

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение
высшего образования
«КАЗАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Е.А. МИРОНОВА

ОСНОВЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ
УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

Казань 2019

УДК 621.316

ББК 31.278

М64

Рецензенты:

канд. техн. наук, начальник САИИСКУ ООО «М12 СИСТЕМС»

Ф.Ф. Муллин;

канд. техн. наук, доцент кафедры «Электрические станции»

им. В.К. Шибанова КГЭУ *Е.А. Федотов*

Миронова Е.А.

М64

Основы эксплуатации электроэнергетического оборудования:

учеб. пособие / Е.А. Миронова. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2019. – 151 с.

В пособии изложены основы эксплуатации электрооборудования станций и подстанций: синхронных генераторов, силовых трансформаторов, распределительных устройств.

Учебное пособие предназначено для студентов всех форм обучения по образовательной программе направления подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника, направленность «Электрические станции».

УДК 621.316

ББК 31.278

ВВЕДЕНИЕ

Расширение энергетического производства, повышение энерговооруженности основных потребителей требует неуклонного освоения новой техники, улучшения организации эксплуатации, повышения качества ремонтных работ, широкого внедрения средств автоматизации, своевременного производства испытаний, проверок и осмотров эксплуатируемого электрооборудования. Для этого технический персонал электрических станций и сетей должен иметь ясное представление о современном электрооборудовании и режимах его работы, методах обслуживания.

Цель издания – обновление учебно-методической литературы в соответствии с изменениями в технологическом процессе производства, передачи и распределения электроэнергии. Учебное пособие для изучения дисциплины «Основы эксплуатации электроэнергетического оборудования высокого напряжения» дополняет имеющиеся учебники более раннего издания, позволяет более полно сформировать общее представление и дать конкретные знания об основах эксплуатации электрооборудования станций и подстанций. Пособие может быть использовано студентами в процессе обучения, при выполнении контрольных работ и выпускной квалификационной работы.

В учебном пособии рассмотрены основные вопросы, связанные с организацией эксплуатации электрического оборудования электростанций и подстанций, основами эксплуатации силового электрооборудования, эксплуатации отдельных узлов синхронных генераторов, режимы работы; надзора и ухода за электродвигателями собственных нужд; обслуживания силовых трансформаторов и оборудования распределительных устройств; организации оперативных переключений в электроустановках. Все технические решения основаны на рекомендациях нормативной литературы, Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Особое внимание автором уделено наиболее актуальным вопросам эксплуатации современного оборудования электростанций и подстанций.

Основная профессиональная компетенция по соответствующей дисциплине – способность применять методы и технические средства эксплуатационных испытаний и диагностики электроэнергетического и электротехнического оборудования – формируется при изучении учебного материала дисциплины и в последующих дисциплинах профессионального цикла.

При формировании структуры и содержания данного пособия использованы материалы трудов А.А. Филатова, которые, несмотря на выпуск в 1980-х годах, широко используются оперативно-ремонтным персоналом станций и подстанций. Вместе с тем учтены требования новых нормативно-технических документов в области обслуживания электро-энергетического оборудования. В пособие включен дополнительный материал, отражающий современное состояние электроэнергетической отрасли.

1. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

1.1. Структура электроэнергетической отрасли

Основной задачей электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей является производство, преобразование, распределение и отпуск электрической энергии и тепла потребителям (энергопроизводство).

Энергосистема. Основным технологическим звеном энергетической отрасли является энергосистема, представляющая собой комплекс энергопредприятий, связанных общностью режима работы и имеющих централизованное оперативное управление, осуществляемое оперативной службой.

Несколько энергосистем, имеющих общий режим работы и общее диспетчерское управление, образуют объединенную энергосистему (ОЭС).

Объединенные энергосистемы, соединенные межсистемными связями, имеющие общий режим работы и центральное диспетчерское управление и охватывающие значительную часть территории страны, образуют единую энергосистему (ЕЭС).

В состав энергообъединения в качестве структурных единиц или самостоятельных предприятий входят электростанции, котельные, предприятия электрических и тепловых сетей, а также ремонтные, наладочные подразделения, предприятия энергонадзора и другие специализированные организации, обеспечивающие энергопроизводство.

На каждом энергопредприятии приказом руководителя должны быть распределены функции по обслуживанию оборудования, зданий, сооружений и коммуникаций между производственными подразделениями.

Каждое производственное энергообъединение должно обеспечивать:

- оперативное развитие энергосистемы для удовлетворения потребностей в электрической энергии и тепле;
- эффективную работу энергопредприятий;
- повышение надежности, безопасности и безаварийности работы оборудования, сооружений, устройств, систем управления; обновление основных производственных фондов;
- внедрение и освоение новой техники, технологии эксплуатации и ремонта, эффективных и безопасных методов организации производства и труда;
- повышение квалификации персонала;
- диспетчерское управление электростанциями, котельными, а также транзитными подстанциями, не находящимися в хозяйственном подчинении энергообъединения, но связанными с энергосистемой;

- надзор за рациональным и эффективным использованием электроэнергии и тепла, за техническим состоянием электрических и тепловых установок потребителей.

Основные обязанности работников отрасли:

- соблюдение заданных условий энергоснабжения потребителей;
- поддержание нормального качества отпускаемой энергии;
- соблюдение оперативно-диспетчерской дисциплины;
- содержание оборудования, зданий и сооружений в состоянии эксплуатационной готовности;
- обеспечение максимальной экономичности и надежности энергопроизводства;
- соблюдение требований взрыво- и пожаробезопасности в процессе эксплуатации оборудования;
- снижение вредного влияния производства на людей и окружающую среду.

Электрическая часть энергосистемы. К электрической части энергосистемы помимо генераторов электростанций относят воздушные и кабельные линии электропередачи, повышающие и понижающие подстанции и установки потребителей электрической энергии. Повышающие подстанции сооружаются на электростанциях и служат для преобразования (трансформации) выработанной генераторами электроэнергии в энергию более высокого напряжения. Это необходимо для снижения потерь в проводах линий электропередачи. От мощных, удаленных от центров потребления на сотни и тысячи километров электростанций электроэнергия передается по воздушным линиям 330–750 кВ и выше. Воздушные и кабельные линии 110–220 кВ в основном используются в качестве внутрисистемных связей. Воздушные и кабельные линии 35 кВ и ниже относятся к распределительным (местным) электросетям, обслуживающим небольшие районы сельской местности и города. Эти сети в основном работают по схеме радиального питания.

В ряде случаев распределительные кабельные сети 6–10 кВ питаются непосредственно от шин генераторного напряжения теплоэлектростанций (ТЭЦ), так как последние сооружаются вблизи приемников электрической энергии и теплоты. Трансформаторы связи ТЭЦ с энергосистемой обычно работают в реверсивном режиме, передавая в сеть 110–220 кВ избыток генерируемой мощности и, наоборот, принимая мощность от сети энергосистемы при ее дефиците на шинах 6–10 кВ ТЭЦ.

Энергосистема как основное звено электроэнергетической отрасли управляется энергоуправлением (ЭУ). Электрические станции, сетевые, ремонтные и другие предприятия, входящие в состав энергосистемы, являются ее производственными подразделениями.

Персонал ЭУ и всех его производственных предприятий обязан обеспечивать выполнение требований бесперебойности, надежности, экономичности, поддержания нормального качества отпускаемой энергии: частоты и напряжения электрического тока, давления и температуры пара и горячей воды; защиты окружающей среды и людей от вредных влияний производства.

Поддержание нормального качества электроэнергии означает обеспечение на вводах у потребителей частоты и напряжения, установленных нормами. При понижении частоты электрического тока уменьшается частота вращения электродвигателей, снижается производительность машин, уменьшается выпуск продукции. На электростанциях снижается производительность механизмов и установок собственных нужд (дутьевых вентиляторов, дымососов, питательных электронасосов и пр.), что может привести к нарушению баланса активной мощности и даже полному прекращению выработки электроэнергии. Во избежание указанных последствий правила технической эксплуатации устанавливают, что частота электрического тока в энергосистеме должна непрерывно поддерживаться на уровне 50 Гц с отклонениями $\pm 0,1$ Гц.

При понижении напряжения падает световотдача ламп накаливания, увеличивается скольжение и уменьшается вращающий момент асинхронных двигателей, являющихся двигателями массового применения. Отрицательно сказывается на работе электрических установок и повышение напряжения сверх номинального значения, так как приемники электроэнергии рассчитаны и выполняются для работы при номинальном напряжении. Только при этом условии они обладают требуемыми техническими характеристиками и хорошими экономическими показателями.

Для обеспечения нормального напряжения у потребителей его уровни на шинах станций и узловых подстанций энергосистемы поддерживаются в соответствии с задаваемыми графиками.

Необходимым условием нормального функционирования энергосистемы является также обеспечение безопасности эксплуатационного и ремонтного персонала, в том числе ядерной и радиационной безопасности при эксплуатации АЭС.

1.2. Организация эксплуатации электрической части энергосистемы

Организация эксплуатации электрической части электростанций включает в себя:

- приемку в эксплуатацию оборудования и сооружений;
- подготовку персонала;
- укомплектование рабочих мест необходимой технической документацией;
- обеспечение выполнения правил технической и противопожарной безопасности;
- собственно эксплуатацию, состоящую из оперативного и ремонтного обслуживания оборудования.

Приемка в эксплуатацию оборудования и сооружений. Приемка оборудования и сооружений в эксплуатацию должна начинаться с тщательного изучения проекта до начала монтажа, внесения необходимых изменений в него, осуществления контроля за монтажом и участия в проведении комплексных испытаний.

Перед приемкой в эксплуатацию энергообъекта должны быть проведены:

- индивидуальные испытания оборудования и функциональные испытания отдельных систем, завершающиеся для энергоблоков пробным пуском основного и вспомогательного оборудования;
- комплексное опробование оборудования.

Перед индивидуальными и функциональными испытаниями должно быть проверено выполнение: правил технической эксплуатации (ПТЭ), строительных норм и правил (СНиП), норм технологического проектирования (НТП), правил устройств электроустановок (ПУЭ), правил техники безопасности (ПТБ), правил пожарной безопасности (ППБ), правил Госгортехнадзора, правил промышленной санитарии, правил взрыво- и пожаробезопасности, указаний заводов изготовителей, инструкций по монтажу оборудования.

При приемке оборудования необходимо обращать внимание на наличие полного комплекта заводской и монтажной документации.

При пробном пуске должна быть проверена работоспособность оборудования и технологических схем, безопасность их эксплуатации; проведены проверка и настройка всех систем контроля и управления; проверена готовность оборудования к комплексному опробованию.

При комплексном опробовании должна быть проверена совместная работа основных агрегатов и вспомогательного оборудования под нагрузкой.

Началом комплексного опробования энергоустановки считается момент включения ее в сеть или под нагрузку.

Комплексное опробование оборудования электростанций и котельных считается проведенным при условии нормальной и непрерывной работы основного оборудования в течение 72 ч на основном топливе с номинальной нагрузкой и проектными параметрами пара для тепловых электростанций (ТЭС) или напора и расхода воды для гидроэлектростанций (ГЭС) и при постоянной или поочередной работе всего вспомогательного оборудования.

В электрических сетях комплексное опробование считается проведенным при условии нормальной и непрерывной работы под нагрузкой оборудования подстанций в течение 72 ч, а линий электропередачи – в течение 24 ч.

Подготовка персонала. К работе на энергопредприятиях должны допускаться лица, имеющие образование или подготовку, соответствующие их должности.

К управлению оборудованием энергетических установок, их техническому обслуживанию или ремонту должны допускаться лица, прошедшие курс специальной подготовки при одном из учебных заведений и аттестованные на право работы в соответствующей должности.

Подготовка эксплуатационного персонала должна производиться в соответствии с действующими руководящими указаниями. Комплектация персонала должна начинаться до пуска станции. При этом персонал имеет возможность принять участие в проведении пусковых операций. Элементами подготовки в данном случае являются: групповое обучение, прохождение стажировки на действующих однотипных предприятиях. На действующих станциях целесообразно проводить индивидуальное обучение.

Допуск к самостоятельной работе персонала, осуществляющего управление или обслуживание энергетических установок и их элементов, должен производиться после стажирования (подготовки на рабочем месте и получения практических навыков в работе), проверки знаний ПТЭ, ПТБ, ППБ, действующих должностных и производственных инструкций и дублирования (исполнения обязанностей дежурного на рабочем месте).

Для повышения уровня знаний и совершенствования методов безаварийной и безопасной работы все работники, связанные непосредственно с эксплуатацией оборудования, должны проходить ежемесячные инструктажи по утвержденному тематическому плану.

Оперативная документация. На всех электростанциях и предприятиях электрических сетей имеется следующая основная документация: технический паспорт всего энергообъекта с исполнительными чертежами оборудования и схемами первичных и вторичных электрических соединений; технические паспорта установленного оборудования; инструкции по обслуживанию оборудования и должностные инструкции по каждому рабочему месту; оперативная документация.

Технический паспорт составляется отдельно по каждому виду основного и вспомогательного оборудования. Он содержит параметры и технические характеристики этого оборудования.

В процессе эксплуатации в паспорт записываются результаты текущего и капитального ремонтов, испытаний и проверок. Эти сведения вместе с заключением, указывающим на исправность и пригодность оборудования к дальнейшей эксплуатации, вносятся в паспорт непосредственно после проведения ремонтных и профилактических работ. Записи подтверждаются актами и протоколами испытаний.

На грузоподъемные механизмы и сосуды, работающие под давлением, ведутся особые технические паспорта и документация, регистрируемая в органах Госгортехнадзора.

Инструкции разделяют на должностные, по эксплуатации оборудования и вторичных устройств; по выполнению оперативных переключений и ликвидации аварий; по тушению пожара и др. Ими снабжаются все рабочие места на станциях, подстанциях, диспетчерских пунктах.

В должностных инструкциях (положениях) излагаются требования к персоналу, занимающему определенное рабочее место, указываются его обязанности, подчиненность и ответственность.

В инструкциях по эксплуатации оборудования и вторичных устройств указывается порядок пуска, остановки и обслуживания оборудования, порядок допуска к ремонтным работам, порядок операций с устройствами релейной защиты и автоматики.

В инструкциях по переключениям и ликвидации аварий на станциях и подстанциях приводится последовательность действий оперативного персонала с коммутационными аппаратами в нормальном и аварийном режимах при изменениях схем электрических соединений и отделении очагов аварий.

Оперативную документацию ведет дежурный персонал станций и подстанций, диспетчеры предприятий электросетей и персонал оперативно-выездных бригад (ОВБ). К ней относится следующая документация:

– оперативный журнал – для записи в хронологическом порядке оперативных распоряжений и сообщений об их выполнении. В нем фиксируются операции с коммутационными аппаратами и устройствами защиты и автоматики; операции по наложению и снятию заземлений; сведения о нарушении режимов работы оборудования. При отсутствии специального журнала допуска ремонтных бригад в оперативный журнал записывается время начала и окончания работы ремонтным и эксплуатационным персоналом;

– журнал дефектов и неполадок оборудования – для записи обнаруженных дефектов, хранение которых является обязательным;

– журнал релейной защиты, автоматики и телемеханики – для записи результатов профилактического контроля и восстановления, опробований и проверок вторичных устройств; карты уставок релейной защиты автоматики – для записи уставок, выполненных на реле защиты и автоматики;

– журнал распоряжений – для записи руководящим персоналом распоряжений и указаний, имеющих длительный срок действия;

– оперативная схема первичных соединений – для контроля положений коммутационных аппаратов;

– суточные ведомости режима работы оборудования – для периодических записей показаний контрольно-измерительных приборов на щитах управления.

Перечисленная оперативная документация представляет возможность оперативному персоналу следить за состоянием схемы электрических соединений, режимом работы оборудования и вести учет ремонтных и эксплуатационных работ.

Конкретный перечень журналов, которые должны вести отдельные оперативные работники, приведен в ПУЭ.

Систематическая запись оперативным персоналом результатов измерений сопротивления изоляции мощных машин и трансформаторов, учет числа отключений коротких замыканий (КЗ) выключателями в специальных журналах облегчают анализ поведения оборудования в процессе эксплуатации и обеспечение его своевременного ремонта.

Оперативная документация является ответственным первичным источником оценки деятельности оперативного персонала, поэтому записи должны выполняться четко, грамотно и аккуратно, без исправлений. Состояние оперативной документации должно периодически контролироваться руководящим персоналом цеха.

Техника безопасности. Устройство, эксплуатация и ремонт оборудования должны отвечать требованиям стандартов безопасности труда и ПТБ. Средства защиты, приспособления и инструмент, применяемые при обслуживании оборудования энергопредприятий, должны подвергаться осмотру и испытаниям в соответствии с действующими нормативно-техническими документами по охране труда.

Для рабочих и служащих энергопредприятия должны быть разработаны и утверждены руководителем инструкции по охране труда.

Начальники служб и мастера должны обеспечивать проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных и здоровых условий труда.

Каждый несчастный случай, а также все другие случаи нарушения требования безопасности труда должны быть тщательно расследованы, выявлены причины и виновники их возникновения и приняты меры к предупреждению повторения подобных случаев.

Ответственность за правильное и своевременное расследование и учет несчастных случаев, оформление актов, выполнение мероприятий, указанных в актах, несут руководитель энергопредприятия, руководители подразделений и производственных участков.

Ответственность за несчастные случаи, происшедшие на производстве, несут лица из числа административного персонала, не обеспечившие безопасность труда, а также лица, непосредственно нарушившие требования безопасности или инструкции по охране труда.

Весь производственный персонал должен быть практически обучен приемам освобождения человека, попавшего под действие электрического тока, и оказания ему первой помощи.

Пожарная безопасность. Устройство и эксплуатация оборудования должны соответствовать требованиям правил пожарной безопасности.

Энергопредприятия должны быть оборудованы сетями противопожарного водоснабжения, установками обнаружения и тушения пожара в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.

Каждый работник должен четко знать и выполнять требования ППБ и противоаварийный режим на объекте.

Периодичность, тематика и объемы противопожарных тренировок должны определяться с учетом того, что персонал должен приобрести практические навыки тушить пожары, взаимодействовать с пожарными подразделениями, не прекращая управления оборудованием.

На каждом предприятии должен быть установлен противопожарный режим и выполнены противопожарные мероприятия исходя из особенностей производства, а также совместно с работниками пожарной охраны и энергопредприятия разработан оперативный план тушения пожара.

В каждом цехе, лаборатории, мастерской, отделе и на других участках энергопредприятия должна быть разработана инструкция о конкретных мерах пожарной безопасности и противопожарном режиме, согласованная с объектовой пожарной охраной и утвержденная руководителем энергопредприятия.

При организации противопожарного режима руководители и инженерно-технические работники несут ответственность за противопожарное состояние закрепленных за ними объектов.

Ответственность за выполнение правил технической эксплуатации (ПТЭ). Знание и выполнение ПТЭ обязательно для всех работников энергопредприятий и энергообъединений. При нарушении ПТЭ, вызвавшем отказ в работе энергоустановки, пожар или несчастный случай с людьми, персональную ответственность несут:

- работники, непосредственно обслуживающие и ремонтирующие оборудование – за каждое нарушение, происшедшее по их вине;
- начальники смен, а также дежурный и оперативный персонал, диспетчеры электрических и тепловых сетей, энергосистем – за нарушения, допущенные ими или их подчиненными;
- начальники, их заместители, мастера и инженеры цехов, участков и служб – за нарушения, допущенные ими или их подчиненными;
- директора, главные инженеры энергопредприятий и организаций и их заместители – за нарушения, происшедшие на руководимых ими предприятиях;
- руководители, главные инженеры энергообъединений и их заместители – за нарушения, происшедшие на предприятиях и организациях энергосистемы.

Руководитель подразделения, энергопредприятия или организации несет личную ответственность за свое решение или распоряжение, принятое в нарушение ПУЭ.

Эксплуатация электрической части энергосистемы. Организуется в двух направлениях: техническая эксплуатация электрооборудования и сооружений и оперативное управление работой энергосистемы в целом.

Под технической эксплуатацией понимается процесс правильного использования электрической части станции и сетей для производства, передачи и распределения электрической энергии. Прямое участие в этом принимает ремонтный и эксплуатационный персонал предприятий, а также бригады ремонтных заводов, центральных производственных служб, лабораторий и т. д.

Под оперативным управлением понимается процесс непрерывного руководства согласованной и наиболее экономичной работой электрических станций и сетей, объединенных в энергосистему.

1.3. Производственная структура электростанций и предприятий электрических сетей и схемы оперативного управления

Производственная структура электростанции устанавливается с учетом ее типа, мощности, вида используемого топлива и технологических особенностей. Основной структурной единицей электростанции является цех, возглавляемый начальником. Цеха организуются по принципу обеспечения управления отдельными стадиями энергетического производства. Например, на тепловой электростанции стадией превращения кинетической энергии пара в механическую управляет котлотурбинный цех, а превращением механической энергии в электрическую – электрический цех и т. д.

По роли в технологическом процессе различают цеха основного и вспомогательного производства. К цехам основного производства на тепловой электростанции относятся: котельный, турбинный (котлотурбинный), электрический; на ГЭС – гидротехнический, машинный и электрический. Цеха вспомогательного производства заняты обслуживанием основных цехов, выполняя работы по ремонту и испытаниям оборудования, снабжая их материалами, запасными частями, инструментом и пр.

На тепловой электростанции цехами вспомогательного производства являются: топливотранспортный, химический, централизованного ремонта, тепловой автоматики и измерений.

Всеми техническими вопросами эксплуатации на электростанции занимается главный инженер, которому подчинены все цеха, лаборатории и производственно-технический отдел (ПТО).

Производственная структура электроцеха. За электроцехом закрепляются генераторы и все электрическое оборудование электростанции, включая устройства релейной защиты, автоматики, телемеханики и связи, электроизмерительные приборы.

В его ведении находятся электроремонтная и трансформаторная мастерские, масляное хозяйство, электротехническая лаборатория, занимающаяся испытаниями оборудования и устройств вторичных цепей. Электроцех производит испытание и ремонт электродвигателей всех механизмов, установленных на электростанции, хотя сами механизмы принадлежат персоналу других цехов и эксплуатируются им. Схема производственной структуры электроцеха тепловой электростанции приведена на рис. 1.1.

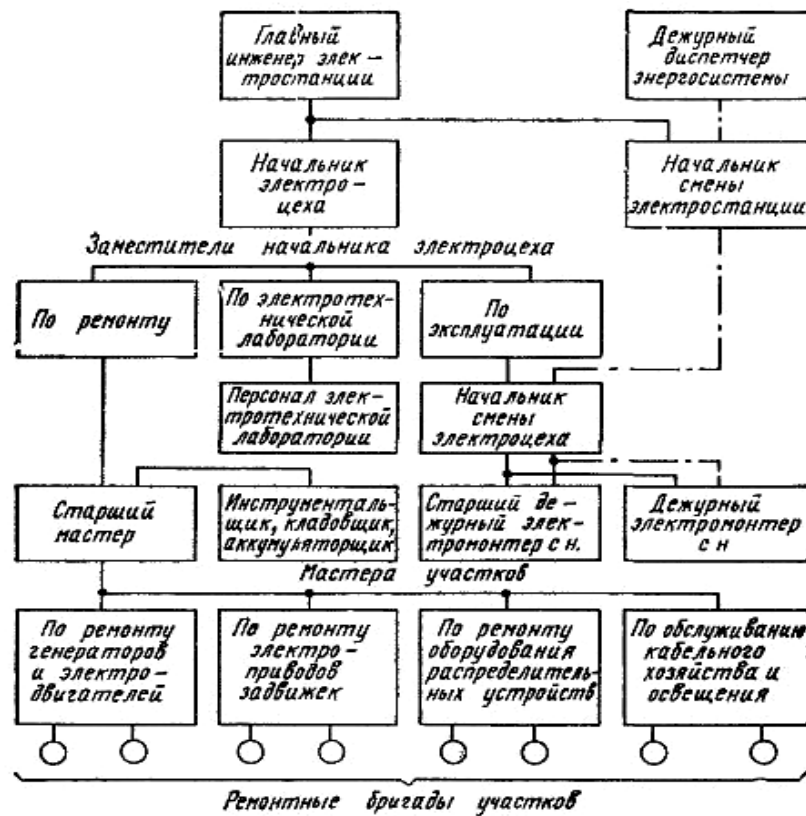


Рис. 1.1. Схема управления электрическим цехом

Весь персонал цеха делится на эксплуатационный и ремонтный. Эксплуатационный персонал состоит из оперативного (дежурного) и общецехового (несменного) персонала (начальник цеха, его заместители, инженеры, техники, рабочие по уборке и др.). В административно-техническом отношении персонал электроцеха подчинен начальнику цеха, а дежурный персонал, кроме того, в оперативном отношении подчинен начальнику смены станции.

В цехе имеются производственные участки, которые возглавляются мастерами. На участке мастер руководит работой ремонтных бригад. Он несет ответственность за выполнение плана и качество ремонта, использование материалов, рабочей силы, фонда заработной платы. Мастер ведет первичную документацию ремонтных работ. Он отвечает за состояние техники безопасности и охраны труда на участке.

Оперативное управление электростанцией. Управление работой оборудования каждого цеха электростанции с поперечными связями осуществляется его оперативным персоналом, обслуживающим производственные участки посменно.

Во главе оперативного персонала цеха стоит начальник смены цеха, подчиняющийся начальнику смены станции. Начальник смены станции, осуществляя оперативное руководство эксплуатацией всей станции, является старшим по должности лицом в смене. Его распоряжения

немедленно и безоговорочно выполняются оперативным персоналом всех цехов. В административно-техническом отношении начальник смены станции подчинен главному инженеру станции и свою работу по технической эксплуатации оборудования проводит по его указанию. В оперативном отношении он подчинен дежурному диспетчеру энергосистемы. Все распоряжения, отдаваемые диспетчером энергосистемы начальнику смены электростанции о переключениях, регулировании режима работы генераторов (и турбин), непосредственно выполняются персоналом электрического цеха (начальником смены электроцеха, старшим дежурным электромонтером).

В отличие от этого на тепловой электростанции блочного типа обслуживание электрической части энергоблока, находящейся в цехе и на блочном щите, производится специально обученным персоналом котло-турбинного цеха (старшим машинистом, машинистом), а переключения в РУ на оборудовании энергоблока производятся персоналом электроцеха. На рис. 1.2 представлена схема оперативного управления блочной электростанцией. В процессе оперативного руководства начальник смены электростанции координирует действия дежурного персонала. Свои распоряжения он отдает начальникам смен цехов.

