.

Персонал ремонтных, наладочных и других специализированных организаций проходит подготовку, проверку знаний норм и правил и получает право самостоятельной работы в своих организациях.

Организации, которые командируют персонал на энергетические объекты, несут ответственность за соответствие квалификации, знаний и выполнение этим персоналом требований ПТЭ, правил по охране труда и безопасности, производственных инструкций и других нормативных документов в установленном на этих объектах объеме.

13.7. Инструктажи по безопасности и охране труда

Инструктажи по безопасности и охране труда разделяют:
на вводный;

первичный на рабочем месте;
повторный;
внеплановый;
целевой.

Вводный инструктаж проводят со всеми вновь принимаемыми на работу независимо от их образования, стажа работы по данной профессии или должности, с временными работниками, командированными, учащимися и студентами, прибывшими на производственное обучение или практику.

Вводный инструктаж в организации проводит инженер по охране труда или работник, на которого приказом руководителя организации возложены эти обязанности.

Вводный инструктаж должен проводиться по программам, разработанным в организации с учетом требований системы стандартов безопасности труда (ССБТ), норм, правил и инструкций по охране труда, а также особенностей производства и утвержденным руководителем организации.

Система стандартов безопасности труда (ССБТ) — это комплекс взаимосвязанных стандартов, содержащих требования, нормы и правила, направленные на обеспечение безопасности, сохранения здоровья и работоспособности человека в процессе труда (ГОСТ 12.0.001-82).

О проведении вводного инструктажа должна быть сделана запись в журнале вводного инструктажа с обязательной подписью инструктируемого и инструктирующего, а также в документах о приеме на работу.

Первичный инструктаж на рабочем месте проводится со всеми вновь принятыми в организацию, переводимыми из одного структурного подразделения в другое, командированными, временными работниками, студентами и учащимися, прибывшими в организацию для производственного обучения или прохождения практики, а также с работниками, выполняющими новую для них работу, и со строителями, выполняющими строительно-монтажные работы на территории действующего объекта.

Первичный инструктаж на рабочем месте должен проводиться по программам, разработанным и утвержденным руководителем структурного подразделения с учетом требований ССБТ, норм, правил и инструкций по охране труда, производственных инструкций и другой технической документации. Программа должна быть согласована с инженером (службой) по охране труда.

Первичный инструктаж на рабочем месте должен проводиться с каждым работником индивидуально с практическим показом безопасных приемов и методов труда.

Повторный инструктаж проходят все работающие, за исключением работников, не связанных с обслуживанием, наладкой и ремонтом оборудования, независимо от квалификации, образования, стажа, характера выполняемой работы не реже одного раза в 6 месяцев.

Повторный инструктаж проходят индивидуально или с группой работников, обслуживающих однотипное оборудование, и в пределах общего рабочего места.

Внеплановый инструктаж проводится:

при введении новых или переработанных норм и правил, инструкций по охране труда, а также изменений к ним;

при изменении технологического процесса, замене и модернизации оборудования, приспособлений и инструмента, исходного сырья, материалов и других факторов, влияющих на безопасность труда;

при нарушении работником требований безопасности труда, которые могут привести или привели к травме, аварии, взрыву или пожару, отравлению;

при перерывах в работе более 30 дней;

по требованию органов государственного надзора.

Внеплановый инструктаж проводят индивидуально или с группой работников одной профессии.

Целевой инструктаж проводят:

при выполнении разовых работ, не связанных с прямыми обязанностями по специальности (погрузке, выгрузке, уборке и т. п.);

при ликвидации последствий аварий, стихийных бедствий, катастроф;

при производстве работ, на которые оформляется наряд-допуск, дается устное или письменное распоряжение;

при проведении экскурсий в организации.

Целевой инструктаж проводит:

работник, выдающий задание на производство работ руководителю работ;

допускающий и производитель работ членам бригады непосредственно на рабочем месте.

Проведение целевого инструктажа оформляется в наряде-допуске, оперативном журнале или другой документации, разрешающей производство работ. Допускается фиксировать проведение целевого инструктажа средствами звукозаписи.

С персоналом, непосредственно работающим с энергооборудованием, рекомендуется систематически проводить дополнительные инструктажи по соблюдению норм и правил охраны труда.

13.8. Контрольные противоаварийные и противопожарные тренировки

Каждый работник из числа оперативного и оперативно-ремонтного персонала должен быть проверен в контрольной противоаварийной тренировке один раз в три месяца.

Каждый работник из числа оперативного, оперативно-ремонтного и ремонтного персонала электростанций, электрических и тепловых сетей, персонал постоянных участков ремонтных подразделений, обслуживающий эти объекты, должен быть проверен один раз в полугодие в одной контрольной противопожарной тренировке.

Время, затраченное на проведение противоаварийных и противопожарных тренировок, включается в рабочее время тренирующихся. Допускается совмещение противоаварийных тренировок с противопожарными.