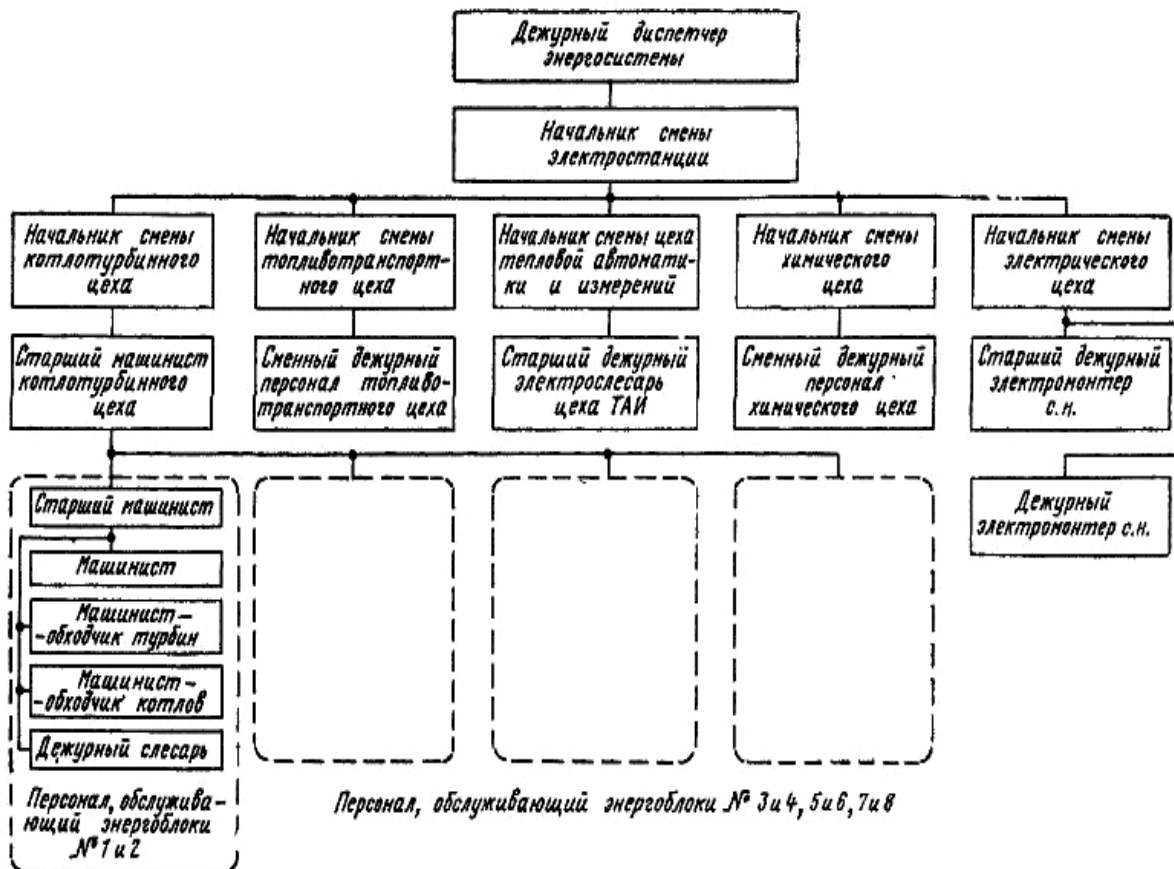


Рис. 1.2. Пример схемы оперативного управления блочной электростанцией

Обязанности дежурного персонала электроцеха. Оперативный персонал во время дежурства несет ответственность за правильное обслуживание и безаварийную работу оборудования на порученном ему участке. Во время дежурства начальник смены электроцеха и дежурные электромонтеры производят обходы и осмотры электрооборудования и производственных помещений. Обходы производят по заранее составленному графику. При осмотре проверяются режим работы оборудования, состояние схемы электрических соединений, действие предупредительной и аварийной сигнализации, исправность рабочего и аварийного освещения, состояние зданий и конструкций, а также наличие защитных средств техники безопасности и пожаротушения. Кроме того, производятся специальные осмотры после коротких замыканий и автоматических отключений оборудования, при сильном дожде и резких изменениях температуры воздуха. Специальными осмотрами оборудования в темноте (ночные осмотры) выявляются места ненормального коронирования и нагрева контактов. Результаты осмотров сообщаются начальнику смены электростанции, а также записываются в журнале.

В течение смены дежурный персонал наблюдает за показаниями измерительных приборов и обеспечивает наиболее экономичный и надежный режим работы оборудования; с разрешения вышестоящего дежурного производит пуск и остановку оборудования; выполняет оперативные переключения в распределительных устройствах и на щите собственных нужд (с. н.); готовит рабочие места и производит допуск персонала к выполнению ремонтных, профилактических и других работ; под руководством начальника смены электростанции предупреждает и ликвидирует аварии на станции.

Для эксплуатации оборудования электрических сетей в энергосистемах созданы предприятия электрических сетей (ПЭС). Эти предприятия выполняют эксплуатационный надзор за состоянием оборудования и сооружений электрических сетей, производят их ремонт, испытания и проводят необходимые технические мероприятия, обеспечивающие бесперебойное, надежное и экономичное электроснабжение потребителей.

Производственная структура ПЭС строится по территориальной или функциональной системе. В основу положено сосредоточение производственных функций в ведении районов или производственных служб. Каждая структура предусматривает необходимость приближения производственных подразделений к объектам обслуживания с тем, чтобы обеспечить квалифицированное руководство работами и наиболее полное использование рабочего времени ремонтным и эксплуатационным персоналом.

Выбор системы производственной структуры определяется следующими факторами: протяженностью электрических сетей, территориальной разобщенностью подстанций и удаленностью их от базы предприятия, рельефом местности, состоянием дорог и др. Производственная структура выбирается с учетом объема ремонтных и эксплуатационных работ и возможности эффективного использования средств механизации.

При территориальной системе (рис. 1.3) все элементы сетевого хозяйства предприятия (воздушные и кабельные линии, подстанции, линии связи), находящиеся на определенной территории, передаются сетевым районам, которые организуют обслуживание оборудования и несут ответственность за его техническую эксплуатацию. Территориальная система применяется в том случае, если предприятие имеет достаточно крупные сосредоточения подстанций и линий передачи, удаленные на 50 км и более от центра предприятия. Численный состав производственных служб при этой системе сокращается до минимума.

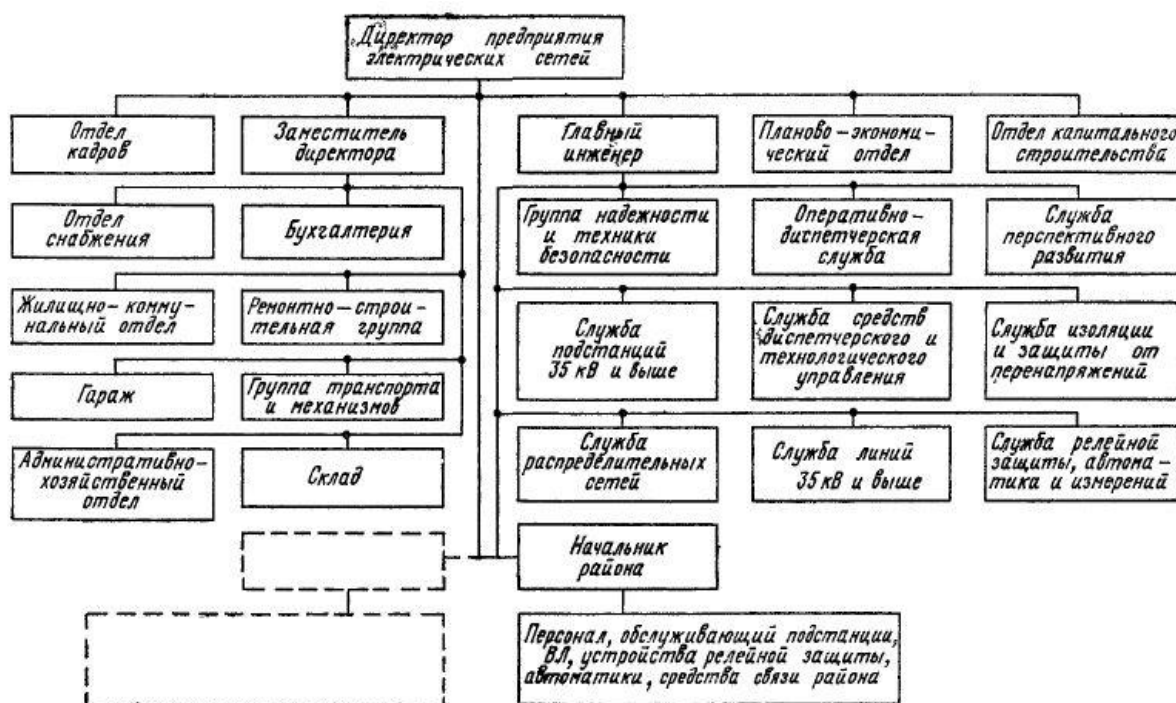


Рис. 1.3. Схема производственной структуры ПЭС, построенной по территориальной системе

При функциональной системе все элементы электрических сетей закрепляются за производственными службами и эксплуатируются персоналом этих служб. Территориальные районы в данном случае не создаются. Функциональная система применяется в условиях компактной электрической сети с радиусом действия около 50 км.

Наряду с двумя указанными системами не исключено применение смешанной системы, при которой одна часть объектов закрепляется за службами, а другая – за их территориальными подразделениями – районами.

Оперативное обслуживание подстанций. Обслуживание оборудования подстанций в электрических сетях производится дежурным персоналом, закрепленным за этими подстанциями, под руководством диспетчера энергосистемы или диспетчера предприятия электросетей.

При этом возможно применение трех форм обслуживания: дежурство персонала на подстанции; дежурство персонала на дому; обслуживание группы подстанции оперативным выездным и ремонтным персоналом.

Первая форма обслуживания предусматривает круглосуточное дежурство персонала на подстанции (на щите управления или в специально отведенной комнате, находящейся на территории подстанции). Круглосуточное дежурство устанавливается на ответственных узловых подстанциях.

При второй форме обслуживания персонал несет дежурство на дому, где имеются телефон и вызывная сигнализация, срабатывающая при перегрузке или автоматическом отключении оборудования. По ее сигналу дежурный немедленно отправляется на подстанцию. Во время дежурства (обычно суточного) дежурный производит осмотры оборудования и выполняет небольшие по объему ремонтные и эксплуатационные работы. При такой форме оперативного обслуживания достаточно иметь двух дежурных на каждую подстанцию.

При третьей форме, применяемой на подстанциях, эксплуатируемых без дежурного персонала, выполняется централизованное обслуживание групп подстанции персоналом оперативно-выездных бригад (ОВБ).

В ряде случаев оперативное обслуживание подстанций без дежурного персонала производится несменным специально обученным и допущенным к оперативной работе ремонтным персоналом. Привлечение к переключениям ремонтного персонала целесообразно в периоды массовых ремонтов оборудования, когда ОВБ бывают сильно загружены работой. В этом случае мастер, инженер службы подстанций, прибывший на подстанцию для выполнения ремонтных работ, не только руководит ремонтом оборудования, но и производит вывод его из работы, подготавливает рабочие места, допускает к работе ремонтников. По окончании ремонта оборудование вводится в работу тем же лицом.

1.4. Централизованное диспетчерское управление энергосистемой и объединенными энергосистемами

Централизованное диспетчерское управление энергосистемой и объединенными энергосистемами осуществляется центральным диспетчерским управлением (ЦДУ), основными задачами которого являются:

- регулирование частоты электрического тока, обеспечение эффективного функционирования системы автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности;
- прогнозирование и оптимизация долгосрочных и краткосрочных балансов электроэнергии и мощности ЕЭС и объединенной энергосистемы (ОЭС);
- разработка оптимальных суточных графиков работы основных электростанций ЕЭС России;
- разработка режимов работы каскадов ГЭС;
- диспетчерское управление ЕЭС в реальном времени с соблюдением требований надежности и стандартов качества энергии;
- организация и управление режимами параллельной работы ЕЭС России с энергосистемами других государств;
- разработка условий оптимального использования источников реактивной мощности и средств регулирования напряжения для снижения потерь электроэнергии;
- координация настройки релейных защит в основной сети ЕЭС;
- разработка противоаварийных мероприятий и другие оперативно-технологические задачи;
- внедрение в эксплуатацию автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ), развитие и модернизация его технических средств;
- организация функционирования в отрасли системы сбора и передачи оперативно-технологической и коммерческой информации.

Диспетчерское управление ЕЭС России, в электрических сетях которой функционирует Федеральным оптовый рынок электрической энергии и мощности (ФОРЭМ), осуществляется следующей иерархической структурой:

- ЦДУ ЕЭС России, расположенным в Москве;
- семью региональными объединенными диспетчерскими управлениями (ОДУ Центра, ОДУ Северо-Запада, ОДУ Средней Волги и т. д.);
- центральными диспетчерскими пунктами энергосистем;
- диспетчерскими пунктами управления электростанций, подстанций, предприятий электрических распределительных сетей.

Электрические станции, входящие в состав энергосистемы, в зависимости от их типа и мощности обладают различными эксплуатационными характеристиками и экономичностью, что особенно заметно, например, при сравнении старых и новых установок с агрегатами мощностью 200, 300, 500, 800 МВт и более. Электростанции используют различные энергетические ресурсы, которые должны расходоваться с наибольшей выгодой для народного хозяйства. Непрерывно изменяющееся потребление электроэнергии потребителями, присоединенными к энергосистеме, вызывает необходимость регулирования частоты, напряжения, перетоков мощности и т. д. Все эти мероприятия по регулированию режима работы энергосистемы, присущие энергосистеме в целом и обеспечивающие ее нормальное функционирование, естественно, не могут проводиться руководством отдельных электростанций. Для этого создано централизованное диспетчерское управление, руководящим органом которого является центральная диспетчерская служба (ЦДС) энергосистемы. В службе две группы: режимов и оперативно-диспетчерская. Группа режимов занимается планированием и разработкой предстоящих режимов. Персонал оперативно-диспетчерской группы, состоящей преимущественно из дежурных диспетчеров, занят текущим оперативным регулированием режима энергосистемы.

Группа режимов при решении задач планирования режимов на характерные периоды и сезоны года выполняет расчеты потоко-распределения, мощностей и токов КЗ, статической и динамической устойчивости, согласовывает плановые ремонты оборудования с запросами энергопотребления и т. д. Все эти проработки кладутся в основу выбора нормальной схемы энергосистемы и отдельных ее узлов, а также ремонтных схем. С помощью расчетов устанавливается необходимость секционирования схем в распределительных устройствах (РУ) с целью принудительного распределения потоков мощности или снижения токов КЗ. Группа режимов разрабатывает режим работы энергосистемы на предстоящие сутки, рассматривает заявки и выдает рекомендации по выводу оборудования в ремонт, анализирует фактические графики нагрузок энергосистемы за истекшие сутки, получает от ОДУ суточный график нагрузки и резервной мощности энергосистемы и распределяет их по электростанциям.

Непосредственное оперативное руководство согласованной работой электрических станций и сетей осуществляется дежурным диспетчером энергосистемы через подчиненный ему в оперативном отношении персонал.

Дежурный диспетчер энергосистемы выполняет следующие функции:

- контролирует выполнение станциями заданных графиков нагрузки и поддержание ими запланированного резерва активной мощности;
- обеспечивает оптимальный режим работы станций при минимальном расходе топлива;
- обеспечивает регулирование частоты в пределах допустимых отклонений. Для этой цели обычно назначается одна из станций, обладающая достаточной мощностью и мобильностью, которой разрешается при отклонении частоты от заданной изменять нагрузку, поддерживая тем самым баланс между суммарной генерируемой и потребляемой активной мощностью. Остальные станции энергосистемы в это время работают строго по заданным графикам;
- обеспечивает требуемый уровень напряжения в узловых точках электрической сети путем правильного использования источников реактивной мощности (генераторов и синхронных компенсаторов), регулируемых трансформаторов, перераспределения потоков реактивной мощности по линиям. О напряжении в каждой узловой точке сети диспетчер судит по значению напряжения в так называемых контрольных точках. Контрольная точка – это одна из группы узловых точек, ручное или автоматическое регулирование напряжения в которой оказывает влияние на все связанные с ней точки;
- руководит выводом в ремонт и включением в работу после ремонта важнейшего оборудования энергосистемы;
- руководит изменением схемы энергосистемы. Эти изменения сводятся к включению, отключению или переключению линий, трансформаторов, генераторов и других элементов; к изменению уставок реле в схемах защиты и автоматики; к настройке (изменению положения) регулирующих и компенсирующих устройств;
- предотвращает системные аварии и руководит их ликвидацией.

Выполняя свои функции, диспетчер единолично принимает решения по всем вопросам, возникающим в процессе эксплуатации энергосистемы, и несет за это личную ответственность. Централизация командных функций позволяет диспетчеру контролировать действия подчиненного персонала и следить за оперативным состоянием оборудования основной схемы энергосистемы.

Основной задачей диспетчерского управления объединенными энергосистемами является наиболее полное использование преимуществ их параллельной работы. В известной мере это связано с подчинением

местных интересов общим интересам народного хозяйства. Для реализации поставленной задачи создана централизованная многоступенчатая структура диспетчерского управления в виде следующих ступеней:

- центральное диспетчерское управление;
- объединенные диспетчерские управления объединенных энергосистем;
- диспетчерские службы районных энергосистем.

Оперативное руководство параллельной работой объединенных энергосистем осуществляется диспетчерами соответствующих объединений через подчиненных им в оперативном отношении диспетчеров энергосистем. Вся система оперативного управления объединенными энергосистемами основана на четкой регламентации функций и ответственности дежурного персонала.

График нагрузок объединенной энергосистемы составляется на основе единого энергобаланса объединения, т. е. соотношения между потребностью в электроэнергии и средствами, необходимыми для ее удовлетворения.

Регулирование частоты производится в целом по объединенной энергосистеме, поскольку частота в нормальном режиме изменяется одинаково во всех точках сети, соединенных между собой. Поддержание среднего значения частоты и ограничение допустимыми пределами перепада мощности по межсистемным связям осуществляются комплексными автоматическими устройствами.

Контрольные вопросы

1. Какие структурные единицы входят в состав энергообъединения?
2. Что относится к электрической части энергосистемы?
3. В каком режиме обычно работают трансформаторы связи ТЭЦ?
4. Какие мероприятия должны быть проведены перед приемкой в эксплуатацию энергообъекта?
5. Что является основной структурной единицей электростанции?
6. Перечислите основные обязанности персонала электроцеха.
7. Чем определяется выбор производственной структуры предприятия электрических сетей?
8. Назовите основные формы оперативного обслуживания подстанций.
9. Какие основные функции входят в обязанности диспетчера энергосистемы?

2. ОСНОВЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

2.1. Эксплуатация генераторов Осмотры и проверки генераторов

Осмотры и проверки генераторов производятся персоналом электроцеха перед пуском и во время работы. При этом осматриваются генератор и оборудование, включаемое вместе с ним в работу. При осмотре генератора перед пуском после ремонта проверяется, все ли работы закончены и имеется ли об этом запись в журнале ремонта.

Обращается внимание на состояние щеток на кольцах ротора и на коллекторе возбuditеля, проверяется, не выступает ли слюда и не затянута ли медью промежутки между коллекторными пластинами, нет ли подгара и рисок-задиоров на пластинах, не загрязнена ли изоляция щеточных аппаратов. Сработавшиеся щетки подлежат замене. Пыль и грязь на изоляции щеточных аппаратов удаляются путем протирки.

При осмотре помещения выводов и ячейки генератора проверяется отсутствие закороток на ошиновке, следов нагрева контактных соединений по термоуказателям или по цветам побежалости. Производится опробование автомата гашения поля (АГП) и выключателей включением и отключением.

Проверяется готовность к пуску газомасляной системы генератора и системы водяного охлаждения обмоток. Совместно с машинистом турбины проверяется работа автоматического ввода резерва (АВР) маслонасосов турбины и водородного охлаждения, конденсатных, циркуляционных и других насосов. Перед проверкой АВР измеряется сопротивление изоляции всех двигателей, принадлежащих турбоагрегату, если они были в ремонте или длительно находились в резерве. Готовится к включению в работу система возбуждения согласно инструкции.

Измеряется сопротивление изоляции обмотки ротора мегаомметром 500–1000 В и обмотки статора мегаомметром 2500 В. Результаты измерения сравниваются с данными предыдущих измерений. При уменьшении сопротивления изоляции обмотки статора в 3–5 раз, а в цепи ротора ниже нормированного значения следует, разделяя цепи, определить участок с пониженной изоляцией и принять меры к ее восстановлению.

При осмотре генератора, находящегося в работе, проверяют:

– отсутствие искрения на кольцах ротора и коллекторе возбuditеля, загрязнение щеточных аппаратов, попадание на кольца и коллектор паров масла, отсутствие на коллекторе рисок, появляющихся при наличии

на поверхности щеток металлических или абразивных включений или при срабатывании щеток до такой степени, что их медная армировка начинает задевать за коллекторные пластины;

- не усилилась ли вибрация подшипников, не изменился ли шум генератора;

- какова температура подшипников и вкладышей уплотнений, холодного и горячего газа и другие параметры охлаждения;

- не увеличился ли слив масла из уплотнений в сторону водорода;

- нормален ли перепад между давлениями масла на уплотнения и водовода.

При обнаружении ненормальностей в работе следует выяснить причины и по возможности принять меры к их устранению.

Осмотр генератора должен производиться начальником смены электроцеха не реже 1 раза в смену и мастером по генераторам не реже 1 раза в сутки. Кроме того, контактные кольца ротора и коллектор возбuditеля должны осматриваться дежурным электромонтером в установленные сроки. Машинист турбины должен следить за нагревом уплотнений и подшипников генератора и возбuditеля. Он обязан контролировать и регулировать температуру охлаждающей среды в генераторе, периодически прослушивать генератор, наблюдать за чистотой выступающей части изоляции под стулом подшипников генератора и возбuditеля и не допускать закорачивания ее металлическими предметами.

Наблюдение за работой генератора ведется как по измерительным приборам, так и визуально. Показания электрических приборов генератора, температуры стали и обмотки статора, охлаждающей среды и вкладышей подшипников должны записываться не реже двух раз в смену. В те же сроки у турбогенераторов с водородным и водородно-водяным охлаждением должны записываться: чистота и давление водорода, давление масла на уплотнения, температура газа или конденсата на входе в обмотку и выходе из нее, расход конденсата через обмотку, температура воды (конденсата) на входе в газоохладители (теплообменники) и выходе из них, давление воды в напорном коллекторе газоохладителей (теплообменников).

Пуск генератора, проверка совпадения фаз, синхронизация и набор нагрузки

Пуск генератора является ответственной операцией и должен быть увязан с работой тепломеханического оборудования. На электростанциях неблочного типа пуск турбогенератора является самостоятельной операцией и не связан с работой котельных агрегатов. На блочных

электростанциях пуск турбогенератора и включение его под нагрузку являются конечными операциями пуска блока в целом.

В объем подготовительных работ перед пуском входит выполнение тщательного осмотра агрегата и его вспомогательного оборудования: систем маслоснабжения, систем охлаждения, систем возбуждения, состояния первичной и вторичной электрических цепей защит, коммутационной аппаратуры, проверка сопротивления изоляции. Измерение изоляции различных цепей должно производиться мегаомметрами соответствующих напряжений.

Допустимая величина сопротивления изоляции обмотки статора не нормируется, полученные при измерении величины сравниваются с данными предыдущих измерений. При резком понижении сопротивления изоляции следует выяснить причину и устранить ее.

В процессе пуска производится задержка повышения частоты вращения ротора на уровне 400...500 об/мин. Во время этой задержки осуществляется прослушивание турбогенератора с целью выявления механических неполадок (появление стука, задевание в механических узлах).

Скорость подъема частоты вращения турбоагрегата определяется условиями прогрева турбины. Критические скорости турбины и генератора, известные для каждого турбоагрегата, необходимо проходить без задержки во избежание появления опасных вибраций агрегата.

Скорость повышения напряжения на генераторах не ограничивается; запрещается возбуждение генераторов с водяным охлаждением обмоток при отсутствии циркуляции воды в обмотках.

После окончания монтажа или работ в первичной цепи генератора, которые могли нарушить чередование фаз, необходимо проверить, совпадают ли фазы генератора и сети.

Для проверки совпадения фаз к трансформатору напряжения резервной системы шин присоединяется фазоуказатель. Какой зажим фазоуказателя к какой фазе трансформатора напряжения будет подключен, существенного значения не имеет. Важно лишь сохранить порядок подключения неизменным до конца проверки. Затем на резервную систему шин подается поочередно напряжение от рабочей системы шин и от генератора. Если в обоих случаях диск фазоуказателя будет вращаться в одном и том же направлении, то порядок следования фаз генератора и системы одинаков. Если же направление вращения диска изменяется, то включать генератор в сеть, не поменяв местами две фазы на ошиновке, соединяющей генератор с сетью, недопустимо.

При отсутствии резервной системы шин или блочном соединении генератора с трансформатором фазоуказатель присоединяется к трансформатору напряжения генератора. От выводов статора отсоединяются компенсаторы и на шинный мост и на трансформатор напряжения генератора подается напряжение от системы включением выключателя силового трансформатора. Фиксируется направление вращения диска фазоуказателя. Затем, после присоединения компенсаторов к выводам статора и пуска генератора, напряжение на шинный мост подается от генератора. При совпадении фаз направление вращения диска фазоуказателя должно сохраниться. Если между генератором и его трансформатором имеются разъединители, то отсоединять компенсаторы от выводов статора не требуется. В этом случае перед подачей напряжения на шинный мост от сети достаточно отключить разъединители.

По окончании монтажа или работ в цепях синхронизации и связанных с ними трансформаторах напряжения должны быть проверены исправность и правильность схемы синхронизации. Для этого нужно после достижения генератором частоты вращения, близкой к номинальной, возбудить генератор (т. е. включить его автомат гашения поля АГП, подать в ротор ток возбуждения и поднять напряжение на выводах статора до номинального). Ток возбуждения регулируют с помощью регулируемого реостата, движок которого вручную перемещается в положение «холостого хода», или с помощью установочного автотрансформатора, воздействующего на автоматический регулятор возбуждения (АРВ) генератора. Далее, установив ключ синхронизации на пульте управления генератором в положение «Включено», следует подать на колонку синхронизации заведомо несинхронные напряжения (от генератора и сети).

Проверить вращение стрелки синхроноскопа и подождать, пока она сделает один или несколько полных оборотов. Это укажет на исправность синхроноскопа и наличие на нем напряжения как от генератора, так и от сети. Одновременно нужно убедиться в работе вольтметров и частотомеров на колонке синхронизации. Пока стрелка синхроноскопа не совершит полного оборота, нельзя считать синхроноскоп и его цепи исправными. Колебания стрелки в одну и другую сторону от красной черты могут быть вызваны не только неудовлетворительной работой регулирования турбины, но и обрывом в одной из фаз напряжения, подводимого к синхроноскопу или неисправностью самого синхроноскопа; возбужденный до номинального напряжения генератор включается на резервную систему шин, находящуюся без напряжения. Включается колонка синхронизации. Поскольку на синхроноскоп при этом

будет подано заведомо синхронное напряжение, стрелка синхроскопа должна остановиться в вертикальном положении, на красной черте, если же она остановится в другом положении, то, значит, синхронизирующее устройство работает неправильно и до устранения дефекта включать в работу генератор недопустимо.

При отсутствии резервной системы шин или при блочном соединении генератора с трансформатором правильность работы схемы синхронизации проверяется подачей напряжения на шинный мост генератора от сети при отсоединенных от выводов генератора компенсаторов.

Включение генератора в сеть может быть выполнено по способу точной синхронизации или самосинхронизации.

Для включения генератора по способу точной синхронизации без броска тока в статоре и без резкого изменения вращающего момента ротора должны быть соблюдены три условия: равенство значений напряжения генератора и сети; совпадение этих напряжений по фазе; равенство частот генератора и сети.

Включение генератора в сеть при значительном неравенстве напряжений по значению и при большом угле расхождения по фазе вызовет появление в генераторе уравнительного тока и связанных с ним последствий. Особенно опасно включение генератора при несовпадении напряжений по фазе. В наиболее тяжелом случае, когда напряжения генератора и сети сдвинуты по фазе на 180° , а мощность системы во много раз превышает мощность генератора, уравнительный ток в момент включения в два раза превысит ток трехфазного КЗ на выводах генератора. От такого тока могут разрушиться лобовые части обмотки статора или обмотки трансформатора. При значительной разности частот трудно безошибочно выбрать момент для включения генератора.

Однако точное соблюдение трех вышеуказанных условий, особенно двух последних, замедлило бы процесс синхронизации. Поэтому практически допускается возможность появления незначительных, неопасных толчков при включении генератора и синхронизация с соблюдением следующих, несколько отличающихся от указанных выше идеальных условий:

- напряжение генератора должно быть выше напряжения сети, но не более чем на 5 %, с тем, чтобы он после включения принял на себя реактивную нагрузку;

- импульс на включение выключателя должен подаваться до подхода стрелки синхроскопа к красной черте на угол, соответствующий времени включения выключателя, с расхождением не более $8-12^\circ$;

- частота вращения генератора должна быть близкой к частоте сети, чтобы стрелка синхроскопа вращалась с частотой не более 2–3 об/мин.

Точная синхронизация проводится при помощи автоматического синхронизатора, а там где его нет – вручную. Схема ручной синхронизации дополняется блокировкой от несинхронного включения, разрешающей включение генератора только при допустимых разности частот вращения и угле расхождения между фазами напряжений генератора и сети. Ручная синхронизация при отключенной блокировке от несинхронного включения запрещается.

По способу самосинхронизации генератор включается в сеть без возбуждения при частоте вращения, близкой к синхронной (скольжение $\pm 2\%$), после чего включается АГП, генератор возбуждается и в течение 1–2 с втягивается в синхронизм. Регулировочный реостат перед включением генератора должен быть установлен в положение холостого хода (ХХ). Во избежание пробоя изоляции обмотки ротора из-за появления перенапряжений она должна быть замкнута до включения АГП на резистор самосинхронизации.

Если при неудачной точной синхронизации механические усилия на вал ротора, обусловленные так называемым синхронным моментом, могут в несколько раз превысить усилия от номинального момента, то при самосинхронизации синхронный момент отсутствует, так как генератор включается невозбужденным. Кроме того, достоинство способа самосинхронизации состоит в простоте, позволяющей полностью автоматизировать включение генератора в сеть, в быстроте включения.

Включение турбогенераторов, имеющих косвенное охлаждение обмоток и работающих на шины генераторного напряжения, а также генераторов с непосредственным охлаждением обмоток в нормальных условиях должно осуществляться, как правило, способом точной синхронизации. Для турбогенераторов, работающих на шины генераторного напряжения, это связано с нежелательностью значительного понижения напряжения у потребителей в момент включения генератора из-за броска тока, превышающего в 3,5 раза номинальное значение.

Для турбогенераторов с непосредственным охлаждением, несмотря на то что симметричная составляющая тока в начальный момент их самосинхронизации обычно не превышает трехкратного номинального значения, ограничения по применению способа самосинхронизации вызваны меньшей стойкостью этих генераторов и блочных трансформаторов большой мощности к динамическим воздействиям по сравнению со стойкостью турбогенераторов с косвенным охлаждением и трансформаторов меньшей мощности.

В аварийных условиях, когда напряжение и частота в сети могут сильно колебаться, операция по включению генератора способом точной синхронизации может затянуться на продолжительное время или сопровождаться включением с большим углом расхождения векторов напряжения генератора и сети. В этих условиях турбогенераторы мощностью до 220 МВт включительно и все гидрогенераторы разрешается включать на параллельную работу способом самосинхронизации. Генераторы большей мощности разрешается включать этим способом при условии, что кратность симметричной составляющей тока самосинхронизации к номинальному току не превышает 3,0.

Скорость подъема активной нагрузки турбогенератора определяется тепловыми расширениями турбины или условиями работы блока. Нарушение этого требования недопустимо. Например, чрезмерно быстрый набор нагрузки может привести к большему удлинению ротора турбины по сравнению с удлинением корпуса турбины и отключению ее защитой от осевого сдвига, а в худшем случае и к задеванию лопаток ротора за диафрагмы. Поэтому скорость подъема нагрузки должна быть указана в местных инструкциях для каждого типа турбогенератора.

Следует иметь в виду, что при нагреве током обмоток статора и ротора удлинение (расширение) меди происходит быстрее удлинения (расширения) стали. Неравные расширения меди обмоток и стали вызывают аксиальные перемещения обмоток в пазах. Аксиальное перемещение обмоток статора при пуске практически не может вызвать повреждение обмотки, поэтому скорость набора реактивной нагрузки статором не лимитируется. В роторе из-за наличия центробежных усилий температурное удлинение меди при определенных условиях превращается в деформацию сжатия, и при многократных пусках с быстрым набором нагрузки и остановках машины укорочения обмотки накапливаются, что может привести к деформации обмоток, поэтому необходимо в нормальных условиях следить за пропорциональным набором активной и реактивной нагрузки. При авариях в энергосистеме требование пропорционального набора активной и реактивной загрузки может не соблюдаться.

Скорость набора реактивной нагрузки генераторов и синхронных компенсаторов с косвенным охлаждением обмоток, а также гидрогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток не ограничивается. У турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток скорость набора реактивной нагрузки в нормальных условиях не должна превышать скорости набора активной нагрузки, а в аварийных условиях не ограничивается.

Режимы работы генераторов

Нормальные режимы работы. Нормальными режимами генератора являются такие, при которых он работает с номинальными параметрами, указанными на заводской таблице и в паспорте, или с отклонениями, допустимыми по ГОСТ или ТУ. Работа генератора точно с номинальными параметрами называется, кроме того, номинальным режимом. К основным параметрам генератора относятся: полная мощность, напряжение и ток статора, ток ротора, коэффициент мощности, частота, температура и давление охлаждающей среды.

Длительно допустимые значения тока статора и ротора генератора в зависимости от конкретных значений давления газа и температуры охлаждающей среды, а также от значения рабочего напряжения на выводах статора обычно указываются в так называемой режимной карте генератора, которой пользуются при его эксплуатации.

При составлении режимных карт руководствуются следующими соображениями. Длительно допустимые токи статора и ротора должны быть снижены, если температура охлаждающей среды или давление газа отличаются от номинального в сторону ухудшения охлаждения. Если температура охлаждающего газа ниже номинальной, то мощность генератора разрешается повысить.

Допустимые при пониженной температуре холодного газа токи ротора и статора, если они не указаны заводом-изготовителем, устанавливаются на основании испытания на нагрев. При этом не должны быть превышены наибольшие допустимые в эксплуатации температуры, определенные при номинальном режиме. Не допускается увеличивать мощность при снижении температуры входящей в обмотку воды для генераторов с водяным охлаждением обмотки статора.

Если температура охлаждающего газа выше номинальной, то допустимые токи статора и ротора уменьшаются до значений, при которых температуры обмоток не будут превышать наибольших допустимых в эксплуатации.

В генераторах с водородным охлаждением влагосодержание газа должно быть не более $12,8 \text{ г/м}^3$. Повышение влажности водорода в генераторе при отсутствии течи воды в газоохладителях и применении для подпитки хорошо осушенного водорода может произойти только за счет попадания влаги вместе с воздухом из масла, сливающегося из уплотнений в сторону водорода.

Повышение влажности водорода снижает надежность и срок службы изоляции, вредно сказывается на механической прочности бандажей ротора, ограничивает снижение температуры холодного водорода в зимнее время из-за возможности конденсации влаги на стенках газоохладителей. Наконец, повышение влагосодержания в газе, увеличивая плотность газовой смеси, повышает вентиляционные потери в генераторе.

Все генераторы допускают работу с номинальной мощностью при изменении напряжения в пределах $\pm 5\%$ от номинального и при допустимых в эксплуатации изменениях частоты.

Длительно допустимое отклонение напряжения не должно превышать $\pm 10\%$ от номинального. При отклонении напряжения свыше $\pm 5\%$ номинального полная мощность генератора уменьшается согласно указанию завода-изготовителя или на основании испытания.

Повышение напряжения свыше 105% номинального связано с повышением тока возбуждения и магнитной индукции генератора, что вызывает повышенный нагрев стали статора, возрастание дополнительных потерь в роторе и конструктивных элементах статора. Чтобы не превысить нагрева обмотки ротора и стали статора сверх допустимого в эксплуатации, нагрузка генератора при повышении напряжения сверх 105% должна понижаться. Уменьшение же мощности генератора при снижении напряжения ниже 95% номинального вызывается тем, что повышать ток свыше 105% номинального недопустимо. Повышение напряжения свыше 105% недопустимо из-за резкого усиления местных перегревов активной стали сердечника статора в результате роста при этом магнитного потока рассеивания.

Перегрузки генераторов. В аварийных условиях генераторы и синхронные компенсаторы разрешается кратковременно перегружать по токам статора и ротора согласно ТУ на поставку, а если в ТУ такие указания отсутствуют, то кратность перегрузки по току статора, отнесенному к номинальному току, определяется по ПТЭ.

Допустимая перегрузка по току возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов с косвенным охлаждением обмоток определяется допустимой перегрузкой статора.

Снятие перегрузки роторов с непосредственным охлаждением, как правило, должно производиться автоматически.

Длительность перегрузок генераторов и компенсаторов при авариях в энергосистеме ограничивается недопустимостью перегрева обмоток по условию сохранения электрических и механических свойств изоляции; превышением температуры меди обмотки и бочки ротора, не вызывающим еще остаточных деформаций витков; недопустимостью закипания дистиллята в обмотке.

Несимметричные режимы работы. Несимметричный режим, характеризующийся неравенством токов в фазах обмотки статора-генератора, вызывается наличием мощных однофазных нагрузок, например однофазных печей, электротяговых нагрузок, или возникает при обрыве провода линии электропередачи, а также ошиновки открытого распределительного устройства (ОРУ), при отключении или неотключении одной фазы выключателя с пофазным управлением, при работе генератора через неполнофазную трансформаторную группу и при несимметричных КЗ.

При несимметричном режиме в токе статора появляется составляющая обратной последовательности, которая вызывает магнитный поток, вращающийся относительно ротора с двойной угловой частотой. Этот поток наводит в бочке ротора токи двойной частоты, вызывающие дополнительные потери в элементах ротора и их нагрев.

Магнитное поле обратной последовательности вызывает также повышение вибрации.

Эквивалентная глубина проникновения в бочку ротора вихревых токов с частотой 100 Гц невелика и составляет несколько миллиметров в зубцах и около 10–17 мм в клиньях. По этой причине эквивалентное активное сопротивление ротора току двойной частоты значительно и дополнительные потери в бочке ротора от несимметрии тока статора могут достигнуть больших значений. Для ряда турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток эти потери соизмеримы с номинальными потерями на возбуждение уже при токе обратной последовательности $I_2 \approx 0,22I_{\text{ном}}$, а при $I_2 = I_{\text{ном}}$ превышают их в 15–20 раз. К тому же дополнительные потери распределяются вдоль ротора неравномерно.

Наиболее высокий нагрев зубцов и клиньев они вызывают в зонах, ближайших к торцам ротора, и бандажах. Поэтому длительная работа с несимметричной нагрузкой допустима, если разность тока в фазах не превышает 10 % номинального тока для турбогенераторов и 20 % для синхронных компенсаторов.

Для предотвращения повреждения генераторов в случае неполнофазных отключений выключателей блоков, как правило, предусматривается устройство резервирования при отказе выключателей (УРОВ), действующее при отказе любой фазы выключателя блока на отключение смежных выключателей секции или всех выключателей системы шин, на которую работает блок.

Если во время плановых остановок блоков одновременно с отключением выключателя производится гашение поля генератора, то при неполнофазном отключении выключателя генератор переходит

в режим двигателя без возбуждения с потреблением реактивной мощности из сети. При этом ток обратной последовательности достигает 0,3–0,5 номинального, что выше уставки УРОВ, и последнее приходит в действие. Во избежание подобных тяжелых последствий недопустимо при плановых остановках генераторов отключать АГП сразу же после отключения выключателя. При возбуждении, обеспечивающем при ХХ номинальное напряжение, и при отсутствии пара в турбине даже при неполнофазном отключении выключателя ток обратной последовательности будет невелик и опасности для генератора представлять не будет. Длительность такого режима будет определяться работой турбины в беспаровом режиме по условию нагрева лопаток и, как правило, не должна превышать 4 мин. За это время должен быть подан пар в турбину.

Асинхронные режимы работы. При потере возбуждения из-за неисправности возбудителя, расцепления полумуфт между ротором и возбудителем, обрыва в цепи ротора, случайного отключения АГП и по любой другой причине генератор переходит в асинхронный режим. При этом по мере снижения магнитного потока, создававшегося до этого током в обмотке ротора, генератор начинает потреблять реактивную мощность из сети.

Равновесие между уменьшающимся до нуля синхронным электромагнитным моментом и вращающим моментом турбины нарушается, и частота вращения генератора начинает возрастать сверх синхронной. Под воздействием магнитного поля от тока статора, в зубцах и клиньях ротора и в его обмотке, если она остается замкнутой на возбудитель или замкнется на резистор самосинхронизации, появятся токи с частотой скольжения. Магнитный поток от этих токов, взаимодействуя с магнитным полем статора, создает тормозящий асинхронный момент, что обеспечивает выдачу генератором активной мощности в сеть при асинхронном режиме. Асинхронный тормозящий момент с увеличением скольжения ротора возрастает. Когда он станет равным вращающему моменту турбины, дальнейшее повышение скольжения прекратится. Наступит установившийся асинхронный режим.

Реагируя на увеличение частоты вращения, регулятор частоты вращения турбины сокращает поступление пара (воды) и тем самым уменьшает активную мощность. Поэтому, как правило, в результате потери возбуждения активная мощность на генераторе снижается.

Токи, появляющиеся в зубцах, клиньях и бочке ротора, при асинхронном режиме турбогенератора вызывают нагрев ротора.

При повышенном скольжении ток статора может значительно превышать номинальное значение, что может привести к перегреву обмотки статора.

Из-за возрастания результирующей магнитной индукции в торцевых областях турбогенератора при потере возбуждения увеличивается нагрев крайних пакетов стали и конструктивных элементов торцевых зон статора.

В асинхронном режиме в обмотке ротора наводится напряжение. Если обмотка разомкнута или включена не на электромашинный возбудитель, а на систему выпрямителей возбуждения, исключающую прохождение тока обратной полярности, то при больших скольжениях наведенное напряжение может достигнуть опасного для обмотки ротора и выпрямителей значения. Кроме того, при разомкнутой обмотке среднее значение асинхронного момента меньше, а скольжение больше, чем при замкнутой. Поэтому при переводе генератора в асинхронный режим обмотку ротора необходимо автоматически или ручным отключением автомата гашения поля (АГП) замыкать на активное сопротивление (самосинхронизации или гасительное).

Использование асинхронного режима для оставления в работе генератора при потере возбуждения хотя бы на время, необходимое для перевода на резервное возбуждение, позволяет в большинстве случаев избежать аварийных остановок генераторов. Но при этом необходимо соблюдать следующие условия.

Для турбогенераторов с косвенным охлаждением активная нагрузка должна быть не выше 60 % номинальной, а продолжительность режима не более 30 мин.

Режим синхронного компенсатора. В ряде случаев для поддержания необходимого уровня напряжения в системе целесообразно генераторы использовать как синхронные компенсаторы. Включенный в сеть генератор переводится в режим синхронного компенсатора прекращением подачи в турбину энергоносителя (пара или воды). На гидротурбине затем срывается вакуум, а если рабочее колесо расположено ниже уровня воды в нижнем бьефе, то дополнительно производится отжатие воды давлением воздуха из ресиверов. Удаление воды из области рабочего колеса сокращает до минимума потери на его вращение.

Длительное вращение паровых турбин, за исключением некоторых типов мощностью менее 6 МВт, в беспаровом режиме не допускается из-за возможности перегрева лопаток ротора. В последнее время для устранения перегрева лопаток применяют схемы вентиляции турбин небольшим количеством пара, что позволяет использовать мощные турбогенераторы в качестве синхронных компенсаторов без отсоединения от турбины.

Регулирование реактивной нагрузки на генераторе, переведенном в режим компенсатора, производится изменением тока в роторе.

В случае использования турбогенератора в качестве синхронного компенсатора при длительном простое турбины в ремонте или по другим причинам муфта между генератором и турбиной разбирается. Установкой специальных упоров ограничивается осевое перемещение ротора генератора. Смазка подшипников генератора производится от маслососов турбины с установкой заглушек на напорные маслопроводы к подшипникам турбины. Как правило, пуск отсоединенного от турбины генератора производится подъемом частоты вращения с нуля от другого генератора. Такой пуск называется частотным. При частотном пуске мощность ведущего (развертывающего) генератора во избежание его перегрузки должна составлять не менее одной трети мощности ведомого (развертываемого) генератора. Оба генератора до пуска включаются на резервную систему шин.

Подготавливаются к толчку турбина и ведущий генератор. После того как все подготовительные работы окончены, включается АГП и на ведущем генераторе устанавливается ток возбуждения, равный току, который обеспечивает номинальное напряжение статора при холостом ходе генератора. На ведомом генераторе устанавливается ток возбуждения, равный половине тока, обеспечивающего номинальное напряжение статора при холостом ходе генератора. Затем без промедления производят пуск ведущей турбины с минимально возможной первоначальной частотой вращения. Сразу же должно начаться вращение ротора ведомого генератора. Если ротор ведомого генератора не стронется с места или по показаниям амперметров статора и ротора будут наблюдаться качания его, следует несколько увеличить ток возбуждения ведущего генератора.

Если с пуском турбины начнется синхронное вращение ротора ведомого генератора, частоту вращения обоих генераторов плавно поднимают до номинальной. Регулированием тока возбуждения выравнивают электродвижущую силу (ЭДС) генераторов для снижения до минимального значения уравнительного тока между статорами генераторов и затем производят синхронизацию обоих генераторов с сетью.

Обслуживание вспомогательного оборудования генераторов

Перевод генератора с воздуха на водород и с водорода на воздух. Чтобы не допустить образования взрывоопасной смеси, перевод генератора с воздуха на водород и обратно выполняется с предварительным вытеснением из него воздуха и водорода двуокисью углерода или азотом. Замену одного газа другим можно производить циклами или порциями: вначале впустить в генератор заменяющий газ, поднимая давление газа

в генераторе до верхнего предела, затем выпустить в атмосферу заменяемый газ или его смесь из генератора, снижая давление до нижнего предела, потом вновь впускать вытесняющий газ и т. д. Однако более рационально операцию производить не циклами, а непрерывно, впуская заменяющий и выпуская заменяемый газ непрерывно. Продолжительность операции при этом сократится примерно в два раза.

На вытеснение воздуха двуокисью углерода при неподвижном роторе расходуется 1,3–1,5 объема статора, а при вращающемся роторе 1,8–2 объема.

Двуокись углерода в генератор для вытеснения воздуха подается от централизованной установки или от баллонов. При отсутствии централизованной установки в целях уменьшения скорости испарения двуокиси углерода и тем самым замедления охлаждения баллонов рекомендуется разряжать столько баллонов одновременно, сколько их можно подключить к коллектору. При этом, чтобы не допустить подъема давления на коллекторе выше 0,5–0,6 МПа, вентили на баллонах открывают медленно, каждый раз понемногу. Когда вентили на всех баллонах окажутся открытыми полностью, а давление газовой смеси в генераторе, несмотря на это, не поднимется, разряженные баллоны заменяют полными.

Первый отбор пробы газовой смеси на анализ из водородного коллектора следует сделать после выпуска в генератор двуокиси углерода в количестве 1,3 объема статора при неподвижном роторе и 1,8 объема статора при вращающемся роторе.

После того как содержание двуокиси углерода в газовой смеси генератора достигнет не менее 85 %, вытеснение воздуха заканчивается и производится продувка осушителя водорода, поплавкового гидрозатвора, бачка продувки и всех импульсных трубок путем выпуска газовой смеси из них. Смесь газов, содержащая не менее 85 % двуокиси углерода, не будет взрывоопасной в присутствии водорода.

Если применен азот, то вытеснение воздуха считается законченным после того, как содержание кислорода в газовой смеси снизится до 3 %.

Для вытеснения двуокиси углерода водородом водородный коллектор генератора при помощи схемной перемычки соединяется с линией от водородной или электролизной установки, а коллектор двуокиси углерода с атмосферной трубой.

При открытых вентилях на водородной линии и коллекторе в генератор подается водород. Одновременно открытием вентиля на линии, соединяющей коллектор двуокиси углерода с атмосферной трубой, двуокись углерода в смеси с воздухом и водородом выпускается из генератора.

Контроль за вытеснением двуокиси углерода водородом при вращающемся с номинальной частотой роторе рекомендуется вести по дифференциальному манометру. При чистоте водорода 90 % включается автоматический газоанализатор и отбирается из вентиля на коллекторе двуокиси углерода первая проба газовой смеси для химического анализа.

При неподвижном роторе контроль за вытеснением двуокиси углерода водородом ведется по результатам химического анализа проб, отбираемых из коллектора двуокиси углерода, начиная с того момента, когда в генератор будет введено водорода не менее одного объема статора. Вытеснение двуокиси углерода водородом считается законченным при достижении чистоты водорода. По достижении необходимой чистоты водорода в генераторе должны быть продуты осушитель водорода, поплавковый гидрозатвор, бачок продувки и все импульсные трубки.

Вытеснение водорода двуокисью углерода мало отличается от вытеснения воздуха углекислотой. Вытеснение водорода считается законченным при содержании окиси углерода в газовой смеси, отобранной из водородного коллектора, не менее 85 % при вращающемся роторе и не менее 95 % при неподвижном роторе.

Первый анализ газа в водородном коллекторе рекомендуется производить после ввода в генератор двуокиси углерода в количестве, равном 1,1–1,2 объема статора при неподвижном роторе и 2 объемам при вращающемся роторе.

Вытеснение двуокиси углерода воздухом производится так же, как и водородом, с той лишь разницей, что перемычка между водородным коллектором и водородной линией снята, а между водородным коллектором и линией сжатого воздуха установлена. Вытеснение двуокиси углерода воздухом считается законченным, когда анализ пробы газа из углекислотного коллектора покажет полное отсутствие в нем двуокиси углерода.

Обслуживание системы водяного охлаждения обмоток. Попадание воздуха или водорода в систему водяного охлаждения обмоток может привести к образованию газовых пробок в головках и каналах проводников стержней обмотки, что нарушит нормальную циркуляцию охлаждающего конденсата и вызовет сильный быстрый перегрев проводников.

Для вытеснения воздуха из водяной системы ее заполнение конденсатом производится при открытых дренажах на напорном и сливном коллекторах обмотки, на теплообменниках и фильтрах. Система считается заполненной лишь после прекращения выделения пузырьков воздуха из контрольных дренажных трубок обмотки статора.

Персонал должен два раза в смену осматривать газовую ловушку, подключенную к сливному коллектору через постоянно открытый вентиль для контроля за появлением газа в конденсате. При появлении газа в ловушке делается его химический анализ.

При появлении в корпусе генератора небольшого количества воды ее следует слить и проверить, нет ли течи или конденсации влаги на стенках газоохладителей. Если нет, а вода скапливается вновь, то это указывает на появление течи в системе водяного охлаждения обмотки. В этом случае, а также при появлении большого количества воды генератор должен быть немедленно разгружен и отключен от сети.

Для контроля за наличием циркуляции конденсата по всем параллельным ветвям под клинья в пазах статора заложены терморезисторы.

Работа генератора при отсутствии циркуляции запрещается во всех режимах, кроме режима ХХ без возбуждения.

При снижении расхода конденсата на 25 % действует предупредительная сигнализация, а на 50 % – аварийная. С момента подачи аварийного сигнала в течение 2 мин должна быть снята токовая нагрузка, а через 4 мин и напряжение.

Обслуживание щеточных аппаратов. Искрение щеток на коллекторе может перейти в круговой огонь, а на кольцах ротора в КЗ между кольцами. Таких тяжелых последствий можно избежать, если работа щеточных аппаратов будет проверяться не только в дневное время специально выделенным монтером, но регулярно и сменным персоналом при приемке и в течение смены. Все замеченные ненормальности в работе щеточных аппаратов должны устраняться по возможности немедленно или в кратчайший срок.

Искрение щеток на кольцах ротора может быть вызвано следующими причинами:

- недостаточным нажатием всех или части щеток. Давление пружин на все щетки должно быть одинаковым. В щеткодержателях, устанавливаемых на кольцах ротора, сжатие пружины и ее давление на щетку по мере срабатывания щетки уменьшаются. Поэтому периодически необходимо восстанавливать нормальное давление пружин на щетки перемещением нажимной планки на одну, а если требуется, то и на большее число прорезей в стойке щеткодержателя;

- плохой шлифовкой щеток. Если поставить щетки без подгонки к поверхности кольца, то они будут касаться кольца не всем сечением,

а частично. Плотность тока на уменьшенной поверхности соприкосновения будет выше допустимой, что и вызовет искрение. Поэтому при замене щеток рабочая поверхность новых щеток должна быть подогнана (пришлифована) к поверхности кольца на остановленном генераторе;

– подгаром рабочей поверхности колец в результате искрения щеток. Для устранения подгара кольца шлифуются шкуркой. После окончания шлифовки все щетки поочередно вынимаются из щеткодержателя и очищаются от попавших на рабочую поверхность абразивных частиц снятием небольшого слоя с рабочей поверхности ножом;

– заеданием части щеток в щеткодержателях. Заедание щетки приводит к тому, что по мере срабатывания она перестает касаться кольца и ток переходит на другие щетки, вызывая их перегрузку. Чтобы щетка не застревала, зазор между ней и стенками щеткодержателя должен быть 0,1–0,3 мм. Большой зазор также недопустим, так как он будет приводить к перекоосу и заеданию щетки; срабатыванию щеток до минимально допустимого размера; вибрации щеток из-за биения поверхности колец в результате неравномерной выработки или по другим причинам. Устранить вибрацию и искрение щеток, вызванные неравномерной выработкой колец, можно только проточкой колец или обработкой их вращающимся наждачным кругом.

Вибрация щеток может быть вызвана и вибрацией конца вала ротора вместе с кольцами. Вибрация щеток может появиться и при удовлетворительном состоянии поверхности колец от повышенного нажатия на них пружин.

Как и на кольцах, искрение щеток на коллекторе возбuditеля может быть вызвано указанными выше причинами. Но в отличие от искрения на кольцах щетки на коллекторе могут искрить и по другим причинам: из-за выступания коллекторного миканита, из-за неудовлетворительной наладки коммутации, при слабом креплении коллекторных пластин, при появлении ненадежного контакта в петушках, при витковом замыкании в обмотке главных или дополнительных полюсов.

Паразитные токи в валах и подшипниках. Из-за неравномерности зазора между ротором и статором, зазоров в стыках между пакетами активной стали и по другим причинам магнитная система машины несимметрична. Схема прохождения токов приведена на рис. 2.1.

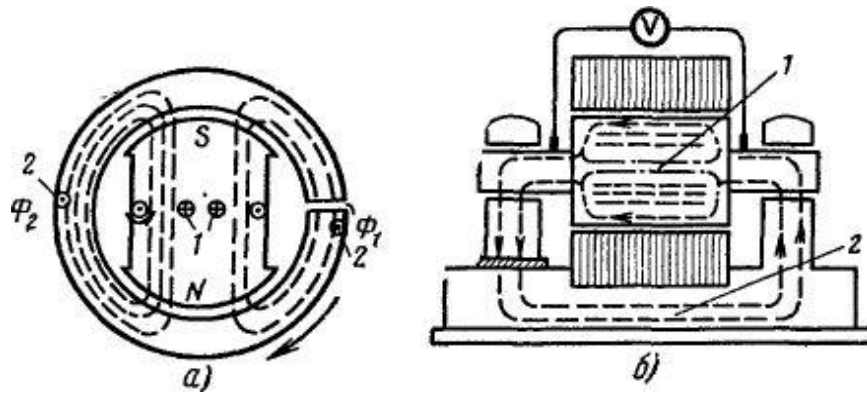


Рис. 2.1. Схема прохождения токов, вызванных несимметрией магнитной системы машины:

a – поперечный разрез; b – продольный разрез; 1 – путь тока с большим индуктивным сопротивлением; 2 – путь тока с малым индуктивным сопротивлением; Φ_1, Φ_2 – магнитные потоки

Это приводит к изменению магнитных потоков и вызывает появление в теле ротора токов, которые, если не принять мер, будут проходить не по пути с большим индуктивным сопротивлением, а по пути (через подшипники и станину), имеющему значительно меньшее индуктивное сопротивление. Из-за малого сопротивления даже при малых значениях наведенной ЭДС токи по валу и подшипникам могут достигать нескольких тысяч ампер. Этот ток даже при меньших значениях вызвал бы повреждение червячных пар и подшипников турбины, а также подшипников и вкладышей уплотнений генераторов.