Противоаварийные тренировки проводятся на рабочих местах или на тренажерах. Их результаты записываются в специальный журнал.

Работники, не принявшие без уважительных причин участие в тренировке, к самостоятельной работе не допускаются.

Работник, получивший неудовлетворительную оценку действий при проведении тренировки, должен пройти повторную тренировку в сроки, определяемые руководителем организации или структурного подразделения.

При повторной неудовлетворительной оценке работник не допускается к самостоятельной работе. Он должен пройти обучение и проверку знаний, объем и сроки которых определяет руководитель организации или структурного подразделения.

13.9. Специальная подготовка

Требования специальной подготовки распространяется на работников из числа оперативного и оперативно-ремонтного персонала электростанций и сетей.

Специальная подготовка персонала должна проводиться с отрывом от выполнения основных функций не реже одного раза в месяц и составлять от 5 до 20 % его рабочего времени.

В объем специальной подготовки должно входить:

выполнение учебных противоаварийных и противопожарных тренировок, имитационных упражнений и других операций, приближенных к производственным;

изучение изменений, внесенных в обслуживаемые схемы и оборудование;

ознакомление с текущими распорядительными документами по вопросам аварийности

и травматизма;

проработка обзоров несчастных случаев и технологических нарушений, произошедших на энергетических объектах;

проведение инструктажей по вопросам соблюдения ПТЭ, производственных и должностных инструкций;

разбор отклонений технологических процессов, пусков и остановок оборудования.

Программу специальной подготовки и порядок ее реализации определяет руководитель организации.

Принятые сокращения

АВР — Автоматическое включение резерва

АГП — Автомат гашения поля

АЛАР — Автоматическая ликвидация асинхронного режима

АОПН — Автоматическое ограничение повышения напряжения

АОПЧ — Автоматическое ограничение повышения частоты

АОСН — Автоматическое ограничение снижения напряжения

АОСЧ — Автоматическое ограничение снижения частоты

АПВ — Автоматическое повторное включение

АПНУ — Автоматическое предотвращение нарушения устойчивости

АРВ — Автоматическое регулирование возбуждения

АРКТ — Автоматическое регулирование коэффициента трансформации

АРО — Автоматическая разгрузка оборудования

АРЧМ — Автоматическое регулирование частоты и активной мощности

АСДУ — Автоматизированная система диспетчерского управления

АСУ — Автоматизированная система управления

АСУ ТП — Автоматизированная система управления технологическими процессами

АТС — Автоматическая телефонная станция

АЧР — Автоматическая частотная разгрузка

ВЛ — Воздушная линия электропередачи

ВН — Высшее напряжение (обмотки трансформатора, ПС), высокое напряжение

ВЧ — Высокочастотный, высокой частоты

ГОСТ — Государственный стандарт

ЗВН — Здание вспомогательного назначения

ЗРУ — Закрытое распределительное устройство

КЗ — Короткое замыкание

КИВ — Контроль изоляции вводов

КЛ — Кабельная линия электропередачи

КПД — Коэффициент полезного действия

КРУ (КРУН) — Комплектное распределительное устройство (наружной установки)

КРУЭ — Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией

КСО — Камера сборная одностороннего обслуживания

КТП — Комплектная трансформаторная подстанция

ЛЭП — Линия электропередачи

МТП — Мачтовая трансформаторная подстанция

МРСК — Межрегиональная сетевая компания

НН — Низшее напряжение (обмотки трансформатора), низкое напряжение

НТД — Нормативно-технический документ, нормативно-техническая документация

ОВБ — Оперативно-выездная бригада

ОМП — Определение места повреждения

ОПН — Ограничитель перенапряжений

ОПУ — Общеподстанционный пункт управления
ОРУ — Открытое распределительное устройство
ПБВ — Переключение напряжения трансформатора без возбуждения
ПС — Подстанция электрическая
ПТЭ — Правила технической эксплуатации
ПТЭЭП — Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей
ПУЭ — Правила устройства электроустановок
РВ — Разрядник вентильный
РЗаА — Релейная защита и автоматика
РП — Распределительный пункт
РПН — Регулирование напряжения трансформатора под нагрузкой
РТ — Разрядник трубчатый
РТП — Распределительная трансформаторная подстанция
РУ — Распределительное устройство
РЭС — Район электрических сетей
СК — Синхронный компенсатор
СН — Среднее напряжение (обмотки трансформатора)
СНиП — Строительные нормы и правила
ССБТ — Система стандартов безопасности труда
СТП — Столбовая трансформаторная подстанция
ТН — Трансформатор напряжения
ТП — Трансформаторная подстанция
ТТ — Трансформатор тока
УРОВ — Устройство резервирования отказа выключателя
ХХ — Холостой ход
ЦП — Центр питания
ШСВ — Шиносоединительный выключатель
ЭДС — Электродвижущая сила
ЭМС — Электромагнитная совместимость