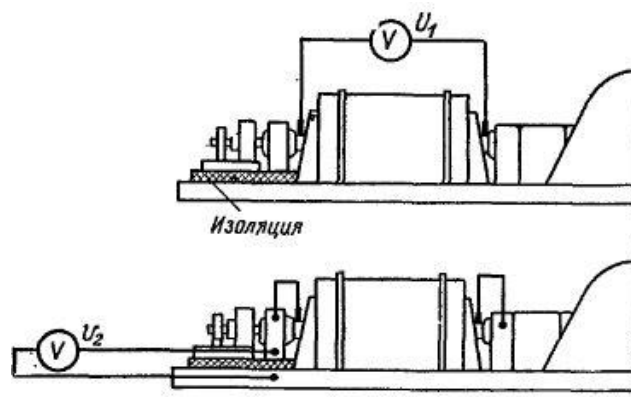


Рис. 2.2. Измерение напряжения для проверки состояния изоляции стула подшипника

Поэтому у машин с горизонтальным валом под стул подшипника со стороны возбuditеля и под подшипники возбuditеля, а у вертикальных гидрогенераторов под лапы верхней крестовины устанавливаются изоляционные прокладки. Кроме того, подшипники изолируются

от маслопроводов с установкой коротких участков труб с двумя изолированными фланцами, позволяющими контролировать состояние изоляции каждого маслопровода на работающей машине.

При работе генератора не реже чем 1 раз в месяц следует проверять по схеме рис. 2.2, не нарушена ли эта изоляция. При этом измеряется напряжение на концах вала и между изолированным стулом и плитой. При замере напряжения U_2 сопротивление изоляции масляных пленок на подшипнике со стороны турбины и на том подшипнике, на котором производится измерение, закорачивают, как показано на рис. 2.2. Если напряжения U_1 и U_2 равны, то изоляция стула подшипника исправна. Если же напряжение U_2 равно нулю, то изоляция нарушена.

При работе паровой турбины вследствие трения лопаток последних ступеней ротора о пар происходит заряд ротора электричеством. Значение напряжения, которое может сообщить подобный заряд ротору, зависит от сопротивления изоляции масляной пленки подшипников и доходит до 800 В и выше. Напряжение, создаваемое зарядом ротора от пара, затрудняет обслуживание турбины, так как при прикосновении к валу, например при измерении частоты вращения ручным тахометром или при протирке деталей вблизи вала, персонал «бьет током». Искровые разряды электричества через масляную пленку повреждают поверхности червячных пар и выводят их из строя. Поэтому для отвода заряда с ротора турбины на его валу в доступном месте, а при отсутствии такой возможности и внутри корпуса подшипника устанавливается электрощетка, скользящая по валу и отводящая заряд на заземленный корпус. Обеспечение надежного контакта этой щетки с валом турбины не менее важно, чем поддержание в исправном состоянии изоляции подшипников.

Перевод генератора с рабочего возбуждателя на резервный и обратно

Перевод с рабочего возбуждателя на резервный и обратно может производиться или с включением возбуждателей на параллельную работу и, следовательно, без снятия возбуждения с генератора, или с отключением одного возбуждателя и включением другого с предварительным отключением автомата гашения поля (АГП) и переводом генератора в асинхронный режим. В обоих случаях генератор от сети не отключается.

Достоинство первого способа состоит в том, что он не требует снижения нагрузки на генераторе и перевода его в асинхронный режим. Но параллельная работа возбуждателей, имеющих разные характеристики, может вызвать появление уравнительного тока. Поэтому при переходе с одного возбуждателя на другой без снятия возбуждения параллельная работа возбуждателей должна продолжаться не более 2–3 с.

Отключать рубильником (рис. 2.3) ток мощных возбудителей небезопасно. Поэтому для генераторов с непосредственным охлаждением ротора, имеющих повышенный ток возбуждения, в цепи основного и резервного возбудителей устанавливаются автоматические выключатели, и перевод возбуждения производится с их помощью.

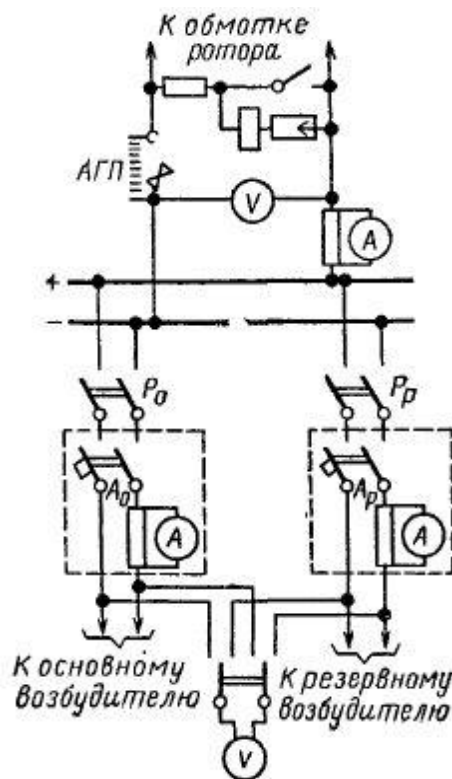


Рис. 2.3. Схема резервного возбуждения: P_0 и A_0 – рубильник и автоматический выключатель основного возбудителя; P_P и A_P – то же, резервного возбудителя

При втором способе перехода с одного возбудителя на другой появление уравнительного тока исключается. Но перевод генератора в асинхронный режим допустим, если нагрузка не превышает 20–40 % номинальной.

При переходе с основного возбудителя любого типа на резервный без снятия возбуждения с генератора на резервном возбудителе устанавливается напряжение на 10 % выше напряжения на кольцах ротора. Переключением вольтметра на сборке возбуждения проверяется совпадение полярностей основного и резервного возбудителей. Резервный возбудитель подключается на шины сборки возбуждения автоматическим выключателем или рубильником. После этого не позже чем через 3 с отключается автоматический выключатель или рубильник основного возбудителя.

Для перехода с одного возбудителя на другой со снятием возбуждения с генератора нагрузка на генераторе снижается до допустимой при асинхронном режиме. Производятся необходимые изменения в режиме работы турбины и котлоагрегата. Возбудитель, вводимый в работу, возбуждается, как и при переводе с одного возбудителя на другой; возбуждение с генератора не снимается. Отключается АГП, затем работающий возбудитель. Включается возбудитель, вводимый в работу, и после этого АГП. Регулируется возбуждение генератора воздействием на вновь включенный возбудитель.

В случаях, не терпящих отлагательства, например при сильном искрении на коллекторе, угрожающем перейти в круговой огонь, отключение АГП производится немедленно. Одновременно с отключением АГП приступают к разгрузке генератора и по достижении необходимого значения ее переходят с поврежденного возбудителя на исправный.

Масляные уплотнения. Для предотвращения утечки водорода из корпуса генератора или компенсатора в местах прохода вала ротора через торцевые крышки применяются масляные уплотнения кольцевого или торцевого типа.

Кольцевое уплотнение (рис. 2.4) состоит из вкладыша 2, охватывающего вал 1, и корпуса 3. Масло поступает в зазор между вкладышем и валом и разделяется на две части: в сторону водорода и в сторону воздуха.

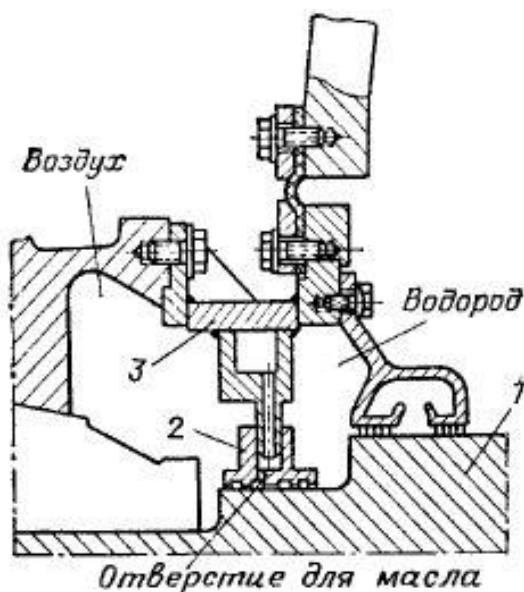


Рис. 2.4. Кольцевое уплотнение

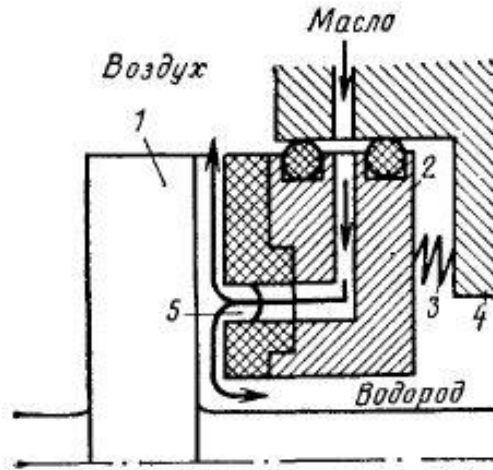


Рис. 2.5. Торцевое уплотнение: 1 — диск на валу ротора; 2 — вкладыш; 3 — пружина; 4 — корпус; 5 — кольцевая канавка

Масло, идущее в сторону водорода, предотвращает утечку водорода из корпуса машины через зазор между валом и вкладышем.

Основное достоинство кольцевых уплотнений заключается в том, что при кратковременном прекращении подачи масла они, как правило, не повреждаются. Подплавление их вкладышей, если оно и случится, обычно не вызывает повреждения рабочей поверхности вала. Но из-за большого зазора между вкладышем и валом (0,3–0,4 мм) в ранее выпускавшихся конструкциях расход масла в сторону водорода достигал 40 – 60 л/мин. Из масла выделялся имевшийся в нем воздух, снижавший чистоту водорода. Это вызывало необходимость иметь вакуумную установку для очистки от воздуха масла, поступающего на уплотнения.

Торцевое уплотнение (рис. 2.5) имеет вкладыш 2, прижимаемый к упорному диску 1 на валу ротора. Как и в кольцевом уплотнении, масло, поступающее в кольцевую канавку на рабочей поверхности вкладыша, разделяется на две части. Большая часть направляется в сторону воздуха, обеспечивая смазку трущихся поверхностей, меньшая — в сторону водорода, предотвращая выход водорода через зазор между вкладышем и диском, поскольку давление масла в кольцевой канавке больше давления водорода в статоре на 0,03 – 0,09 МПа. Меньшая часть масла обеспечивает также смазку внутреннего запорного пояса вкладыша. Расход масла в сторону водорода ввиду малого зазора между вкладышем и диском, определяемого только толщиной масляной пленки, невелик (3–5 л/мин). Это является основным преимуществом торцевого уплотнения по сравнению с кольцевым, позволяющим отказаться от маслоочистительной установки.

Торцевые уплотнения разделяются на типы в зависимости от способа создания усилий, прижимающих вкладыш к диску, а также по количеству автономных камер для масла.

Схема маслоснабжения уплотнений. В схеме маслоснабжения однопоточных торцевых уплотнений (рис. 2.6) основным источником масла является инжектор 1, в сопло которого поступает масло из системы регулирования турбины.

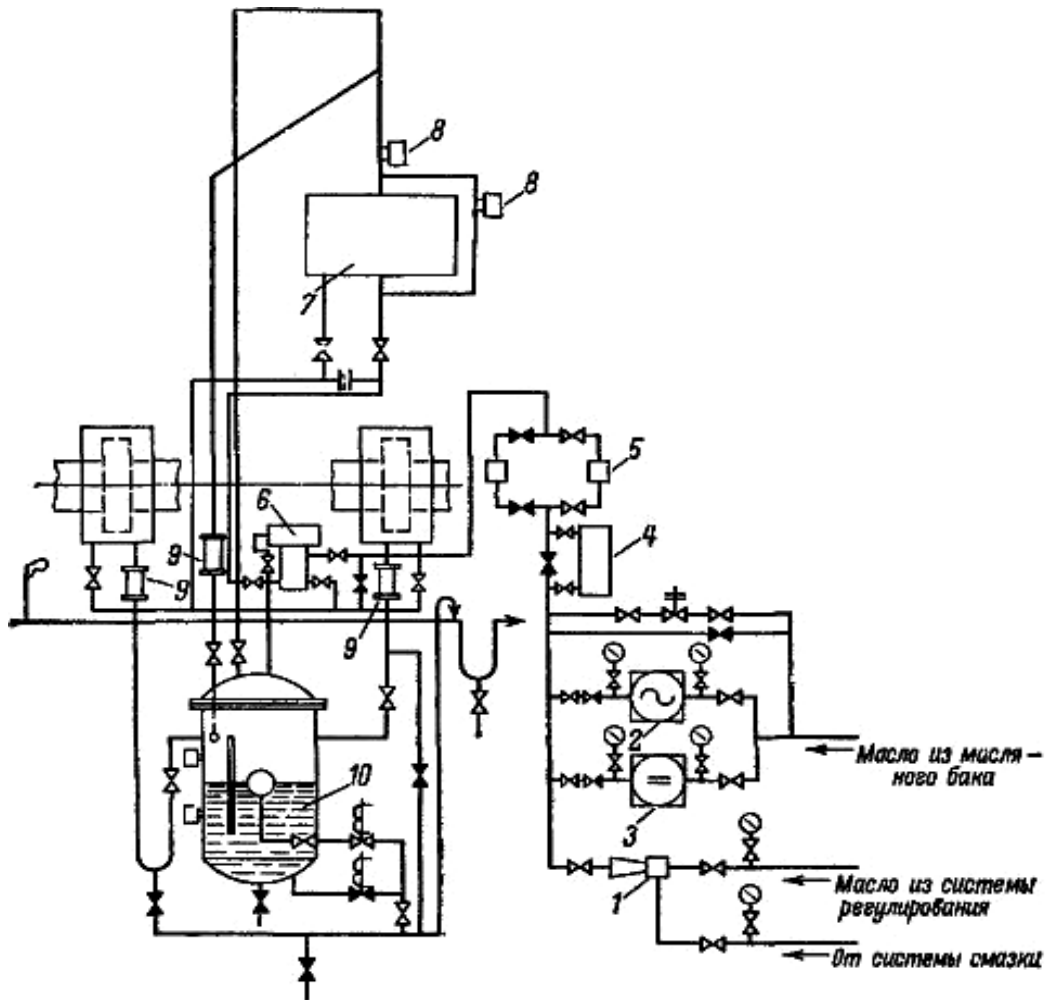


Рис. 2.6. Схема маслоснабжения однопоточных уплотнений: 1 — инжектор;

2 — насос с двигателем переменного тока; 3 — насос с двигателем постоянного тока; 4 — маслоохладитель; 5 — фильтр; 6 — регулятор давления масла; 7 — демпферный бак; 8 — сигнализатор уровня масла; 9 — смотровой фланец; 10 — поплавковый гидрозатвор

Под действием струи этого масла в инжектор засасывается более холодное масло из системы смазки подшипников, что позволяет получить температуру масла после инжектора на 4–6 °С ниже, чем температура масла в системе регулирования. Маслонасосы с двигателями переменного 2 и постоянного 3 тока являются резервным источником маслоснабжения.

Нормально оба насоса стоят в автоматическом резерве. При снижении давления масла в системе первым автоматически включается маслонасос переменного тока. Если по каким-либо причинам давление масла не восстановится, то с выдержкой времени 0,5–0,7 с включится маслонасос постоянного тока. На остановленном генераторе, когда давление масла в системе регулирования равно нулю; в работе находится маслонасос переменного тока, а маслонасос постоянного тока – в автоматическом резерве.

Из напорного коллектора после инжектора и маслонасосов масло поступает в маслоохладитель 4, где оно охлаждается на 6–10 °С, и затем через один из фильтров 5, расширительный бак 7 и регулятор давления масла 6 подается на уплотнение. Масло, сливаемое из уплотнений в сторону водорода, попадает в поплавковый гидрозатвор 10 и из него в маслобак турбины. Гидрозатвор предотвращает выход из машины вместе с маслом водорода.

Расширительный бак, устанавливаемый на генераторах 60 МВт и выше, играет большую роль в повышении их надежности. Он обеспечивает уплотнения маслом в течение нескольких минут, а на останавливаемых машинах – до их полной остановки, если оно перестанет поступать от регулятора давления масла из-за его неисправности или нарушения работы источников маслоснабжения.

Регулятор давления масла 6 поддерживает давление масла, поступающего из уплотнения, таким, чтобы оно во всех случаях превышало давление водорода в машине. При этом превышение (перепад) давления масла над давлением водорода должно оставаться постоянным при изменении расхода масла на уплотнения, давления водорода, давления масла перед регулятором. Если давление масла после регулятора превысит допустимое, то масло может попасть в машину. Если же давление масла станет ниже допустимого, то водород прорвется через уплотнения и, попав в камеры опорных подшипников генератора, начнет вместе с маслом выбрасываться наружу через зазор между валом и маслоуловителями. При этом создается большая опасность воспламенения водорода и масла от искрения на щеточном аппарате ротора. При глубоком снижении давления масла и тем более при полном прекращении поступления его на уплотнения произойдет подплавление вкладышей. Поэтому регуляторы давления масла должны быть очень надежными.

Газовая схема генераторов. Газовая схема (рис. 2.7) состоит из верхнего коллектора 1, соединенного с водородной рампой 3, нижнего коллектора 2, соединенного с рампой двуокиси углерода (углекислого газа) 4, осушителя 5 и панели управления газовой системой 6 с приемником автоматического

газоанализатора 7. К нижней точке коллектора двуокиси углерода присоединен указатель жидкости 9 в машине. Частично к газовой схеме относятся бачок продувки 10 и поплавковый гидрозатвор 11. Для контроля за давлением водорода в генераторе (перед вентилятором) имеются манометры 12 на панели газового управления и у водородной рампы. В схему входят клапан 13 и регулятор 14, а также блок регулирования газовой смеси 8.

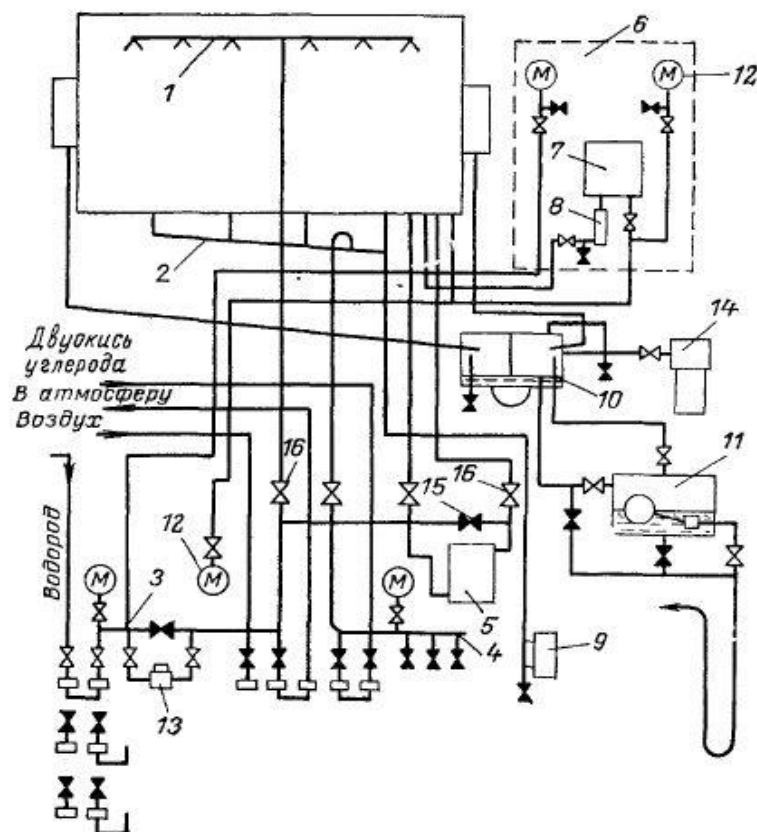


Рис. 2.7. Газовая схема генератора

Ввод в генератор и вытеснение из генератора водорода и воздуха производятся через верхний коллектор. Водород в генератор подается от централизованной газовой системы или от баллонов, присоединенных к рампе через редукторы. При низком давлении водорода в генераторе целесообразно иметь автоматическую подпитку при помощи регулятора, а при давлении водорода 0,15 МПа и выше предпочтение обычно отдают ручной подпитке, так как при высоком давлении подпитку требуется производить 1 раз в смену, а то и еще реже. На мощных генераторах для автоматической подпитки применяется вентиль с электромагнитным приводом. Контроль газоплотности генератора при этом может обеспечиваться манометром, записывающим давление газа на диаграмму и отмечающим все открытия вентиля.

Воздух в генератор подается через осушитель, для чего вентиль 15 открывается, а вентиль 16 закрывается.

Двуокись углерода вводится в генератор и удаляется из генератора через нижний коллектор. Источником двуокиси углерода могут быть баллоны с двуокисью углерода, подключаемые к рампе без редуктора, или централизованная установка двуокиси углерода.

Схема охлаждения обмоток водой. Схема охлаждения обмотки статора водой по замкнутой системе показана на рис. 2.8.

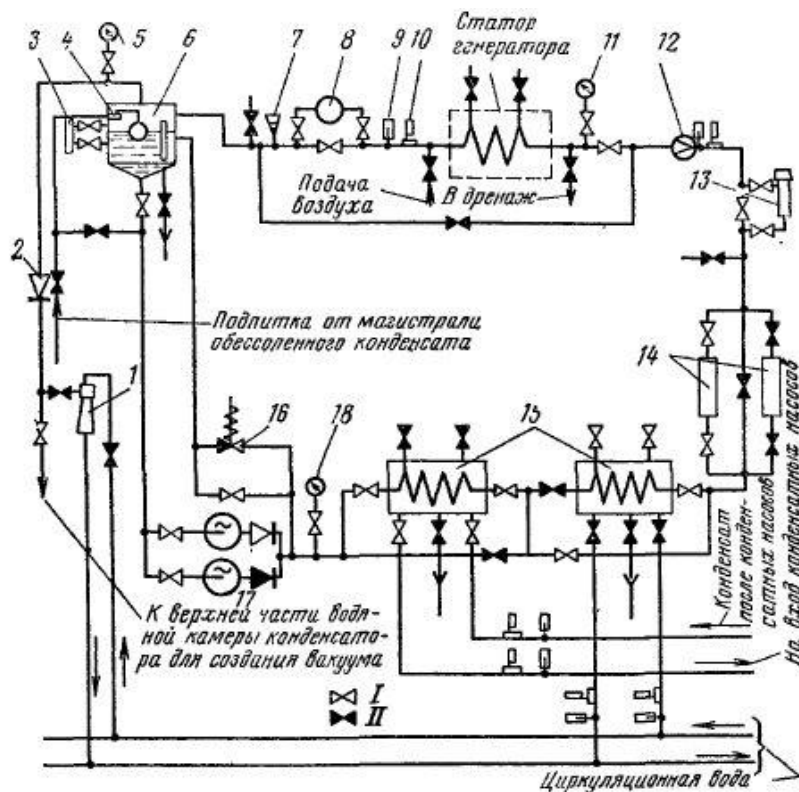


Рис. 2.8. Схема питания обмотки статора водой: / — нормально открытый вентиль; // — нормально закрытый вентиль; 1 — инжектор; 2 — обратный клапан; 3 — реле уровня; 4 — регулятор уровня; 5 — вакуумметр; 6 — бак; 7 — термосигнализатор; 8 — струйное реле; 9 — ртутный термометр; 10 — термометр сопротивления; 11 — электроконтактный манометр; 12 — измерительная шайба; 13 — солемер; 14 — фильтр; 15 — теплообменник; 16 — предохранительный клапан; 17 — водяной насос; 18 — манометр

Обмотка статора и вся система охлаждения заполняются конденсатом. Для циркуляции конденсата по замкнутому контуру в схеме имеются два насоса 17, из которых один находится в работе, а другой в автоматическом резерве. Конденсат к насосам подается из бака 6. Уровень конденсата в этом баке поддерживается поплавковым регулятором 4. При снижении уровня конденсата из-за утечек в системе охлаждения поплавковый регулятор автоматически приоткрывается

и за счет добавления конденсата из магистрали обессоленной воды восстанавливает прежний уровень конденсата в баке.

В баке благодаря соединению его с паровым пространством конденсатора турбины или за счет работы водяного инжектора поддерживается вакуум. Конденсат, нагретый при прохождении по обмотке, попадая на решетку бака, разбрызгивается и под воздействием разрежения интенсивно очищается от воздуха. Выделившийся воздух удаляется через трубу и обратный клапан в конденсатор турбины или через инжектор 1 в циркуляционный водовод.

Давление конденсата в системе охлаждения не должно превышать 0,45 МПа. Поэтому на напорном коллекторе после насосов установлен предохранительный клапан 16, предотвращающий повышение давления конденсата сверх допустимого путем сброса конденсата в бак. Параллельно предохранительному клапану установлен обводной вентиль для ручной регулировки давления.

Из напорного коллектора после насосов конденсат поступает в водоводяные теплообменники 15. В одном из теплообменников он охлаждается конденсатом турбины, а в другом – циркуляционной водой.

Затем конденсат проходит через один из двух фильтров 14, солемер 13, шайбу для измерения расхода 12 и поступает в напорный кольцевой коллектор статора и из него в стержни статора. После прохождения через стержни конденсат собирается в сливной кольцевой коллектор и оттуда, пройдя струйное реле 8, возвращается в расширительный бак. Струйное реле контролирует наличие слива конденсата из обмотки и сигнализирует о его прекращении.

2.2. Эксплуатация электродвигателей собственных нужд

Требования к электродвигателям собственных нужд

Агрегаты собственных нужд размещены практически по всей территории электростанции, в том числе в помещениях с неблагоприятным микроклиматом: с высокой температурой, большой влажностью или запыленностью, с воздействием значительных вибраций. Кроме того, возможны частые операции пуска и останова. В таких тяжелых условиях электродвигатели должны работать надежно. Наиболее полно им соответствуют асинхронные двигатели (АД) с короткозамкнутым ротором. Их конструкция относительно проста, поэтому они надежны в работе и несложны в обслуживании. В частности, их пуск осуществляют путем подачи выключателем полного напряжения сети (прямой пуск).

Сюда еще следует добавить дешевизну и широкую номенклатуру параметров и исполнений, на которые изготавливают асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором отечественные заводы. Поэтому в системе с. н. для подавляющего большинства рабочих машин и выбирают их в качестве привода. Существенным недостатком АД является довольно значительное и почти не зависящее от нагрузки потребление реактивной мощности, для снижения которой АД выполняют с малым воздушным зазором между ротором и статором, что усложняет их эксплуатацию. Асинхронные двигатели широко применяют в приводах переменного тока, не требующих регулирования скорости и работающих при длительной нагрузке (центробежные насосы, вентиляторы и др.). Синхронные двигатели (СД) сложнее асинхронных, и в диапазоне малых и средних мощностей (до 6–8 МВт) их стоимость заметно выше. Поэтому экономически целесообразно их применять только для привода мощных рабочих машин. Синхронные двигатели используют для привода крупных шаровых мельниц, имеющих малую частоту вращения: мощные асинхронные двигатели с малой частотой вращения не изготавливают ввиду нерациональности их конструкции, а установка редуктора удорожает агрегат и делает его менее надежным. Имея такие эксплуатационные качества, как высокая перегрузочная способность, большие, чем у АД, КПД и повышенную устойчивость при снижении напряжения, СД успешно используется в мощных установках продолжительного режима (для привода мощных насосов с большим числом часов их использования – циркуляционные и сетевые насосы). Применение синхронных двигателей повышает коэффициент мощности электроустановки с. н., так как они обычно работают с опережающим коэффициентом мощности (с перевозбуждением). Кроме того, синхронные двигатели менее чувствительны к понижению напряжения питания, а быстрая форсировка возбуждения позволяет обеспечить их устойчивость даже при значительных понижениях напряжения. Однако в случае выпадения синхронного двигателя из синхронизма необходима его ресинхронизация.

Электродвигатели постоянного тока дороги, менее надежны и более сложны в эксплуатации. Кроме того, они требуют источника энергии постоянного тока. Поэтому их применяют лишь в особых случаях для привода рабочих машин малой мощности: для привода питателей пыли, которые требуют широкого и плавного регулирования производительности; для привода резервных маслоснасосов турбины, так как последние должны надежно работать даже при полном исчезновении напряжения переменного тока на электростанции.

Электродвигатели топливоподачи обслуживают механизмы разгрузки, транспортировки, дробления и подачи топлива в бункера котельной. При полном заполнении бункеров запас топлива в них обеспечивает работу станции в течение нескольких часов. Поэтому нет необходимости в так называемом самозапуске этих двигателей после их кратковременного отключения. При остановке одного из звеньев топливоподачи необходимо автоматически от блокировки остановить все предшествующие по ходу топлива звенья для того, чтобы не допустить завала топливом остановившегося звена. Двигатели топливоподачи работают в сильно запыленной среде. Поэтому они должны быть в закрытом исполнении, а при топливе, дающем взрывоопасную пыль, во взрывозащищенном исполнении.

Электродвигатели пылеприготовления обслуживают систему размала топлива и подачи пыли в топку. Почти во всех схемах пылеприготовления и подачи пыли в котел имеются питатели сырого угля, мельничные вентиляторы, шнеки и питатели пыли. Эти механизмы составляют производственную линию и нуждаются в блокировке, как и звенья топливоподачи. При наличии бункеров пыли остановка любого из механизмов, за исключением питателей пыли и некоторых схем мельничных вентиляторов, не вызовет немедленной остановки котла, и поэтому их самозапуска не требуется. Двигатели пылеприготовления часто работают в условиях загрязненной среды и высокой температуры. На питателях пыли для обеспечения регулировки их производительности, как правило, устанавливаются двигатели постоянного тока, а на остальных – асинхронные короткозамкнутые. На мощных котлах для шаровых мельниц возможно применение синхронных двигателей, имеющих большой воздушный зазор. Их применение желательно из-за тяжелых пусковых условий.

Электродвигатели мазутных насосов. На мазутных станциях имеются двигатели мазутных насосов. Мазутные насосы, подающие мазут в котлы, являются ответственными механизмами. Поэтому должны обеспечиваться самозапуск двигателей мазутных насосов и автоматическое включение двигателя резервного мазутного насоса.

Электродвигатели тягодутьевых устройств обеспечивают работу дымососов, отсасывающих из топки газы, образующиеся при сгорании топлива, и создающих разрежение в топке, и вентиляторов вторичного воздуха (дутьевых вентиляторов), подающих воздух в топку. Остановка дымососа или вентилятора приводит к прекращению работы котла, если на котле установлены один вентилятор и один дымосос, или к снижению

его паропроизводительности до 70 %, если установлены два вентилятора и два дымососа на каждый котел. Кроме того, на пылеугольных котлах в большинстве случаев имеются вентиляторы горячего дутья, обеспечивающие транспортировку угольной пыли в котел. В некоторых случаях пыль в котел подается при помощи мельничного вентилятора. Работа вентиляторов горячего дутья и мельничных вентиляторов обеспечивается электродвигателями.

На мощных котлах для привода дымососов и вентиляторов применяют двухскоростные двигатели асинхронные закрытые обдуваемые (ДАЗО), имеющие две обмотки статора для разных частот вращения. При малой производительности котла включена обмотка, дающая низкую (первую) частоту вращения, а обмотка высшей (второй) частоты отключена. Для увеличения производительности котла обмотка первой частоты вращения отключается и включается в работу обмотка второй частоты вращения.

Так как остановка двигателей тягодутьевых устройств приводит к нарушению нормального режима работы станции, то предусматривается их самозапуск. При длительном исчезновении или глубокой посадке напряжения должны отключаться от защиты минимального напряжения двигатели дутьевых вентиляторов и вслед за ними от блокировки двигатели мельничных вентиляторов и питателей пыли, так как их одновременное включение после длительного исчезновения напряжения может привести к взрыву в котле. При отключении последнего дымососа от блокировки отключаются дутьевые вентиляторы и далее остальные механизмы.

На котлоагрегатах, работающих в блоке с турбогенератором, дутьевые вентиляторы и связанные с ними технологической блокировкой другие механизмы отключаются не только при отключении последнего дымососа, но и при аварийном отключении генератора или закрытии стопорного клапана турбины, при срабатывании тепловой защиты блока от понижения или повышения температуры свежего пара, от срыва вакуума в конденсаторе или от осевого сдвига турбины, при отключении всех питательных насосов, обеспечивающих этот котлоагрегат водой.

Для тягодутьевых устройств применяются двигатели в закрытом исполнении с подводом холодного воздуха. Подвод холодного воздуха, забираемого чаще всего с улицы, осложняет обслуживание двигателей, так как при этом требуется вовремя закрывать и открывать шиберы на подводе воздуха. Несвоевременное закрытие шиберов в морозную погоду и при резких изменениях температуры наружного воздуха приведет

к выпадению инея в двигателе, конденсации влаги на обмотке и повреждению ее в момент включения. Двигатель может повредиться также из-за случайного попадания пара или воды в короба. Поэтому, если нет большой необходимости в подводе воздуха к двигателям по коробам, целесообразно от них отказаться.

Электродвигатели питательных насосов. Питательные насосы подают воду в котлы. Даже кратковременный (на 10–30 с) перерыв в работе этих насосов может привести к аварии котла. Поэтому для блочных котлов предусматривается резерв по питательным агрегатам. На случай отключения работающих питательных насосов или снижения давления питательной воды в магистральных трубопроводах по какой-либо другой причине предусмотрено автоматическое включение резервных питательных насосов. Должен обеспечиваться самозапуск этих насосов. На крупных электростанциях с высоким давлением пара мощность двигателей питательных насосов достигает нескольких мегаватт. Такие двигатели снабжаются замкнутым охлаждением. На питательных насосах блоков 300 МВт применяются асинхронные электродвигатели мощностью 8 МВт с водяным охлаждением короткозамкнутой обмотки ротора. В некоторых установках для привода питательных насосов применяются также синхронные двигатели.

Электродвигатели конденсатных насосов приводят в движение насосы, откачивающие конденсат из конденсаторов турбин и подающие его в деаэраторы. При остановке конденсатного насоса конденсат начнет заполнять конденсатор, что повлечет за собой снижение вакуума и необходимость остановки турбины. Во избежание этого устанавливаются два конденсатных насоса. Предусматриваются самозапуски их и автоматическое включение резервного насоса. Для конденсатных насосов наряду с асинхронными двигателями с горизонтальным расположением ротора применяются двигатели вертикального исполнения. На теплофикационных турбинах кроме конденсатных насосов турбин устанавливают конденсатные насосы бойлеров, откачивающие конденсат из бойлеров. Требования к двигателям этих насосов не отличаются от требований к двигателям конденсатных насосов турбин.

Электродвигатели циркуляционных насосов относятся к числу ответственных. Их отключение влечет за собой срыв вакуума и аварийную остановку турбин. Поэтому должен быть обеспечен их самозапуск и АВР. На циркуляционных насосах наряду с обычными применяются двигатели вертикального исполнения.

Электродвигатели сетевых насосов. Сетевые насосы обеспечивают потребителей горячей водой. Требования к непрерывности работы этих агрегатов зависят от характеристики потребителей. Теплофикационная бытовая нагрузка допускает кратковременные перерывы без существенных последствий для теплоснабжения. В этом случае двигатели сетевых насосов не требуют самозапуска и могут отключаться при глубоких посадках напряжения от защиты минимального напряжения для облегчения самозапуска более ответственных двигателей. В некоторых случаях отключение сетевых насосов недопустимо из-за возможности повышения давления в обратной магистрали и массового разрыва отопительных приборов из-за прекращения циркуляции сетевой воды.

На теплофикационных турбинах, работающих только на сетевой воде, сетевые насосы выполняют роль циркуляционных. В некоторых случаях сетевые насосы прокачивают воду через водогрейные (пиковые) котлы. В этих случаях требования к электродвигателям сетевых насосов в части надежности работы, самозапуска, АВР такие же, как и к электродвигателям циркуляционных насосов.

Помимо перечисленных насосов и вентиляторов на станции имеется большая группа механизмов меньшей мощности, значение бесперебойной работы которых также велико. К таким механизмам относятся насосы газоохлаждения генераторов, маслонасосы водородного охлаждения и турбин, валоповоротное устройство турбин, насосы, подающие воду на охлаждение подшипников, двигатели-генераторы питателей пыли, резервные возбуждители, насосы и вентиляторы охлаждения трансформаторов, некоторые насосы химводоочистки, пожарные насосы и ряд других механизмов. По этой группе механизмов предусматривается АВР механизмов, находящихся в резерве. При аварийных положениях должен обеспечиваться самозапуск таких механизмов.

На современных станциях управление котлоагрегатами и турбинами автоматизировано. Число задвижек и шиберов, имеющих электроприводы, на крупных станциях исчисляется тысячами единиц. Исчезновение напряжения на тепловых приборах, автоматике и электроприводах не раз приводило к авариям с котлами и турбинами. В связи с этим к надежности питания сборок задвижек и тепловой автоматики, а также к электроприводам задвижек предъявляются не менее высокие требования, чем к надежности питания основных двигателей котлов и турбин.

Среди прочих механизмов станций имеются менее ответственные, которые допускают перерыв в работе, не вызывая нарушения нормального режима. К таким механизмам относятся компрессоры, дренажные насосы

и насосы хозяйственного водоснабжения, вентиляторы, подающие чистый воздух в помещения, и т. д. Эта группа механизмов при аварийном положении отключается защитой минимального напряжения или блокировкой в цепи управления и в самозапуске не участвует.

На ГЭС двигатели собственных нужд обслуживают устройства управления турбинами, системы охлаждения и смазки подшипников и возбуждения. Наиболее существенное значение для бесперебойности работы станций имеют двигатели системы возбуждения генераторов в тех случаях, когда возбуждение выполнено по схеме выносных агрегатов (двигатель-генератор) при питании двигателя от системы собственных нужд. Для обеспечения устойчивости работы системы возбуждения при ее форсировках двигатель выбирается со значительным запасом по мощности, так что в нормальном режиме он работает с большой недогрузкой. На низконапорных ГЭС насосы технического водоснабжения обеспечивают охлаждение и смазку подшипников и подпятников гидроагрегатов. На высоконапорных ГЭС техническое водоснабжение осуществляется отбором воды из верхнего бьефа без применения насосов.

Двигатели маслонапорных установок обеспечивают подачу масла в напорную часть этих установок. Масло является рабочей средой для системы регулирования и управления турбиной. Режим работы этих двигателей имеет прерывистый, периодический характер, определяемый работой системы регулирования и управления и восполнением утечек масла из этой системы. При интенсивной работе системы (например, при сбросах нагрузки или пусках генератора) дополнительное количество масла в системах дают резервные масляные электронасосы, двигатели которых питаются обычно от общественных устройств собственных нужд. Резервные электронасосы маслонапорных установок пускаются автоматически при понижении давления или уровня масла в масловоздушных котлах и от системы автоматического управления гидроагрегатом.

Для снабжения масловоздушных котлов воздухом предусматриваются компрессоры высокого давления, двигатели которых работают периодически и кратковременно ввиду наличия в системе воздушно-снабжения ресиверов. На станции обычно устанавливаются два–три компрессора, осуществляющих централизованное снабжение воздухом маслонапорных установок всех турбоагрегатов.

Компрессоры низкого давления обеспечивают воздухом системы торможения гидроагрегатов и хозяйственные нужды станции. Двигатели этих компрессоров работают также периодически в зависимости от расхода воздуха на торможение и ремонтные работы.

Двигатели вспомогательных механизмов – пожарного водоснабжения, насосов откачки турбинных камер, дренажных насосов, нагнетательной и вытяжной вентиляции, вентиляторов системы охлаждения трансформаторов – по характеру работы мало отличаются от двигателей такого же назначения тепловых электростанций. Условия работы двигателей на гидростанциях более благоприятны, чем на тепловых станциях. Для всех механизмов гидростанций выбираются короткозамкнутые асинхронные электродвигатели.

Пуск и самозапуск электродвигателей

Пуск двигателя после монтажа или ремонта. Производится после проверки оперативной документации и осмотра двигателя с его вспомогательными устройствами. При проверке состояния приводимого механизма важно обратить внимание на состояние регулирующих его производительность устройств и отсутствие механического заклинивания вала.

В процессе подготовки электродвигателя к пуску следует проверить состояние системы охлаждения, наличие масла в подшипниках, прилегание поверхности щеток на контактных кольцах и коллекторе возбuditеля, положение регулировочных реостатов и аппаратуры управления, отсутствие закороток, целостность заземляющих проводок и т. д.

При подготовке к пуску производится также измерение сопротивления изоляции обмоток двигателя. Если при приемке двигателя из монтажа сопротивление изоляции обмоток окажется ниже требуемого значения, необходима контрольная подсушка.

Измерение сопротивления изоляции двигателя, отключенного на время ремонта механизма, можно производить совместно с кабелем из распределительного устройства собственных нужд. Значение сопротивления изоляции обмоток статора в эксплуатации не нормируется.

Включение электродвигателей в работу после ремонта производится оперативным персоналом технологических цехов по получении разрешения от оперативного персонала электроцеха.

Максимальная длительность пуска для мощных двигателей нормируется заводами-изготовителями и приводится в каталогах. При длительности пуска, превышающей нормальную, следует выяснить причину и устранить ее. Для всех двигателей допускаются два пуска подряд из холодного состояния или один пуск из горячего состояния. Последующие пуски разрешаются не ранее, чем через 30 мин.

Способ пуска синхронных двигателей зависит от момента сопротивления и массы приводимого механизма. Для двигателей синхронных закрытого исполнения (ДСЗ) мельниц, как правило, допускается прямой пуск. Для очень мощных синхронных трехфазных двигателей (СТМ) и синхронных трехфазных двигателей (СТД) пуск производится через реактор.

При пуске двигателей постоянного тока реостаты, регулирующие частоту вращения двигателя, должны быть установлены в пусковое положение.

Во избежание увлажнения изоляции обмоток длительно неработающие двигатели следует периодически, не реже 1 раза в 10 дней, включать в работу.

Аварийное отключение двигателя персоналом производится при механической неисправности приводимого механизма, опасности для жизни людей, появлении недопустимой вибрации или длительного увеличения тока без технологических причин, возникновении видимых признаков неисправности. Если отклонения в работе двигателя не угрожают его целостности или жизни людей, остановка его осуществляется после принятия мер, обеспечивающих нормальный технологический процесс электростанции.

При аварийном автоматическом отключении двигателя задача персонала состоит в обеспечении восстановления технологического процесса включением резервного агрегата, а если его нет – следует произвести немедленное однократное включение отключившегося двигателя.

Самозапуск электродвигателей. Кратковременное снижение или полное исчезновение напряжения на шинах собственных нужд, вызванное коротким замыканием или переключением на резервное питание из-за автоматического или ошибочного ручного отключения рабочего питания, ведет к снижению частоты вращения двигателей вплоть до полной остановки части из них. Для сохранения в работе основных агрегатов электростанции двигатели ответственных механизмов при этом не отключаются от шин. После устранения причины кратковременного нарушения электроснабжения они восстанавливают нормальную частоту вращения без вмешательства персонала. Такой процесс называется самозапуском.

Продолжительность самозапуска двигателей не должна превышать 30–35 с для станции среднего давления из-за опасности повреждения обмоток двигателей от перегрева; 20–25 с для станции высокого давления

с поперечными связями и 15–20 с для блочных станций из-за возможности отключения котельных или блочных агрегатов технологической защитой при более продолжительном самозапуске.

Частота затухающего напряжения при групповом выбеге по мере торможения двигателей уменьшается со скоростью примерно 4–7 Гц/с (рис. 2.9).

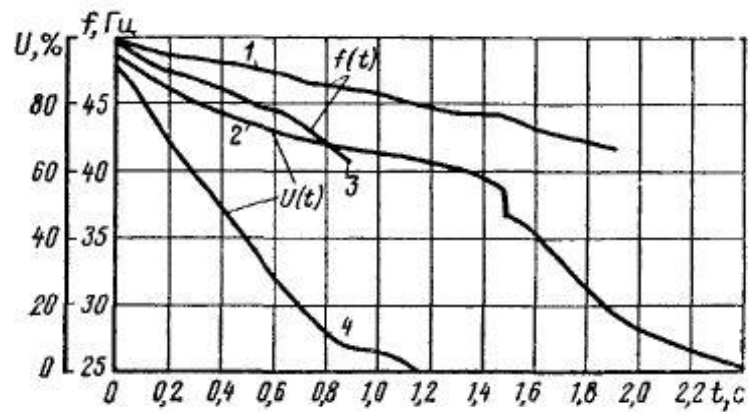


Рис. 2.9. Затухание напряжения и частоты на шинах с. н. 6 кВ блока 300 МВт при групповом выбеге после отключения источника питания: 1, 2 — нагрузка на секции 940 А, в выбеге участвует синхронный двигатель мельницы; 3, 4 — нагрузка на секции 1370 А, выбег без мельницы

При отключении питания напряжение на секции с неотключенными двигателями исчезает не сразу, а за счет электромагнитной и кинетической энергии, запасенной двигателями, затухает за время 1–1,5 с и при наличии синхронных двигателей — даже до 3 с. Участвующие в групповом выбеге двигатели механизмов с большим моментом инерции (вентиляторы, дымососы) работают в этом случае в режиме генераторов, отдавая часть энергии двигателям механизмов с меньшим моментом инерции, работающим в двигательном режиме.

Групповой выбег продолжается до снижения напряжения на секции до $(0,25–0,2)U_{\text{ном}}$, после чего двигатели останавливаются независимо друг от друга.

Из-за снижения частоты затухающего напряжения оно быстро отстает по фазе от напряжения сети. Уже через 0,3–0,4 с с момента отключения питания секции угол расхождения напряжения достигает 180° . При этом разность напряжений на секции и в сети может достигнуть $(1,6–1,8)U_{\text{ном}}$. При самопроизвольном или ошибочном отключении рабочего питания, а в некоторых случаях и при действии быстродейст-

вующих защит напряжение на секцию от АВР подается через 0,4–0,5 с, т.е. в момент противофазы. Несмотря на это переходные токи в двигателях близки к нормальным пусковым токам из-за значительного падения напряжения в источнике резервного питания от одновременного самозапуска мощной группы двигателей. Поэтому повреждений двигателей при замозапуске от динамических усилий в обмотках не наблюдается.

При КЗ на шинах секции или вблизи шин напряжение на шинах снизится до нуля и выбег двигателей будет происходить независимо друг от друга. Время затухания переходного тока, который двигатели будут посылать к месту КЗ, примерно равно 0,3 с.

Торможение двигателя от этого тока ввиду кратковременности процесса невелико и составляет в зависимости от типа механизма всего лишь 0,8–3 % нормальной частоты вращения.

Самозапуск двигателей до нормальной частоты вращения происходит каскадно (рис. 2.10). Первыми заканчивают разбег двигатели механизмов с легкими условиями пуска, например циркуляционных электронасосов, конденсатных насосов. Благодаря снижению пусковых токов этих двигателей до номинальных напряжение на секции повышается, что облегчает разбег других двигателей: питательных насосов, дымососов, дутьевых вентиляторов и т. д. Каскадный разбег двигателей позволяет обеспечить их самозапуск при начальном напряжении несколько ниже того, которое требуется для двигателей механизмов с тяжелыми условиями пуска.

Чем кратковременней перерыв питания, тем меньше двигатели успевают затормозиться, тем меньше их пусковые токи и больше начальное напряжение на шинах после включения резервного питания и, следовательно, тем быстрее самозапуск двигателей. Поэтому следует по возможности сокращать время действия защит и АВР на собственных нуждах. Перерыв в питании при действии АВР не должен быть более 0,7 с при работе быстродействующих защит источника питания шин с. н. (собственное время действия защиты и АВР); 1,5–2 с – при работе максимальной токовой защиты источника питания; 2,5–3 с – при отключении источника питания пусковым органом минимального напряжения АВР.

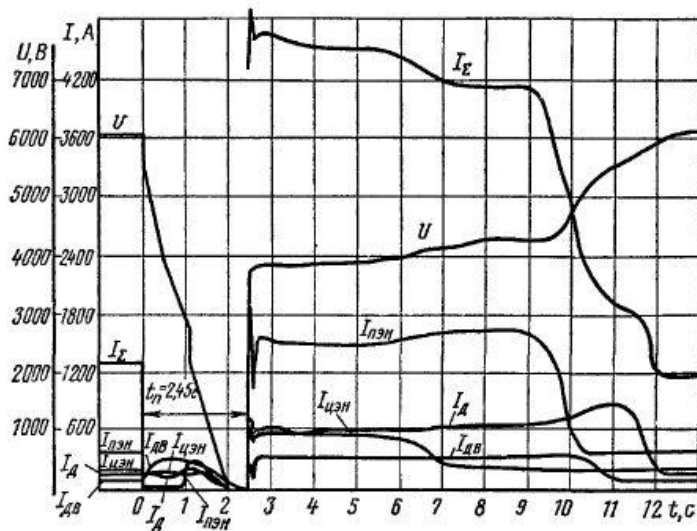


Рис. 2.10. Изменение тока I и напряжения U секций и электродвигателей с. н.:
 ПЭН – питательного насоса, ЦЭН – циркуляционного насоса, Д – дымососа,
 ДВ – дутьевого вентилятора блока 300 МВт при самозапуске после перерыва питания 2,5 с

Предельно допустимая продолжительность перерыва ограничивается также режимом работы котлоагрегата. Перерыв более 3 с вызывает такое снижение частоты вращения тягодутьевых механизмов, при котором факел в топке может погаснуть. Одновременное последующее восстановление работы тягодутьевых механизмов и питателей топлива может привести к взрыву в топке котла. Поэтому при длительных перерывах питания двигатели дутьевых вентиляторов отключаются защитой минимального напряжения с выдержкой времени 4–10 с (в зависимости от вида топлива). Затем от блокировки отключаются мельничные вентиляторы и питатели топлива. Следовательно, при перерывах питания с. н. на 4 с и более работа котлоагрегата нарушается и самозапуск двигателей не только не имеет смысла, но даже и недопустим.

Самозапуск ответственных двигателей после перерыва питания должен обеспечиваться: на ТЭЦ с шинами генераторного напряжения – от ненагруженного резервного источника питания, на станциях с блочными агрегатами 165 МВт и выше – от резервного трансформатора, уже нагруженного на 50 %. Предварительную нагрузку резервного трансформатора на 50 % приходится учитывать, поскольку она соответствует режиму пуска или остановки блока от резервного трансформатора, а блоки пускаются и останавливаются сравнительно часто и пуск их из холодного состояния продолжителен.

Для облегчения самозапуска все неответственные двигатели при снижении напряжения на шинах с. н. до $(0,6–0,7) U_{\text{ном}}$ отключаются защитой минимального напряжения с выдержкой 0,5 с. Неответственные

двигатели отключаются одновременно с отключением выключателя рабочего питания. Это сокращает продолжительность затухания остаточного напряжения и ускоряет действие защиты минимального напряжения. Напряжение на резервном источнике питания стремятся поддерживать на 10 % выше номинального напряжения двигателя.

Некоторые особенности имеет самозапуск ответственных механизмов (питательных или циркуляционных насосов) с синхронными двигателями. При перерыве питания менее 0,5 с вхождение двигателя в синхронизм происходит достаточно быстро, если вращающий асинхронный момент двигателя обеспечивает увеличение частоты вращения, необходимое для втягивания в синхронизм. Большую помощь в этом обеспечивает форсировка возбуждения. При недостаточном асинхронном моменте (слишком низкое восстанавливающееся напряжение, работа с обмоткой ротора, замкнутой на якорь возбuditеля), а также при перерывах в питании более 0,5 с втягивания в синхронизм может не произойти, и тогда потребуется ресинхронизация под нагрузкой или повторный пуск, если возможна кратковременная остановка механизма. Это осуществляется специальными схемами автоматики, которые воздействуют на отключение АГП и замыкание обмотки ротора на сопротивление, в 7–10 раз превышающее сопротивление этой обмотки, с одновременной форсировкой возбуждения (производится ресинхронизация) или приводят в действие нормальную схему пуска после восстановления напряжения на с. н. В случае необходимости схема ресинхронизации дополняется автоматикой разгрузки механизма.

Для успешности самозапуска начальное напряжение на шинах с. н. должно быть достаточным, чтобы создать избыточный момент для разбега всех основных двигателей, а продолжительность разбега двигателей, зависящая как от начального напряжения, так и скорости его восстановления, не должна превышать предельно допустимую.

Допустимые режимы работы двигателей

Двигатели допускают длительную работу с номинальной нагрузкой при отклонении напряжения от номинального в пределах от +10 до –5 %. При понижении напряжения на 5 % номинального ток статора при номинальной нагрузке станет на 5 % больше номинального. Возрастут потери в меди, но одновременно за счет снижения напряжения уменьшатся потери в активной стали. Поэтому суммарные потери и температуры в двигателе останутся примерно такими же, как и при номинальном напряжении.

При понижении напряжения более чем на 5 % номинального нагрузка двигателя должна быть ниже номинальной. Это объясняется тем, что повышение тока статора более чем на 5 % вызовет такое увеличение потерь в меди обмотки статора, которое не скомпенсируется снижением потерь в активной стали, и температура обмотки статора превысит максимально допустимую.

При повышении напряжения на 10 % номинального ток статора должен быть, как правило, уменьшен на 10 % номинального. При этом нагрузка на валу будет соответствовать номинальной. Увеличение температуры активной стали из-за повышения напряжения на 10 % опасности не представляет, а на обмотке оно отразится в меньшей степени, чем снижение ее нагрева в результате уменьшения тока статора. Повышение напряжения на двигателе более чем на 10 % сверх номинального не рекомендуется из-за возможности перегрева активной стали, а для двигателей с напряжением 3 кВ и выше – и по надежности работы изоляции обмотки.

Допустимые режимы при изменении температуры входящего воздуха. Номинальной температурой входящего воздуха для двигателей, изготовленных по ГОСТ 183-74, считается 40 °С. Мощность двигателей при температуре охлаждающего воздуха выше номинальной должна быть уменьшена, а при температуре охлаждающего воздуха ниже номинальной может быть повышена согласно указаниям завода-изготовителя.

При изменении частоты в пределах $\pm 5\%$ двигатель может быть нагружен до номинальной мощности. Ток статора нагруженного двигателя при снижении частоты вначале из-за уменьшения нагрузки на валу снижается. Затем, достигнув минимального значения, начинает резко возрастать, так как увеличение тока намагничивания при дальнейшем снижении частоты оказывается сильнее влияния от снижения нагрузки. Потребление двигателем реактивной мощности при снижении частоты возрастает примерно так же, как от повышения напряжения.

Допустимые температуры подшипников. Вкладыши подшипников скольжения не должны нагреваться выше 80 °С, а разность между температурами вкладыша и окружающего воздуха не должна быть выше 45 °С. Температура масла в подшипнике без маслоохладителя ниже температуры вкладыша на 5–10 °С, поэтому масло в таких подшипниках не должно нагреваться выше 70–75 °С. Для подшипников с принудительной смазкой температура масла на сливе из подшипников не должна быть выше 65 °С. Температура подводимого масла при длительной работе не должна быть выше 40–45 и ниже 25 °С.

Согласно ГОСТ 183-80 для подшипников качения предельно допустимая температура равна 100 °С. Но в большинстве случаев фактическая температура подшипников качения значительно ниже этого значения. Если температура подшипника заметно повысилась в сравнении с длительно наблюдавшейся температурой, а температуры двигателя и наружного воздуха остались на прежнем уровне, то это указывает на появление какого-то дефекта в подшипнике. Двигатель при первой возможности следует остановить для ревизии.

Повышенная вибрация ослабляет крепления обмоток и увеличивает износ подшипников и других частей. При сильной вибрации могут произойти задевание ротора за статор, поломка вала ротора, нарушение контакта в обмотках.

Холодный двигатель с короткозамкнутым ротором допускается пускать 2–3 раза подряд, а горячий – не более 1 раза. При большем числе пусков подряд обмотки двигателя недопустимо перегреваются от пускового тока, что резко сокращает их срок службы.

Надзор и уход за электродвигателями

Надзор за нагрузкой двигателей, температурой подшипников и охлаждающего воздуха, поддержание уровня масла в подшипниках, а также пуск и остановка двигателей осуществляются персоналом, обслуживающим механизмы. Персонал электроцеха обязан периодически осматривать двигатели и контролировать режим работы их по всем показателям, а также производить их ремонт и испытания. Регулярно должно измеряться сопротивление изоляции двигателей. В эксплуатации эта величина не нормируется. Однако при уменьшении сопротивления изоляции обмотки двигателя из-за увлажнения ниже 1 МОм на 1 кВ (при отнесении ее к 75 °С) вероятность повреждения обмотки из-за пробоя изоляции резко возрастает, поэтому двигатели с такой изоляцией до включения в работу должны подвергаться подсушке.

Надзор и уход за подшипниками двигателей состоит в контроле за их температурой и отсутствием ненормального шума. В подшипниках скольжения, кроме того, следят за уровнем и чистотой масла и нормальным вращением смазочных колец. При низком уровне масла производят его доливку. Нормально доливать масло в подшипники приходится 1 раз в месяц и реже. Более частая доливка требуется только при наличии утечки масла из подшипников. Любая утечка масла – это серьезный дефект. Особенно опасна утечка внутрь двигателя.

Попадая на обмотку, масло разрушает изоляцию, резко снижает ее электрическую прочность, что может привести к КЗ в обмотке.

Смена масла в подшипниках скольжения и смазки в подшипниках качения производится, как правило, 1 раз в год.

Надзор и уход за охлаждением двигателей. В двигателях, забирающих воздух для охлаждения непосредственно из помещения, необходимо следить за тем, чтобы решетки на всасывающих проемах в торцевых крышках не были забиты пылью, грязью. Эти решетки, как и весь двигатель, должны очищаться от пыли и грязи систематически.

На отключенных двигателях типа ДАЗО, установленных вне помещения, в холодное время и в сырую погоду должны включаться электронагреватели, вмонтированные в корпусе двигателя. На работающем двигателе должны работать оба вентилятора, обеспечивающих проток воздуха по трубкам воздухоохладителя. При остановке обоих вентиляторов двигатель ДАЗО может перегреться и выйти из строя. Поэтому ревизия подшипников двигателей вентиляторов должна производиться в такие сроки, чтобы между ремонтами было исключено их повреждение (желательно осенью и весной). Должна быть исправной сигнализация об остановке вентиляторов. На некоторых станциях для повышения надежности двигателей ДАЗО их воздухоохладители со стороны выхода наружного воздуха подсоединены к всасывающим коробам дымососов и дутьевых вентиляторов, а вентиляторы двигателей ДАЗО демонтированы.

Мощные двигатели работают по замкнутой системе охлаждения и имеют водяные воздухоохладители. Для предотвращения конденсации влаги на стенках воздухоохладителя температура входящей в него воды не должна быть ниже 5–10 °С. Разность между температурами входящего воздуха и входящей воды обычно не превышает 7–10 °С. Увеличение этой разницы, как и нагрев воды в газоохладителе более длительно наблюдаемого значения (2–8 °С), указывает на малый проток воды через газоохладитель из-за его засорения, скопления воздуха в трубках или по другим причинам. Вода в воздухоохладителе должна подаваться только через фильтры. Для очистки воздухоохладителей без их разборки от мелкой щепы, палок, листьев и другого мусора и частично от слизи целесообразно на двигателях выполнить схемы промывки обратным ходом воды, как и на генераторах.

На двигателях с расположением воздухоохладителей в верхней части корпуса при появлении течи в охладителе вода может попасть на обмотку. При появлении течи в воздухоохладителях двигатель должен быть отключен по возможности в наиболее короткий срок.

Тушение загорания обмоток в двигателях наиболее эффективно производить водой. Загорание мелких двигателей можно тушить и углекислотными огнетушителями. Применение углекислотных огнетушителей для тушения загорания крупных электродвигателей чаще всего результата не дает.

Неисправности двигателей и их причины

При включении электродвигатель не вращается, гудит или вращается, но очень медленно. Может быть несколько причин.

Обрыв в цепи статора. Во избежание сгорания двигателя необходимо отключить его выключатель, пускатель или контактор.

Обрыв или слабый контакт в цепи фазного ротора. Двигатель при этом повреждении может вращаться, но с малой частотой. Ток статора колеблется с частотой скольжения. При нарушении контакта в обмотке ротора из двигателя могут появиться искры и дым.

Механическое заедание в двигателе или механизме. Для проверки отсутствия заедания необходимо провернуть агрегат за муфту.

Недопустимая несимметрия зазора между ротором и статором. При бэтом двигатель проворачивается за муфту без заедания. Сопротивление изоляции обмотки в норме. Причина неисправности устанавливается путем измерения зазора при снятых торцевых крышках.

Недостаточное превышение пускового момента двигателя над начальным моментом механизма. При повышенном напряжении двигатель разворачивается нормально. Необходимо заменить двигатель на другой с более высоким пусковым моментом или с большей мощностью.

Витковое замыкание в обмотке статора. Как правило, в крупных двигателях и тем более высоковольтных витковое замыкание при первом же включении сопровождается появлением замыкания на корпус и коротким замыканием между фазами.

Неправильная схема соединения обмотки статора в звезду вместо треугольника.

При работе двигателя обнаружен повышенный нагрев подшипника скольжения. Может быть несколько причин. Низкий уровень масла, медленное вращение смазочного кольца, загрязнение масла. Появление осевых усилий на вкладыш, вызванных износом деталей полумуфт (пальцев, зубьев, шестерен и т. п.). Плохая шабровка вкладыша или нарушение ее в результате частичного подплавления баббита.

При работе двигателя обнаружен повышенный нагрев подшипника качения. Может быть несколько причин. Отсутствие смазки в результате ее вытекания или высыхания из-за несвоевременной замены.

Излишки смазки. Обычно этот дефект наблюдается после ремонта. Необходимо уменьшить количество смазки, чтобы она занимала не более $2/3$ объема свободного пространства. Появление дефектов в подшипнике: раковин, трещин, срабатывание, разрушение сепаратора и задевание его за обоймы подшипника. Появление раковин, трещин, выработок в рабочих поверхностях обоймы, на шариках или роликах подшипников сопровождается появлением ненормального шума при вращении подшипника. Двигатель при первой возможности должен быть остановлен в ремонт.

Срабатывание сепаратора обнаруживается по наличию следов металла (блесков) в смазке, а также по заметному проседанию сепаратора вниз с касанием обойм.

При работе двигателя обнаружен повышенный нагрев его корпуса. Возможно несколько причин: перегрузка двигателя по току, засорение водяных охладителей, забивание грязью и пылью защитных сеток в торцевых щитах со стороны подвода холодного воздуха, забивание грязью и пылью вентиляционных каналов в стали статора и ротора. В последнем случае двигатель следует продуть сжатым воздухом. Если нагрев не снизится, его следует вывести в ремонт с выемкой ротора.

Нарушение изоляции между листами стали статора. При работе двигателя из него появились искры и дым. Защита не работает. Наиболее вероятная причина – задевание ротора за статор. Необходимо аварийно отключить двигатель.

Обрыв цепи статора при работе двигателя. Двигатель будет продолжать работать без заметного увеличения скольжения, если кратность его максимального момента больше двух. При номинальной нагрузке на валу ток в одной фазе станет равным нулю, а в двух других увеличится. Во избежание перегрева и перегорания обмотки статора двигатель следует немедленно отключить от сети.

Сильная вибрация электродвигателя. При появлении вибрации, превышающей норму, двигатель должен быть выведен в ремонт при первой возможности, а при сильной и возрастающей вибрации должен быть остановлен аварийно.

2.3. Эксплуатация силовых трансформаторов

Обслуживание охлаждающих устройств

Передача и распределение выработанной генераторами электрической энергии в энергетических системах производится при различных уровнях напряжения. Преобразование уровня напряжения или трансформация напряжений происходит в силовых трансформаторах или

автотрансформаторах. В зависимости от назначения трансформаторы могут быть повышающими или понижающими. Силовые трансформаторы и автотрансформаторы являются одними из важнейших и ответственных элементов основного оборудования электростанций и энергетических систем.

Системы охлаждения. Предусмотрены следующие системы охлаждения масляных трансформаторов и условные обозначения: масляное охлаждение с естественной циркуляцией масла внутри бака и воздуха снаружи – М; масляное дутьевое охлаждение с естественной циркуляцией масла – Д; масляное дутьевое охлаждение с принудительной циркуляцией масла – ДЦ; масляное водяное охлаждение с принудительной циркуляцией масла и воды – Ц.

Трансформаторы с естественным масляным охлаждением (система М) при очень малой мощности (не превышающей 25 кВА) выпускаются с гладкими баками. Поверхность баков таких трансформаторов достаточна для отвода тепла. С ростом мощности трансформаторов появляется необходимость искусственного увеличения площади охлаждающих поверхностей. Одним из конструктивных решений является применение баков с охлаждающими трубами.

Для трансформаторов мощностью 1,6–10 МВА применяются радиаторные баки. На гладкие баки навешиваются трубчатые охладители (радиаторы), позволяющие, получать значительно большие поверхности охлаждения, чем у баков с охлаждающими трубами. Схема естественной циркуляции масла в трансформаторе показана на рис. 2.11.

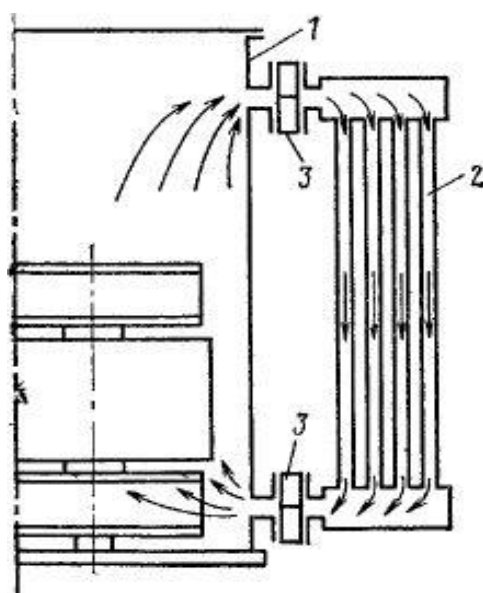


Рис. 2.11. Схема естественной циркуляции масла (система охлаждения М):

1 — бак трансформатора; 2 — радиатор; 3 — плоский кран

У трансформаторов мощностью более 10 МВА периметр бака оказывается недостаточным для навешивания необходимого количества радиаторов. Тогда вместо естественного применяют принудительное дутьевое охлаждение, при котором теплопередача радиаторов увеличивается на 40–50 % по сравнению с теплопередачей при естественном охлаждении. Дутье осуществляется вентиляторами-крыльчатками (рис. 2.12).

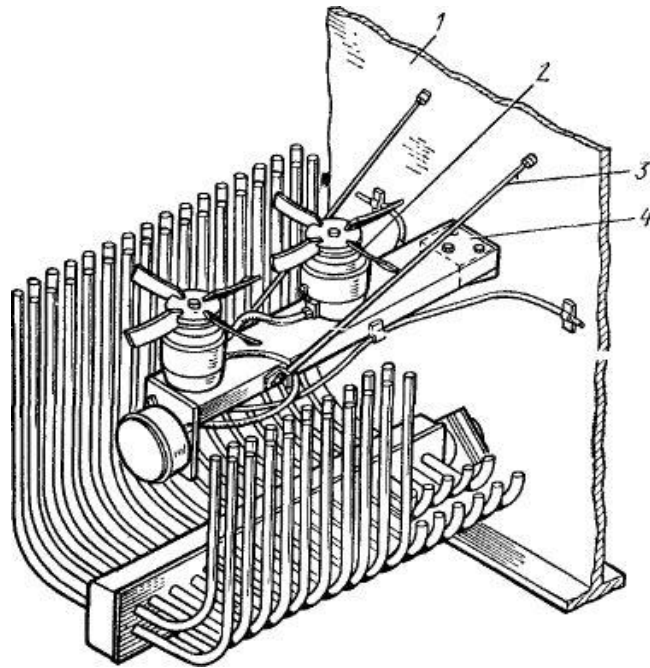


Рис. 2.12. Установка вентиляторов для обдувания радиаторов (система охлаждения Д):
1 – стенка бака; 2 – двигатель вентилятора; 3 – растяжка; 4 – кронштейн

Трансформаторы с дутьевым охлаждением допускают работу с отключенным дутьем, если нагрузка менее номинальной, а температура верхних слоев масла не превышает 55 °С. Работа трансформаторов с нагрузкой выше номинальной возможна только с включенным дутьем независимо от температуры масла и окружающего воздуха.

Управление дутьем, т. е. включение и отключение электродвигателей вентиляторов, производится вручную и автоматически. Автоматическое включение дутья осуществляется при помощи контактов термометрического сигнализатора. Дутье автоматически отключается при снижении температуры масла до 50 °С. Схема автоматического пуска и остановки двигателей вентиляторов по температуре масла дополняется автоматикой включения дутья при достижении номинального тока трансформатора и отключения дутья – при снижении тока нагрузки ниже номинального.

У мощных трансформаторов и автотрансформаторов дутьевое охлаждение не обеспечивает полного отвода теплоты потерь. В этих случаях применяется система воздушно-масляного охлаждения с принудительной циркуляцией масла с помощью насосов и интенсивным обдувом охладителей вентиляторами, установленными на охладителях. Охладители представляют собой спаренные друг с другом калориферы. Каждый калорифер состоит из нескольких рядов труб, развальцованных в трубных досках или вваренных в них. Нагретое масло из верхней части бака забирается электронасосом и прогоняется через охладитель. Охлажденное масло возвращается в нижнюю часть бака и перемещается вверх благодаря конвекции (рис. 2.13).

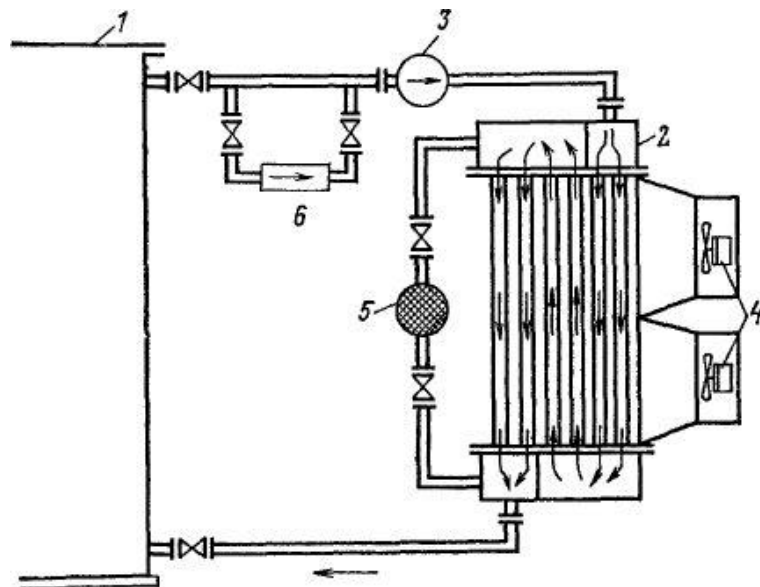


Рис. 2.13. Схема воздушно-масляного охлаждения (система ДЦ):
1 – бак трансформатора; 2 – охладитель; 3 – электронасос; 4 – вентиляторы для обдувания охладителя; 5 – адсорбционный фильтр; 6 – струйное реле

Для увеличения теплоотдачи у крупных трансформаторов, выпускаемых отечественной промышленностью, движение масла внутри трансформатора упорядочено: охлажденное масло подается по специальным трубам к определенным частям обмоток, в результате чего создается организованная циркуляция масла по охлаждающим каналам. Такая система направленной циркуляции масла в обмотках более эффективна. Трансформаторы с искусственным охлаждением могут эксплуатироваться только при работающих вентиляторах дутья, насосах циркуляции масла и с включенной сигнализацией о прекращении подачи масла и остановке вентиляторов обдува.

Управление двигателями системы охлаждения предусматривается автоматическое и ручное. Схема автоматического управления обеспечивает:

- включение основной группы охладителей при включении трансформатора в сеть;
- увеличение интенсивности охлаждения включением дополнительного охладителя при достижении номинальной нагрузки или определенной температуры масла в трансформаторе;
- включение резервного охладителя при аварийном отключении любого из работающих;
- включение резервного питания двигателей насосов и вентиляторов при исчезновении напряжения или его снижении ниже 85 %, а также переключение питания с резервного источника после восстановления напряжения в основной сети.

Ручное управление двигателями всей системы охлаждения и каждого охладителя производится ключами управления, положение которых проверяется внешним осмотром перед включением трансформатора в сеть.

Система маслководяного охлаждения с принудительной циркуляцией масла и охлаждающей воды является наиболее эффективной, но менее удобной в эксплуатации, чем рассмотренная выше система с принудительной циркуляцией масла.

Для ее применения необходим мощный источник водоснабжения и должны предусматриваться меры по предотвращению замораживания водяных магистралей, насосов и прочей аппаратуры в зимнее время.

Система маслководяного охлаждения (рис. 2.14) состоит из одного или нескольких водяных маслоохладителей, двух-трех маслонасосов, трубопроводов, измерительной и защитной аппаратуры.

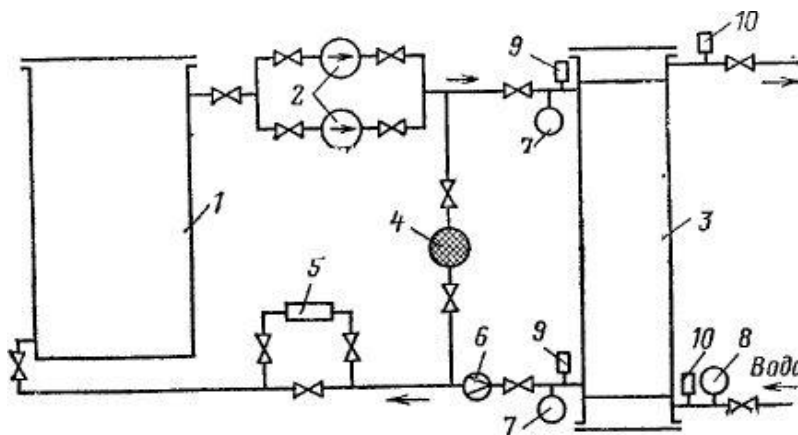


Рис. 2.14. Схема маслководяного охлаждения (система Ц):

- 1 – бак трансформатора; 2 – электронасос; 3 – охладитель; 4 – адсорбционный фильтр;
 5 – сетчатый фильтр; 6 – дифференциальный манометр; 7, 8 – манометры;
 9, 10 – термометры

Горячее масло из верхней части бака трансформатора перекачивается центробежными насосами через маслоохладитель, охлаждается в нем циркулирующей водой и возвращается в нижнюю часть бака.

Маслонасосы устанавливаются по ходу масла перед маслоохладителем, чтобы исключить подсосы воды в масло в случае образования неплотностей и трещин в маслоохладителе. С этой же целью давление масла в маслоохладителе поддерживается выше давления воды не менее чем на 20 кПа. Охлаждающая вода подается из водопроводной сети или из естественных водоемов (рек, озер).

Включение в работу маслководяного охлаждения производится после включения трансформатора в сеть: сначала включают в работу масляный насос и проверяют циркуляцию в маслоохладителе, затем подают охлаждающую воду и проверяют соотношение давлений воды и масла. При необходимости производится регулирование давления. Маслоохладители в системе маслководяного охлаждения снижают температуру масла на 10–15 °С и способны поддерживать температуру верхних слоев масла при номинальной нагрузке на уровне 50–55 °С. Поэтому подачу охлаждающей воды в маслоохладители производят при температуре масла не ниже 15 °С. Отключение маслководяного охлаждения производится после отключения трансформатора от сети: сначала прекращают доступ воды в маслоохладитель, а затем отключают маслонасос.

Нагрузка трансформатора с системами охлаждения Ц и ДЦ при отключении части работающих охладителей должна быть уменьшена пропорционально числу отключенных охладителей.

Обслуживание систем охлаждения заключается в наблюдении за работой и уходе за оборудованием, используемым в системах охлаждения. Осмотры систем охлаждения оперативным персоналом производятся одновременно с осмотром трансформаторов. При осмотрах проверяется; отсутствие течей масла из систем охлаждения; работа охладителей по их нагреву, определяемому на ощупь (у трансформаторов с охлаждением ДЦ – по нагреву и по показаниям манометров, установленных вблизи маслоперекачивающих насосов); отсутствие нагрева, шума и вибрации маслоперекачивающих насосов; работа адсорбционных фильтров (ощупыванием рукой); состояние креплений маслопроводов, насосов и вентиляторов; работа вентиляторов – по отсутствию вибрации, скрежета и задеваний крыльчаток за кожух.

Уход за оборудованием систем охлаждения включает в себя устранение обнаруженных при осмотрах неисправностей, замену износившихся деталей (лопаток, крыльчаток, 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.

Эффективность работы систем охлаждения в целом проверяется по температуре верхних слоев масла в трансформаторе. При исправном охлаждении и номинальной нагрузке максимальные температуры верхних слоев масла не должны превышать: в трансформаторах с охлаждением М и Д – 95 °С; с охлаждением ДЦ – 75 °С и с охлаждением Ц – 70 °С.

Обслуживание устройств регулирования напряжения

При регулировании напряжения переключением ответвлений обмоток трансформаторов изменяют их коэффициенты трансформации, что дает возможность поддерживать на шинах низкого напряжения (НН), среднего напряжения (СН) подстанций напряжение, близкое к номинальному, когда первичное напряжение отклоняется по тем или иным причинам от номинального.

Переключают ответвления на отключенных от сети трансформаторах устройствами ПБВ (переключения без возбуждения) или на работающих трансформаторах под нагрузкой устройствами РПН (регулирования под нагрузкой).

Устройствами ПБВ снабжаются почти все трансформаторы. Они позволяют регулировать напряжение ступенями относительно номинального $\pm 5\%$; $\pm 2,5\%$ $U_{ном}$. Применяются ручные трехфазные и однофазные переключатели. Однофазный переключатель барабанного типа, устанавливаемый на каждой фазе обмотки высокого напряжения (ВН), показан на рис. 2.15. Контактная система переключателя состоит из неподвижных контактных стержней 4, соединенных с отводами 1, и подвижных контактных колец 3, замыкающих между собой различные пары неподвижных контактов. Контактные кольца перемещаются коленчатым валом 5, ось которого при помощи изолирующей штанги 6 соединяется с приводом на крышке трансформатора 7. Переключатель смонтирован на изолирующих основаниях 2.

Трансформаторы с РПН имеют большее число регулировочных ступеней и более широкий диапазон регулирования (до 20 %), чем трансформаторы с ПБВ.

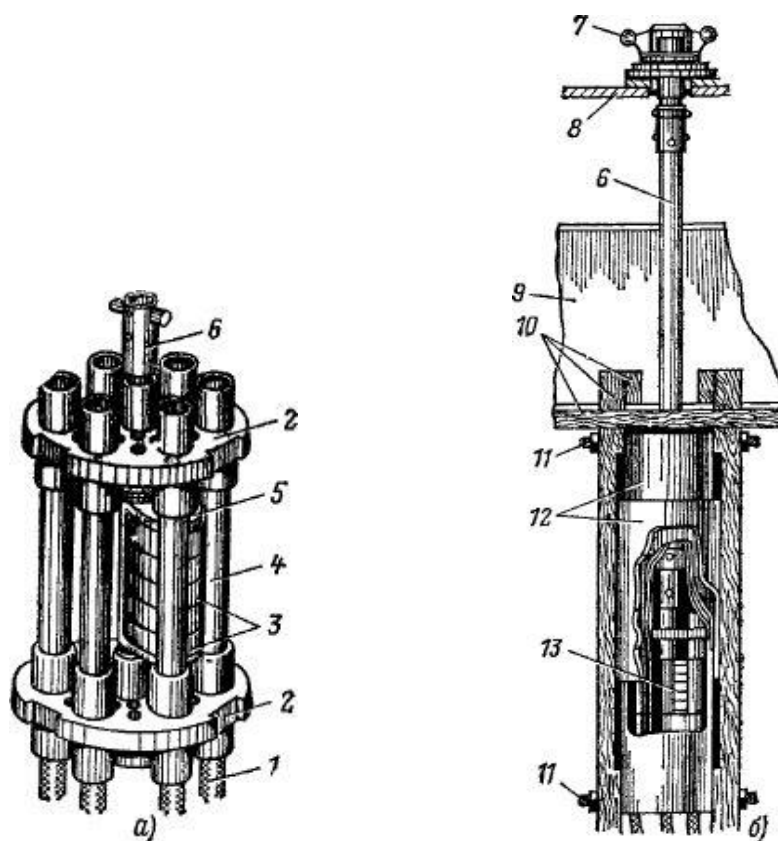


Рис. 2.15. Переключатель ответвлений барабанного типа (а) и крепление его к ярмовой балке трансформатора (б):

1 – отводы; 2 – текстолитовые основания; 3 – контактные кольца;
4 – полый токоведущий стержень; 5 – коленчатый вал; 6 – изолирующая штанга;
7 – ручной привод; 8 – крышка бака; 9 – ярмовая балка; 10 – деревянная рама;
11 – текстолитовая шпилька; 12 – защитные бумажно-бакелитовые цилиндры;
13 – переключатель

У трансформаторов устройства РПН обычно включаются со стороны нейтрали, что позволяет выполнять их с пониженной на класс напряжений изоляцией (рис. 2.16).

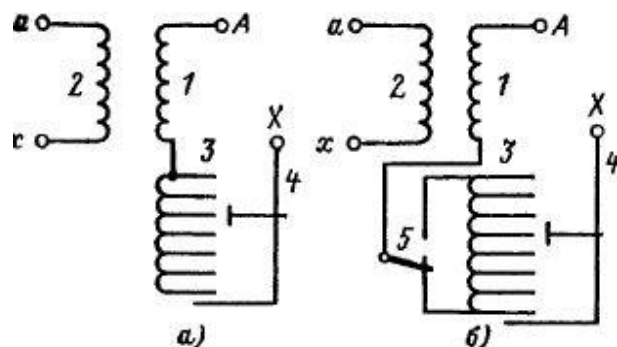


Рис. 2.16. Схемы трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой:

а – без реверсирования регулировочной обмотки; б – то же с реверсированием;
1, 2 – обмотки ВН и НН; 3 – регулировочная обмотка; 4 – переключающее устройство;
5 – реверсор

Устройство РПН состоит из следующих основных частей: контактора, разрывающего и замыкающего цепь рабочего тока в процессе коммутации; избирателя, контакты которого размыкают и замыкают электрическую цепь без тока; токоограничивающего сопротивления (реактора или резистора); приводного механизма.

Устройства РПН приводятся в действие дистанционно со щита управления и автоматически от устройств регулирования напряжения.

Обслуживание устройств регулирования напряжения

Перестановка переключателей ПБВ с одной ступени на другую в эксплуатации производится редко (2–3 раза в год при сезонном регулировании). При длительной работе без переключения контактные стержни и кольца покрываются пленкой окиси. Чтобы разрушить эту пленку и создать хороший контакт, рекомендуется при каждом переводе переключателя предварительно прокручивать его (не менее 5–10 раз) из одного крайнего положения в другое. При пофазном переводе переключателей проверяется их одинаковое положение. Приводы переключателей на каждой ступени фиксируются стопорными болтами.

Устройства РПН должны постоянно находиться в работе с включенными блоками автоматического регулирования коэффициента трансформации (АРКТ). На дистанционное управление РПН переводят только при неисправности блоков АРКТ. При осмотрах РПН сверяют показания указателей положения переключателей на щите управления и на приводах РПН, так как по ряду причин возможно рассогласование сельсина-датчика и сельсина-приемника. Проверяется также одинаковое положение переключателей РПН всех параллельно работающих трансформаторов или отдельных фаз при пофазном управлении.

Наличие масла в баке контактора проверяется по маслоуказателю. Уровень масла следует поддерживать в допустимых пределах. При пониженном уровне масла увеличивается время горения дуги на контактах. Превышение нормальной отметки уровня масла обычно наблюдается при нарушении уплотнений отдельных узлов масляной системы.

Нормальная работа контакторов гарантируется при температуре масла не ниже 20 °С. При более низкой температуре масло сильно густеет и контактор испытывает значительные механические нагрузки, которые могут привести к его поломке. Кроме того, возможно повреждение резисторов из-за увеличения времени переключения и более длительного пребывания их под током. Чтобы избежать указанных повреждений,

при понижении температуры окружающего воздуха до -15°C должна включаться система автоматического обогрева контакторов.

В процессе регулирования напряжения переключением ответвлений с помощью устройств ПБВ или РПН персонал не должен допускать длительного повышения напряжения на трансформаторе сверх номинального для данного ответвления.

При параллельной работе двух регулируемых трансформаторов и более изменение их коэффициентов трансформации следует производить по возможности одновременно, чтобы избежать перегрузки уравнительным током. При автоматическом управлении РПН эта роль выполняется специальной блокировкой. Если же автоматическое управление отсутствует, переключение ответвлений следует производить постепенно, не допуская рассогласования по ступеням ответвлений более чем на одну ступень.

Контакты РПН обычно выводятся в ремонт после выполнения 20–30 тыс. операций под током. При этом заменяются обгоревшие контакты и масло.

Включение в сеть и контроль за работой

Перед включением трансформатора в сеть из резерва или после ремонта производится осмотр как самого трансформатора, так и всего включаемого с ним оборудования. При этом проверяются: уровень масла в расширителе и вводах трансформатора; исправность и пусковое положение оборудования системы охлаждения; правильное положение указателей переключателей напряжения; положение заземляющего разъединителя и состояние разрядников в нейтрали; отключен ли дугогасящий реактор; состояние фарфоровых изоляторов и крышек вводов, а также ши-нопроводов и экранированных токопроводов.

Если трансформатор находился в ремонте, то обращается внимание на чистоту рабочих мест, отсутствие закороток, защитных заземлений и посторонних предметов на трансформаторе и оборудовании трансформатора.

Включение трансформатора в сеть производится толчком на полное напряжение со стороны питания (сетевых трансформаторов со стороны обмотки ВН). Включение часто сопровождается сильным броском тока намагничивания. Однако автоматического отключения трансформатора дифференциальной токовой защитой при этом не происходит, так как она отстраивается от тока намагничивания при первом опробовании трансформатора напряжением, что позволяет избежать ложных срабатываний ее при всех последующих включениях.

При включении трансформатора в работу не исключено появление на нем сразу номинальной нагрузки. Включение на полную нагрузку разрешается при любой отрицательной температуре воздуха трансформаторов с системами охлаждения М и Д и не ниже -25°C трансформаторов с системами охлаждения ДЦ и Ц. Если температура воздуха, а следовательно, и масла в трансформаторе окажется ниже указанной, ее поднимают включением трансформатора на холостой ход или под нагрузку не более 50 % номинальной. В аварийных ситуациях этих ограничений не придерживаются (что, естественно, отражается на износе изоляции обмоток) .

Повышение вязкости масла в зимнее время учитывается при включении в работу не только самого трансформатора, но и его охлаждающих устройств. Поэтому при включении трансформаторов в работу циркуляционные насосы систем охлаждения включаются лишь после предварительного нагрева масла до указанных значений температур. Во всех остальных случаях насосы принудительной циркуляции масла должны автоматически включаться в работу одновременно с включением трансформатора в сеть. Вентиляторы охладителей при низких температурах масла должны включаться в работу, когда температура масла достигнет 45°C .

Контроль за нагрузками трансформаторов, находящихся в работе, производится по амперметрам, на шкалах которых должны быть нанесены красные риски, соответствующие номинальным нагрузкам обмоток. Одновременно с контролем значения тока проверяется равномерность нагрузки по фазам. У автотрансформаторов контролируется также ток в общей обмотке.

При номинальных токах трансформаторы могут работать не ограниченно долго, если условия охлаждения соответствуют номинальным.

В реальных условиях трансформаторы работают с переменной нагрузкой, причем большую часть суток и особенно в ночное время их нагрузка ниже номинальной. При таких условиях работы естественный износ их изоляции уменьшается. Недоиспользованные ресурсы изоляции без ущерба для срока службы трансформатора используются в эксплуатации путем систематических перегрузок, устанавливаемых в зависимости от характера суточного графика нагрузки, температуры охлаждающей среды и недогрузок в летнее время. Допустимое значение перегрузки и ее продолжительность определяются по графикам нагрузочной способности трансформаторов согласно ГОСТ 14209-69. Перегрузка трансформаторов в этом случае не должна превышать 50 % его номинальной мощности.

В аварийных случаях (например, при выходе из работы одного из трансформаторов и отсутствии резерва) допускается аварийная перегрузка оставшихся в работе трансформаторов. Перегрузка разрешается независимо от значения предшествующей нагрузки трансформатора и температуры охлаждающей среды в следующих пределах:

Перегрузка по току, % номинальной нагрузки30 45 60 75 100 200

Длительность перегрузки, мин.....120 80 45 20 10 1,5

Приведенные данные аварийной перегрузки распространяются на все масляные трансформаторы и автотрансформаторы, кроме тех, перегрузка которых ограничена заводом-изготовителем.

Контроль за напряжением, подведенным к трансформатору, производится по вольтметрам, измеряющим напряжение на шинах.

Превышения напряжения на трансформаторах сверх номинального допускаются в сравнительно небольших пределах: длительно на 5 % при нагрузке не выше номинальной и на 10 % при нагрузке не выше 25 % номинальной; длительно до 10 % для станционных трансформаторов, работающих в блоке с генератором, автотрансформаторов без ответвлений со стороны нейтрали и регулировочных трансформаторов при нагрузке не выше номинальной. Превышение указанных напряжений приводит к перенасыщению магнитопровода, резкому увеличению тока и потерь ХХ. При этом потери в стали возрастают пропорционально квадрату напряжения. Увеличение потерь в стали является причиной местных нагревов стальных конструкций магнитопровода.

Контроль за тепловым режимом трансформаторов сводится к периодическим измерениям температур верхних слоев масла в баках. Измерения производятся при помощи стеклянных термометров, погруженных в специальные гильзы на крышках трансформаторов, дистанционных термометров сопротивления и термометров манометрического типа – термосигнализаторов.

Периодические осмотры. Трансформаторы осматриваются без отключения в следующие сроки: главные трансформаторы и трансформаторы собственных нужд станций и подстанций с постоянным дежурством персонала – 1 раз в сутки; трансформаторы подстанций и гидростанций без постоянного дежурства персонала – не реже 1 раза в месяц.

Осмотры производятся также и при действии сигнализации о нарушении режима работы трансформаторов или систем их охлаждения, при срабатывании устройств релейной защиты или автоматики. При стихийных бедствиях (пожары, землетрясения и т. д.) трансформаторы должны осматриваться немедленно.

Цель периодических осмотров – проверка условий работы трансформаторов и выявление неполадок, которые при развитии могут привести к аварийным повреждениям. При осмотре проверяется внешнее состояние систем охлаждения, устройств регулирования напряжения под нагрузкой, устройств защиты масла от окисления и увлажнения, фарфоровых и маслонаполненных вводов, защитных разрядников на линейных вводах и в нейтральных, кранов, фланцев и люков, а также резиновых прокладок и уплотнений (они не должны набухать и выпучиваться); отсутствие течей масла и уровень его в расширителях, целостность 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.

Отключение трансформатора от сети, как правило, производят выключателями сначала со стороны нагрузки, а затем со стороны питания. На подстанциях с упрощенной схемой (без выключателей со стороны ВН) отключение трансформаторов со стороны нагрузки производят выключателями, а со стороны питания – отделителями.

Параллельная работа трансформаторов

Параллельная работа трансформаторов с нагрузками, пропорциональными их номинальным мощностям, возможна при равенстве первичных и вторичных напряжений (равенстве коэффициентов трансформации), равенстве напряжений КЗ и тождественности групп соединения обмоток.

При включении на параллельную работу трансформаторов с различными коэффициентами трансформации напряжения на зажимах их вторичных обмоток будут различными. Разность вторичных напряжений вызывает прохождение уравнивающих токов.

Уравнивающие токи, загружая обмотки трансформаторов, увеличивают потери энергии и снижают суммарную мощность подстанции, поэтому прохождение их недопустимо. В связи с этим согласно ГОСТ 11677-75 у трансформаторов, включаемых на параллельную работу, коэффициенты трансформации не должны отличаться более чем на $\pm 0,5\%$.

Различие в значениях напряжений КЗ трансформаторов обуславливает распределение между ними общей нагрузки пропорционально их номинальным мощностям и обратно пропорционально напряжениям КЗ. Большую нагрузку примет на себя трансформатор с меньшим значением напряжения КЗ.

Наилучшее использование установленной мощности трансформаторов может быть только при равенстве напряжений КЗ. Однако в эксплуатации допускается включение на параллельную работу трансформаторов с отклонением напряжений КЗ от их среднего значения, но не более чем на $\pm 10\%$. Это допущение связано с возможным отступлением (в пределах производственных допусков) при изготовлении трансформаторов в размерах обмоток, влияющих на U_K .

Не рекомендуется включение на параллельную работу трансформаторов с отношением номинальных мощностей более трех. Объясняется это тем, что даже при небольших эксплуатационных перегрузках трансформатор меньшей мощности может оказаться сильно перегруженным в процентном отношении и особенно в том случае, если он имеет меньшее U_K .

Параллельная работа трансформаторов, принадлежащих к разным группам соединений, невозможна по той причине, что между их вторичными обмотками возникает напряжение, обусловленное углом сдвига φ между векторами вторичных напряжений.

О схемах и группах соединения обмоток. Обмотки трехфазных трансформаторов соединяют по различным схемам. Наиболее распространенными являются соединения в звезду и треугольник. При этих соединениях возможно получение 12 разных групп со сдвигом векторов линейных напряжений вторичных обмоток по отношению к одноименным векторам линейных напряжений обмоток ВН через каждые 30° . Основными группами в схемах У/Д является 11-я группа, а в схемах У/У – нулевая группа. Остальные группы будут производными от основных.

Проверка группы соединения обмоток производится при помощи фазометра, универсального фазоуказателя или гальванометра.

Если проверкой будет установлено, что трансформатор имеет не предполагаемую, а другую группу соединений, то практически имеется возможность изменять некоторые группы соединений, не делая никаких пересоединений и перепаек обмоток внутри трансформатора. Например, при круговой перемаркировке зажимов основные группы превращаются в их производные, имеющие одноименные напряжения, сдвинутые по фазе на 120 или 240° . Поэтому на параллельную работу можно включать трансформаторы основной и производной групп после соответствующего пересоединения ошиновки на зажимах. Перестановки местами двух фаз одновременно на стороне ВН и НН также позволяют включать на параллельную работу трансформаторы с разными группами соединений, если при этом во всех контурах, образуемых фазами обмоток, сумма ЭДС получается равной нулю.

Фазировка трансформаторов

Независимо от проверки группы соединения обмоток включение трансформатора на параллельную работу после монтажа, капитального ремонта, а также при изменениях в схемах его подсоединения допускается только после проведения фазировки. Фазировка состоит в определении одноименности фаз, соединяемых между собой. Очевидно, что при этом необходимо убедиться в отсутствии напряжения между парами зажимов вторичных обмоток, включаемых на одни шины. В установках до 380 В для контроля отсутствия напряжения применяются вольтметры. В установках высокого напряжения – специально приспособленные указатели напряжения или вольтметры, подключаемые к трансформаторам напряжения.

Различают прямые и косвенные методы фазировки. При прямом методе фазировка производится на том напряжении, на котором в дальнейшем будет произведено включение трансформаторов. Прямые методы наглядны, но применяют их при номинальном напряжении вторичных обмоток не выше 110 кВ. Косвенные методы, при которых фазировка производится на вторичном напряжении трансформаторов напряжения, не так наглядны, как прямые, но более безопасны для персонала. На рис. 2.17 показана схема фазировки двух трансформаторов прямым методом при помощи вольтметра.

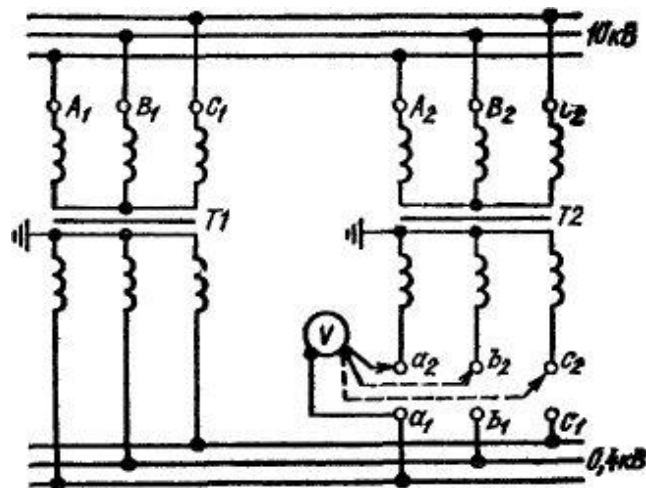


Рис. 2.17. Схема фазировки двух трансформаторов с заземленной нейтралью прямым методом

Перед фазировкой вольтметром проверяют наличие нормального напряжения между зажимами каждого трансформатора, после чего производят замеры по фазировке. Для этого один конец измерительного прибора присоединяют к одному из зажимов вторичной обмотки

трансформатора, например зажиму а, а вторым поочередно касаются трех зажимов вторичной обмотки другого трансформатора. Так производят три замера напряжений между зажимами a_1a_2 , a_1b_2 , a_1c_2 . При тождественности групп соединений и правильно присоединенной ошиновке один из этих замеров должен быть нулевым. Затем производят замеры напряжений между зажимами b_1b_2 , b_1c_2 , c_1c_2 . По окончании замеров зажимы, между которыми получились нулевые показания, соединяют для осуществления параллельной работы трансформаторов. Если после первых трех измерений ни одно показание вольтметра не было равно нулю, то это указывает на наличие сдвига по фазе напряжений одного трансформатора относительно другого и, следовательно, невозможность их параллельного включения.

Косвенные методы фазировки применяются на подстанциях с двумя системами шин с помощью трансформаторов напряжения, подключенных к шинам. Для этого фазуемый трансформатор с вторичной стороны включается на резервную систему шин, не имеющую напряжения, а все работающие трансформаторы и линии в это время находятся на другой (рабочей) системе шин (рис. 2.18).

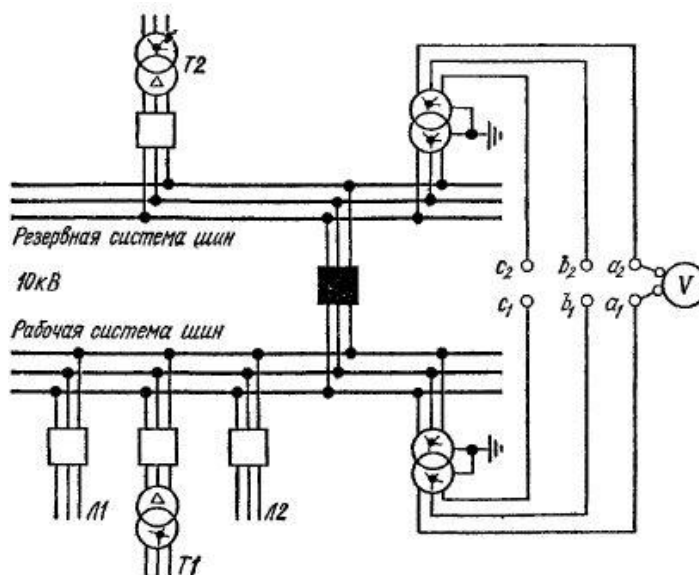


Рис. 2.18. Схема фазировки трансформатора 110/10 кВ косвенным методом на зажимах вторичных обмоток трансформаторов напряжения

Напряжение для фазировки на фазуемый трансформатор и резервную систему шин подается включением трансформатора со стороны обмотки ВН. Фазировка производится на зажимах НН трансформаторов напряжения, принадлежащих рабочей и резервной системам шин. При несовпадении фаз производят их перестановку.

При совпадении фаз трансформаторы замыкают на параллельную работу включением шиносоединительного выключателя. Для того чтобы быть уверенным в совпадении фаз самих трансформаторов напряжений, их предварительно фазировуют между собой при включенном шиносоединительном выключателе. Фазировку трехобмоточных трансформаторов производят в два приема. Сначала включают трансформатор со стороны ВН и производят его фазировку со стороны НН. При совпадении фаз трансформатор отключают со стороны НН и включают на резервную систему шин со стороны СН и вновь производят фазировку на этом напряжении. После получения необходимых результатов при обеих фазировках трансформатор считается сфазированным и его включают на параллельную работу тремя обмотками.

Режимы работы силовых трансформаторов

Номинальные режимы. Номинальным режимом работы трансформатора считается режим работы, для которого он рассчитан заводом-изготовителем. В пределах номинальных значений токов и мощности режим работы трансформатора может меняться в соответствии с графиками нагрузки.

Тепловой режим трансформатора определяется нагревом его обмоток и магнитопровода. В условиях эксплуатации температура обмоток трансформатора не может быть измерена непосредственно и контроль за тепловым режимом трансформатора ведется по температуре масла в его наиболее нагретых слоях.

Средняя температура обмотки в установившемся режиме выше температуры верхних слоев масла. У трансформаторов с естественной циркуляцией масла при номинальных нагрузках этот перепад температур составляет 10–15 °С, а у трансформаторов с принудительной циркуляцией масла 20–30 °С.

При оценке теплового состояния трансформатора следует учитывать, что установившееся тепловое состояние обмотки наступает через 30–40 мин после установления значения тока нагрузки. Температура верхних слоев масла достигает нового значения у трансформаторов с принудительной циркуляцией масла через 4–6 ч, а у трансформаторов с естественной циркуляцией масла через 10–16 ч. Поэтому при кратковременных перегрузках судить по температуре верхних слоев масла о действительном тепловом режиме трансформатора нельзя.

Допустимые нагрузочные режимы. Срок службы трансформатора зависит от теплового старения органических составляющих изоляции

класса А, используемой при изготовлении обмоток (бумага, ткани, смолы). Тепловое старение изоляции определяется температурой, при которой работает изоляция, и длительностью ее воздействия. С течением времени тепловое старение приводит к изменению механических свойств изоляции, снижению ее электрической прочности и возможности электрического пробоя.

Расчетный срок службы изоляции обмоток определяет нагрузочную способность трансформатора или ту максимальную, но относительно кратковременную нагрузку, которую трансформатор без ущерба для своего естественного срока службы может нести систематически в условиях эксплуатации.

Значения допустимых систематических перегрузок трансформаторов с системой охлаждения М, Д, ДЦ и Ц можно определить по номограммам – графикам нагрузочной способности, построенным для постоянных времени нагрева 2,5 и 3,5 ч и эквивалентных температур окружающего воздуха от -10 до $+40$ °С.

Эквивалентная температура окружающего воздуха характеризует климатические условия места установки трансформатора и является такой температурой, при которой износ изоляции трансформатора за заданный промежуток времени получается таким же, как и при естественно изменяющейся в данной местности температуре окружающего воздуха.

Трансформаторы с масляным охлаждением допускают длительную перегрузку каждой из обмоток по току на 5 % при условии, что напряжение на этих обмотках не превышает номинального значения. У автотрансформаторов ток в общей обмотке не должен превышать длительно допустимого, указанного в паспорте. В то же время за счет понижения температуры охлаждающей среды можно допустить большие перегрузки при сохранении нормального срока службы изоляции трансформатора.

Систематические перегрузки трансформаторов допускаются в зависимости от значения недогрузки в летнее время, характера суточного графика нагрузки, температуры охлаждающей среды и конструкции трансформатора.

Допустимые отклонения напряжения. Понижение подводимого к обмоткам трансформаторов напряжения не вызывает ненормальных явлений при их работе, но значения токов в обмотках при этом не должны быть выше допустимых.

Трансформаторы допускают повышение напряжения выше номинального: длительно – на 5 % при нагрузке не выше номинальной и на 10 % при нагрузке не выше 0,25 % номинальной; кратковременно

(до 6 ч в сутки) на 10 % при нагрузке не выше номинальной. В аварийных ситуациях допускается повышение напряжения на трансформаторах в соответствии с типовой инструкцией по эксплуатации.

Кратковременные перегрузки в аварийных ситуациях. Во время аварийных режимов в энергосистемах возникает необходимость аварийных перегрузок оставшихся в работе трансформаторов. Подобные режимы, как правило, кратковременны и поэтому заводы-изготовители разрешают аварийные перегрузки трансформаторов независимо от предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды.

Для главных трансформаторов электростанций, работающих в блоке с генераторами, значение и длительность аварийной перегрузки определяются допустимым режимом аварийной перегрузки генераторов.

Аварийные перегрузки автотрансформаторов допускаются только в режиме передачи мощности с высшего напряжения на среднее и наоборот.

Поскольку износ изоляции обмоток при аварийных перегрузках резко возрастает, в эксплуатации следует строго руководствоваться приведенной в таблицах их допустимой длительностью и в аварийных условиях разгружать трансформаторы в соответствии с инструкцией по ликвидации аварий.

Указанные в таблицах аварийные перегрузки уменьшаются вдвое для трансформаторов, имеющих повышенные нагревы отдельных элементов и масла вследствие дефектов конструкции.

Повреждения и аварийные отключения трансформаторов. Наиболее частыми причинами повреждений трансформаторов являются:

- недостаточная электродинамическая стойкость обмоток при сквозных КЗ в сети, приводящая к повреждению продольной изоляции обмоток;
- явления ползущего разряда в главной, междуфазовой или ярмовой изоляции, приводящие к ее пробое и последующему повреждению трансформатора;
- заводские дефекты витковой изоляции и переключателей регулировочных витков обмоток;
- недопустимые перегрузки;
- повреждения магнитопроводов, приводящие к «пожару стали»;
- увлажнение изоляции обмоток в процессе эксплуатации и пр.

В случае аварийного отключения трансформатора персонал обязан по характеру явлений, сопровождающих аварийное отключение, анализу действия релейных защит и результатам осмотра составить мнение о возможности повторного включения отключившегося трансформатора в работу.

Одновременное срабатывание газовой и дифференциальной защит свидетельствует, как правило, о наличии внутреннего повреждения трансформатора. Включение его в работу производится после устранения дефектов и проведения всех испытаний и проверок, предусмотренных «Нормами испытания электрооборудования».

Если трансформатор отключился только дифференциальной защитой, а газовая защита не работала и в газовом реле не обнаружено газа, повреждение следует искать тщательным осмотром внешней ошиновки, состояния изоляторов и другой аппаратуры, находящейся в зоне действия дифференциальной защиты. При отсутствии видимых признаков повреждений разрешается повторное включение трансформатора, но не более одного раза.

В случае отключения трансформатора газовой защитой решить вопрос о возможности его включения в работу следует только по результатам анализа газа.

Некоторые виды повреждений трансформаторов (неполное витковое замыкание обмоток, пожар стали трансформатора) начинают проявляться в непрерывном росте температуры масла при установившейся нагрузке трансформатора и полной исправности охлаждающих устройств.

В случае отключения трансформатора максимальной токовой защитой или при подтверждении факта ложной работы сработавшей релейной защиты трансформатор можно включить в работу.

Трансформатор должен быть выведен из работы для выяснения причины при появлении ненормального шума, возрастающем нагреве при нормальном охлаждении, появлении признаков внутреннего повреждения (треск, разряды), внезапном и резком изменении цвета масла.

2.4. Эксплуатация распределительных устройств

Основные требования к распределительным устройствам

РУ станций и подстанций представляют собой комплекс сооружений и оборудования, предназначенный для приема и распределения электрической энергии. Основным оборудованием РУ являются коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины и др. Они бывают открытыми и закрытыми. Широкое распространение получили комплектные распределительные устройства (КРУ) для установки внутри помещений и непосредственно на открытом воздухе (КРУН) наружной установки.

К оборудованию и помещениям РУ всех напряжений предъявляются следующие основные требования:

- оборудование РУ по своим паспортным данным должно удовлетворять условиям работы, как при номинальном режиме, так и при КЗ. Аппараты и шины должны обладать необходимой термической и динамической стойкостью;

- изоляция оборудования должна выдерживать возможные повышения напряжения при атмосферных и внутренних перенапряжениях;

- все оборудование должно надежно работать при допустимых перегрузках;

- помещения РУ должны быть безопасны и удобны при обслуживании оборудования персоналом при всех возможных режимах работы, а также при ремонте;

- в помещениях РУ должны находиться защитные средства и средства тушения пожара. Окна в закрытых РУ должны быть надежно закрыты, а проемы и отверстия в стенах заделаны для исключения возможного попадания в помещения животных и птиц. Кровля должна быть исправной;

- температура и влажность воздуха в помещениях закрытых РУ должны поддерживаться такими, чтобы не увлажнялась изоляция. В закрытых РУ температура не должна превышать 40 °С. Вентиляция помещений должна быть достаточно эффективной;

- все помещения РУ должны иметь рабочее и аварийное электрическое освещение.

Задачами эксплуатации РУ являются:

- обеспечение соответствия режимов работы РУ и отдельных цепей техническим характеристикам оборудования;

- поддержание схемы РУ, подстанции, станции, обеспечивающей надежную работу оборудования и безотказную селективную работу устройств релейной защиты и автоматики;

- обеспечение надзора и ухода за оборудованием и помещениями РУ, а также устранение в кратчайший срок неисправностей, так как развитие их может привести к аварии;

- своевременное производство испытаний и ремонта оборудования;

- соблюдение установленного порядка и последовательности выполнения переключений в РУ.

Эксплуатация РУ включает в себя анализ схем высокого напряжения, собственных нужд, разработку эксплуатационных схем, а также проведение и эксплуатационного надзора за оборудованием РУ

и оперативных переключений. Рабочие эксплуатационные схемы должны быть разработаны таким образом, чтобы аварии в электрической части были локализованы с минимальными потерями мощности. Распределение работающих механизмов собственных нужд по секциям должно предусматривать минимальное нарушение работы станции в случае повреждения или отключения любой секции.

При эксплуатации РУ необходимо строгое соблюдение номинальных параметров аппаратуры, создание нормальных условий для ее работы, проведение периодических осмотров установленного оборудования и ряда регламентных работ (контроль и чистка изоляции, профилактические испытания и плановые ремонты).

РУ 330 кВ и выше должны быть оснащены средствами биологической защиты (стационарными, переносными или инвентарными экранами) и средствами индивидуальной защиты (экранирующими костюмами) во избежание вредного воздействия высокого напряжения на организм людей.

Осмотры РУ производятся по графику. Внеочередные осмотры производятся после отключения КЗ, при неблагоприятных метеорологических условиях и в случае появления ненормальностей в работе оборудования или аппаратуры. Внеплановый осмотр разрядников должен производиться после грозы, перенапряжений или появления однофазного замыкания в сети с изолированной или компенсированной нейтралью.

Самым слабым местом аппаратуры РУ являются контактные соединения. Более 50 % всех дефектных контактов приходится на болтовые контакты и переходные контакты с меди на алюминий.

В местных инструкциях должны быть указаны допустимые нормальные и аварийные режимы работы электрооборудования, приложены схемы всех РУ.

Длительное увеличение тока нагрузки аппаратов в пределах до 20 % номинального значения разрешается в случае, если среднесуточная температура окружающего воздуха не превышает +35 °С.

С ростом нагрузки потребителей пропускная способность ранее установленного оборудования часто оказывается недостаточной. Проверка соответствия параметров оборудования изменяющимся условиям работы в энергосистемах производится систематически путем контроля наибольших нагрузок потребителей и сопоставления их с номинальными данными оборудования, а также путем расчета токов КЗ при включениях нового оборудования (турбо- и гидрогенераторов, трансформаторов) и изменениях схем электрических соединений. В случае выявления несоответствий производится модернизация оборудования или его замена,

а также секционирование электрической сети; вводятся в работу автоматические устройства деления сетей для ограничения токов КЗ и т. д.

Надзор за работой оборудования выполняется при наружных осмотрах РУ дежурным и эксплуатационным персоналом.

Эксплуатация комплектных распределительных устройств

Комплектные распределительные устройства изготавливаются заводами в стационарном или выкатном исполнении. При стационарном исполнении оборудование внутри каждой ячейки КРУ встраивается неподвижно. При выкатном исполнении выключатели, секционные разъединители, измерительные трансформаторы напряжения размещают на выкатных тележках, которые можно перемещать внутри шкафа и выкатывать за его пределы.

Конструктивно все пространство в шкафах КРУ разделено металлическими перегородками на отсеки аппаратов высокого напряжения, сборных шин, релейной защиты, измерений и управления. Это сделано с целью локализации очагов аварий и удобства обслуживания.

В КРУ выкатного исполнения тележка выключателя в корпусе шкафа может занимать два фиксированных положения: рабочее и испытательное. В рабочем положении тележки выключатель находится под нагрузкой или под напряжением, если выключатель отключен. В испытательном положении тележки напряжение с выключателя снимается размыканием первичных разъединяющих контактов, заменяющих собой разъединители. При этом вторичные цепи могут оставаться замкнутыми и выключатель может быть опробован на включение и отключение. Для перемещения тележки из рабочего в испытательное положение и обратно предусмотрено механическое устройство доводки, облегчающее усилия, затрачиваемые при передвижении тележки, и обеспечивающее точное вхождение разъединяющих контактов при вкатывании тележки. Для ремонта выключателя тележка полностью выкатывается из шкафа (ремонтное положение).

Для защиты персонала от случайного прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, в КРУ предусмотрена блокировка. В КРУ стационарного исполнения блокируются сетчатые двери ячеек, которые открываются только после отключения выключателя и разъединителей присоединения. В КРУ выкатного исполнения имеются автоматические шторки, закрывающие доступ в отсек неподвижных контактов при выкатенной тележке. Кроме того, имеется оперативная блокировка, исключающая возможность производства ошибочных операций.

При эксплуатации шкафов КРУ не допускаются принудительное деблокирование аппаратов и защитных ограждений, отвинчивание съемных деталей шкафов, поднятие и открытие шторок, препятствующих проникновению в отсек при наличии там напряжения.

Осмотры КРУ проводятся по графику: при постоянном дежурстве персонала – не реже 1 раза в 3 сут, а при обслуживании электроустановки оперативно-выездной бригадой – не реже 1 раза в месяц. При осмотре проверяются состояние выключателей, приводов, разъединителей, первичных разъединяющих контактов, блокировки; степень загрязненности и отсутствие видимых повреждений изоляторов; состояние вторичных цепей (зажимных рядов, гибких связей соединителей штепсельных разъемов, реле, измерительных приборов); действие кнопок управления выключателей, находящихся в испытательном положении.

Наблюдение за уровнем масла в выключателях и за оборудованием ведется через смотровые окна и сетчатые ограждения. Для осмотра сборных шин без снятия напряжения предусмотрены смотровые люки, закрытые защитной сеткой.

Проверяется работа сети освещения и отопления помещений и шкафов КРУ. Практикой установлено, что при эксплуатации КРУ наружной установки происходят повышение относительной влажности в шкафах (в отдельные периоды до 100 %) и увлажнение поверхности изоляторов при резких перепадах температуры наружного воздуха, что приводит к перекрытию изоляции по загрязненной поверхности. Чтобы избежать подобных явлений, необходимо систематически очищать изоляцию от пыли и загрязнений.

Для создания в шкафах микроклимата с относительной влажностью воздуха 60–70 % необходимо следить за уплотнением дверей, днищ и мест стыковки шкафов; применять утепление стенок и дверей шкафов минераловатными плитами; оборудовать шкафы автоматическими устройствами электрообогрева, включаемыми при недопустимом повышении относительной влажности воздуха.

Эксплуатация комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией

К особой группе комплектных распределительных устройств относятся комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ).

Чистый газообразный элегаз химически не активен, безвреден, не горит и не поддерживает горение, обладает повышенной теплоотводящей способностью и удачно сочетает в себе изоляционные и дугогасящие свойства.

Электрическая прочность элегаза в 2,5 раза превышает прочность воздуха. Его электрические характеристики обладают высокой стабильностью. В эксплуатации элегаз не стареет и не требует ухода, как, например, масло.

Комплектуются КРУЭ из стандартных электрических элементов (выключателей, разъединителей, заземлителей, трансформаторов тока и напряжения, сборных шин), помещенных в герметизированные заземленные металлические оболочки, заполненные элегазом под давлением. Оболочки отдельных элементов соединяются между собой при помощи фланцев с уплотнениями из синтетического каучука, этиленпропилена и других материалов. Внутренние объемы оболочек некоторых элементов сообщаются между собой. В целом КРУЭ секционированы по газу. Каждая секция имеет свою контрольно-измерительную газовую аппаратуру. Каждый элемент заключают в герметизированную металлическую заземленную оболочку, не обходимую 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. Трансформаторы тока (ТТ) размещаются в герметизированной оболочке. Первичной обмоткой служит токопроводящий стержень, который проходит внутрь. Магнитопровода со вторичной обмоткой.

Магнитопровод и вторичная обмотка залиты эпоксидной смолой. Трансформаторы напряжения (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.

Значение давления элегаза в КРУЭ выбирается с учетом создания необходимой электрической прочности. Так, для аппаратов напряжением 110 кВ при температуре 20 °С необходимый уровень электрической прочности в наиболее слабых местах обеспечивается при абсолютном давлении 0,25 МПа. В секциях выключателей элегаз обычно находится под большим давлением, чем в других секциях. Утечки газа составляют менее 3 % в год.

Давление в секциях контролируется по показаниям манометров или плотномеров при значительных колебаниях температуры окружающей среды.

Ошибочные операции в КРУЭ, как правило, исключены благодаря применению электрических и механических блокировок. Положения коммутационных аппаратов проверяют по указателям положения, механически связанным с подвижными системами аппаратов. Предусмотрены также сигнализация лампами и возможность наблюдения за положением подвижных контактов через смотровые окна.

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 multifunctionality: 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.

Каждый элемент КРУЭ 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.

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°C), 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.

Обслуживание КРУЭ сводится главным образом к контролю за давлением в секциях и пополнению их элегазом. Герметизация КРУЭ полностью исключает необходимость периодических чисток изоляции. Такие элементы как сборные и соединительные шины, вводы, измерительные трансформаторы, вообще не требуют ремонта. Интервалы между планово-предупредительными ремонтами коммутационных аппаратов, определяемые механической прочностью подвижных систем и свойствами деталей, подверженных старению, устанавливаются от 5 до 10 лет.

Поэтому при вскрытии элегазовых аппаратов внутренние объемы их предварительно проветриваются. При наличии на деталях и станках оболочек налета в виде белого или сероватого порошка – химических продуктов, образующихся в результате горения в элегазе дуги, его сметают щеткой или отсасывают пылесосом. Некоторые химические соединения этих продуктов токсичны. При работах принимаются меры для защиты дыхательных путей работающих от попадания порошка.

Эксплуатация выключателей

Выключатели служат для коммутации электрических цепей во всех эксплуатационных режимах: включения и отключения токов нагрузки, токов КЗ, токов намагничивания трансформаторов, зарядных токов линий и шин. Наиболее тяжелым режимом для выключателя является отключение токов КЗ. При прохождении токов КЗ выключатель подвергается воздействию значительных электродинамических сил и высоких температур. Кроме того, всякое автоматическое или ручное повторное включение на неустранившееся КЗ связано с пробоем промежутка между сходящимися контактами и прохождением ударного тока при малом давлении на контакте, что приводит к их преждевременному износу. Для увеличения срока службы контакты выполняют из металлокерамики.

Воздушные выключатели. Конструктивные схемы воздушных выключателей различны. Однако общими их элементами являются: дугогасительные устройства и устройства создания изоляционного промежутка между контактами выключателя при его отключенном положении, изоляционные конструкции, шунтирующие резисторы, резервуары для хранения сжатого воздуха, механизмы системы управления.

Дугогасительные устройства состоят из фарфоровых или стальных камер с размещенными в них системами неподвижных и подвижных контактов. Изоляционный промежуток в воздушном выключателе при его отключенном положении обеспечивается отделителями. В выключателях серий ВВН и ВВГ контакты последовательных отделителей при операции отключения размыкаются последними, а при операции включения замыкаются первыми. В выключателях серий ВВБ и ВНВ нет последовательных отделителей. После погасания дуги в этих выключателях их подвижные контакты отходят от неподвижных на полное изоляционное расстояние.

Дугогасительные устройства и отделители изолируются от земли фарфоровыми опорными изоляторами, в полостях которых проходят стеклопластиковые воздухопроводы и тяги для управления клапанами, выполненные из изоляционных материалов.

Для ограничения коммутационных перенапряжений при отключении ненагруженных трансформаторов и линий, а также для уменьшения скорости восстановления напряжения на контактах выключателя при отключении КЗ параллельно контактным разрывам включаются резисторы. Для равномерного распределения напряжения между элементами выключателя используются делительные конденсаторы.

Сжатый воздух в воздушных выключателях выполняет две функции: гашения дуги и управления выключателем. Гашение дуги осуществляется мощным потоком сжатого воздуха, направляемым на контакты дугогасительного устройства и эффективно восстанавливающим электрическую прочность промежутка между ними.

Сжатый воздух хранится в резервуарах, расположенных на земле или в зоне высокого напряжения. Резервуары, расположенные на земле, обычно служат основаниями выключателей.

Воздушные выключатели снабжаются устройствами вентиляции внутренних полостей изолирующих конструкций и устройствами контроля давления сжатого воздуха в резервуарах выключателя.

Контроль за давлением сжатого воздуха в резервуарах выключателя осуществляется электроконтактными манометрами, находящимися в распределительном шкафу. С помощью этих манометров выполнена блокировка, предотвращающая проведение операций выключателем при значительном отклонении давления сжатого воздуха от номинального.

Осмотры и техническое обслуживание воздушных выключателей. При осмотре проверяется действительное положение всех полюсов воздушного выключателя по показаниям сигнальных ламп и манометров. Кроме того, по манометрам проверяется давление сжатого воздуха в резервуарах и поступление его на вентиляцию. Обращается внимание на общее состояние воздушного выключателя; целостность фарфоровых покрышек и изоляторов, шунтирующих резисторов и емкостных делителей напряжения; степень загрязненности поверхностей фарфоровых изоляторов. На слух проверяется, нет ли утечек воздуха. Контролируется нагрев контактных соединений шин и аппаратных зажимов.

Техническое обслуживание воздушных выключателей в процессе их эксплуатации заключается в следующем. Раз в месяц из резервуаров, расположенных на земле, удаляют накапливающийся в них конденсат. В период дождей увеличивают расход воздуха на вентиляцию полых изоляционных конструкций. При понижении температуры окружающего воздуха ниже $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ в шкафах управления полюсов и в распределительном шкафу включают электрический обогрев. Работоспособность выключателя проверяют путем контрольных опробований (не реже 2 раз в год) на отключение и включение при давлении 2,0–1,6 МПа.

В резервуары выключателей должен поступать очищенный от механических примесей воздух. Основная очистка воздуха, а также его осушка производятся в компрессорной воздухоприготовительной установке. Для дополнительной очистки сжатого воздуха в распределительных шкафах выключателей установлены войлочно-волосные

фильтры. Необходимо систематически, в зависимости от загрязненности воздуха, производить смену в них фильтрующих патронов.

Надежность сочленения фарфоровых и металлических деталей в значительной степени зависит от качества резиновых прокладок и равномерности распределения усилий при завинчивании гаек болтов по выступу изолятора. Для работы воздушного выключателя опасно как чрезмерное, так и недостаточное завинчивание гаек болтов крепления изоляторов. Применяемые резиновые уплотнения не обладают достаточной эластичностью и со временем увеличивают свою остаточную деформацию. Поэтому для предупреждения повреждения выключателей 2 раза в год (весной и осенью) производят проверку и подтяжку болтов всех соединений, имеющих уплотнение. Наряду с этим оперативный персонал обязан визуально проверять целостность резиновых прокладок в соединениях изоляторов гасительных камер, отделителей и их опорных колонок. Операции с выключателем, имеющим выдавленные или поврежденные уплотнения, не допускаются.

Элегазовые выключатели. Полус элегазового выключателя представляет собой герметичный заземленный металлический резервуар, в котором размещено дугогасительное устройство. Резервуар заполнен элегазом под давлением. Элегазовый выключатель работает без выброса элегаза наружу; гашение дуги происходит быстро с выделением лишь незначительного количества энергии, генерируемого дугой.

Электрическая дуга частично разлагает элегаз. Основная масса продуктов разложения рекомбинирует (восстанавливается), а оставшаяся часть поглощается фильтрами-поглотителями, встроенными в резервуары выключателей. Продукты разложения, не поглощенные фильтрами, взаимодействуют с влагой, кислородом и парами металла и в небольших количествах выпадают в выключателях в виде тонкого слоя порошка (диэлектрика).

Подвижные части дугогасительного устройства выключателя перемещаются изоляционной тягой, связанной с пневматическим приводом, шток которого входит в резервуар. Дугогасительное устройство крепится к стенкам резервуара с помощью эпоксидных опорных изоляторов.

Осмотры и техническое обслуживание элегазовых выключателей. Персонал обязан постоянно следить за давлением элегаза в резервуарах выключателей, чтобы предотвратить чрезмерные утечки элегаза и возможное в этих случаях снижение электрической прочности изоляционных промежутков. Давление контролируется показаниями

манометров, а также плотномеров, когда температура окружающей среды изменяется в широких пределах и контроль изоляции измерением давления непрерывным. Специальное устройство сигнализации предупреждает персонал о внезапном появлении утечек элегаза.

В условиях нормальной эксплуатации практически невозможно добиться абсолютной герметизации резервуаров, поэтому неизбежны утечки элегаза, которые, однако, не должны превышать 3 % от общей массы в год. В случае отклонения давления элегаза от номинального необходимо принять меры по пополнению резервуаров элегазом. Проводить операции с выключателями при пониженном давлении элегаза не допускается.

При осмотрах выключателей проверяют их общее состояние, чистоту наружной поверхности, отсутствие звуков электрических разрядов, треска и вибраций. Проверяется работа приточно-вытяжной вентиляции, температура воздуха в помещении РУ (температура должна поддерживаться на уровне не ниже 5 °С), давление сжатого воздуха в резервуарах пневматических приводов выключателей (оно должно находиться в пределах 1,6 – 2,1 МПа). Обращают внимание на состояние заземляющих проводок резервуаров.

Положение элегазовых выключателей определяют по механическому указателю положения. При обслуживании элегазовых установок персоналу следует помнить, что элегаз в пять раз тяжелее воздуха и при утечках скапливается на уровнях пола и в других местах. Обслуживающий персонал в таких местах может почувствовать недостаток кислорода. Во избежание этого необходимо обеспечить доступ свежего воздуха. Проведение работ (в том числе и операционных переключений) в помещениях РУ, где обнаружена утечка элегаза, возможно только при включенной приточно-вытяжной вентиляции.

Вакуумные выключатели. Вакуумные выключатели находят широкое применение в электро-установках напряжением 10 кВ и выше. Их основные достоинства: быстродействие; полная взрыво- и пожаробезопасность; экологическая чистота; широкий диапазон температур (от +200 до –70 °С); надежность в работе; минимальные эксплуатационные затраты; минимальные габаритные размеры; повышенная устойчивость к ударным вибрационным нагрузкам; высокая 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 – КДВ. Цилиндрический корпус камеры состоит из двух секций полых керамических изоляторов, соединенных металлической прокладкой и закрытых с торцами 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. 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.

Из камер откачан воздух до глубокого вакуума, который сохраняется в течение всего срока их службы. Таким образом, гашение электрической дуги в вакуумном выключателе происходит в условиях, где практически отсутствует среда, проводящая электрический ток, поэтому изоляция межэлектродного промежутка восстанавливается быстро и дуга гаснет при первом прохождении тока через нулевое значение. Эрозия контактов под действием дуги при этом незначительна.

При обслуживании вакуумных выключателей проверяют отсутствие дефектов (сколов, трещин) изоляторов и загрязнений их поверхности, а также отсутствие следов разрядов и коронирования.

Обслуживание масляных выключателей включает в себя контроль состояния вводов, контактов и приводов. При осмотрах проверяются также уровень, цвет, отсутствие течей и следов выброса масла, у маломасляных выключателей – состояние наконечников контактных стержней, целостность гибких компенсаторов и фарфоровых тяг.

Эксплуатация разъединителей, отделителей и короткозамыкателей

Основное назначение разъединителей – создание видимого разрыва, отделяющего выводимое в ремонт оборудование от сборных шин и других частей установки, находящихся под напряжением, для безопасного производства работ. Разъединители не имеют дугогасительных устройств,

позволяющих отключать более или менее значительные токи. Поэтому для непосредственного отключения и включения разъединители применяют, если ток в коммутируемой цепи значительно меньше их номинального тока. Кроме того, разъединители используются при различных переключениях электрических цепей в схемах РУ, например при переводе присоединений с одной системы шин на другую.

При отключенном выключателе проведение операций с разъединителями под напряжением сопровождается разрывом цепи зарядного тока, обусловленного емкостью присоединенных токоведущих частей. Зарядные токи оборудования и сборных шин всех напряжений (кроме конденсаторных батарей) невелики, и отключение и включение их разъединителями не опасно.

Разъединителями разрешаются операции отключения и включения дугогасящих реакторов при отсутствии в сети замыкания на землю, нейтралей силовых трансформаторов, а также намагничивающего тока трансформаторов и автотрансформаторов, зарядного тока кабельных и воздушных линий, значения которых установлены директивными материалами.

В эксплуатации к разъединителям предъявляются следующие требования:

- разъединители должны создавать явно видимый разрыв электрической цепи, длина которого должна соответствовать классу напряжения электроустановки;
- при длительной работе с номинальным током контактные соединения разъединителей не должны нагреваться свыше 75 °С;
- контактная система должна обладать необходимой термической и динамической стойкостью;
- при прохождении токов КЗ ножи разъединителей должны удерживаться во включенном положении (запирающим приспособлением привода, механическим или магнитным замком). Необходимое расстояние между контактами полюса разъединителя, находящегося в отключенном положении, должно надежно фиксироваться механическим запором;
- изоляция разъединителей должна обеспечивать надежную работу при дожде, гололеде, запыленности воздуха. Опорные изоляторы и изолирующие тяги должны выдерживать механические нагрузки при операциях;
- механизм главных ножей разъединителей должен иметь блокировку с выключателем и заземляющими ножами.

Отделители по своей конструкции мало чем отличаются от разъединителей. Их контактная система также не приспособлена для операций под током нагрузки. Основное назначение отделителей –

быстрое отсоединение поврежденного участка электрической сети после отключения его со всех сторон выключателями. Отделителями отключают намагничивающий ток трансформаторов и зарядный ток линий. Ток, который способен отключить отделитель, зависит от расстояний между контактами полюса и между соседними полюсами. Управление главными ножами отделителей серии ОД осуществляется приводом, обеспечивающим автоматическое, дистанционное и местное отключение, а также ручное включение. Процесс отключения продолжается 0,5–0,6 с от момента подачи отключающего импульса. Столь быстрое отключение обеспечивается за счет энергии пружин, сжимаемых при ручном включении отделителя. Отделители применяются на трансформаторных подстанциях без выключателей на стороне ВН. Помимо отделителей на таких подстанциях обычно устанавливаются короткозамыкатели, назначение которых состоит в том, чтобы быстро создать искусственное мощное КЗ, отключаемое затем выключателями. В отключенном положении короткозамыкателя пружины его привода заведены и он готов к включению. При подаче импульса от устройства релейной защиты электромагнит освобождает включающую пружину и короткозамыкатель включается. Отделитель отключается в тот момент, когда прохождение тока КЗ в цепи прекратится. Для правильного срабатывания отделителя в приводе предусмотрена блокировка, разрешающая его отключение только после исчезновения тока в цепи короткозамыкателя.

При внешнем осмотре разъединителей, отделителей и короткозамыкателей основное внимание должно быть обращено на состояние контактных соединений и изоляции этих аппаратов. Контактные соединения являются ответственными и в то же время наиболее слабыми частями разъединителей и отделителей.

Для поддержания и крепления токоведущих частей разъединителей, отделителей и короткозамыкателей наружной установки используются опорно-штыревые и опорно-стержневые изоляторы. Последние изготавливаются цельными для напряжений до 110 кВ включительно. Для аппаратов напряжением выше 110 кВ колонки набирают из штыревых или стержневых изоляторов, устанавливаемых друг на друга.

Электрические свойства изоляторов зависят от состояния их поверхности. Изоляторы должны периодически очищаться от загрязнений. В ряде случаев это производится во время ремонта. В закрытых РУ налет пыли удаляется под напряжением специальной щеткой и пылесосом. Для этой цели щетка и всасывающая насадка пылесоса укрепляются на изолирующей штанге и перед работой тщательно очищаются от пыли.

При эксплуатации опорных изоляторов необходимо следить за состоянием мест склейки элементов между собой и с арматурой. Поверхность цементных швов следует защищать влагостойкими покрытиями от проникновения в них влаги, так как замерзание влаги в цементной связке создает дополнительные механические напряжения в фарфоре и фланцах.

Эксплуатация измерительных трансформаторов и конденсаторов связи

Трансформаторы тока предназначены для передачи измерительной информации измерительным приборам, устройствам защиты и автоматики. При помощи трансформаторов тока первичный ток пропорционально уменьшается до значений, наиболее выгодных для эксплуатации (номинальные значения вторичных токов 1 или 5 А). Первичные обмотки трансформаторов тока включаются в расщелку электрической цепи, а вторичные замыкаются на нагрузку: приборы, реле. Размыкание вторичной обмотки трансформатора тока приводит к аварийному режиму, при котором резко возрастают магнитный поток в сердечнике и ЭДС на разомкнутых зажимах. При этом пик ЭДС может достигнуть нескольких киловольт. При магнитном насыщении увеличиваются активные потери в магнитопроводе, что приводит к его нагреву и обгоранию изоляции обмоток. Неиспользуемые в эксплуатации вторичные обмотки закорачиваются при помощи специальных зажимов.

Первичные обмотки трансформаторов тока изолируются от вторичных на полное рабочее напряжение. Однако на случай повреждения изоляции принимаются меры, обеспечивающие безопасность работ во вторичных цепях. Для этого один из концов вторичной обмотки трансформатора тока заземляется. В сложных схемах релейной защиты (например, в токовой дифференциальной защите шин) такое заземление допускается выполнять только в одной точке.

Трансформаторы напряжения служат для преобразования высокого напряжения в низкое стандартное напряжение 100 или $100/\sqrt{3}$. В эксплуатации находятся как однофазные, так и трехфазные трансформаторы напряжения, включаемые в зависимости от назначения по разным схемам. Применяются схемы соединения вторичных обмоток в открытый треугольник, звезду и разомкнутый треугольник.

Трансформаторы напряжения работают в режиме, близком к холостому ходу. Для защиты от токов КЗ во вторичных цепях

устанавливают предохранители или автоматические выключатели с электромагнитным расцепителем на номинальные токи от 2,5 А и выше. Перегорание предохранителей или срабатывание автоматических выключателей контролируется сигнальными устройствами. Для безопасности персонала один из выводов вторичной обмотки трансформатора напряжения обязательно заземляется.

Наряду с трансформаторами напряжения каскадными с фарфоровой изоляцией (НКФ) применяются емкостные делители напряжения (НДЕ). Они получили распространение на линиях электропередачи 500 и 750 кВ.

Внастоящее время рекомендуется установка заземляемых трансформаторов напряжения однофазных с элегазовой изоляцией серии ЗНОГ.

Эксплуатационный надзор. Эксплуатация измерительных трансформаторов тока и напряжения, конденсаторов связи (для нужд защиты, телемеханики, связи) заключается в периодических осмотрах, текущих ремонтах и эксплуатационных испытаниях. Осмотр проводится одновременно с осмотром всего остального оборудования. При осмотрах обращается внимание на отсутствие течи масла у маслонаполненных аппаратов через армировочные швы и прокладки, на уровень масла по маслоуказателю, состояние и степень загрязнения изоляции, отсутствие разрядов и треска внутри аппаратов. На поверхности изоляторов и фарфоровых крышек, особенно в местах крепления фланцев, не должно быть сколов и трещин. Наиболее часто трещины появляются в результате механических напряжений, возникающих в сочленениях деталей, изготовленных из разных материалов, при изменениях температуры наружного воздуха. В цементных швах появляются трещины, разрушается замазка. Проникновение воды в поры и трещины цементного слоя и ее замерзание приводят к появлению дополнительных механических напряжений. Это может быть предотвращено, если армировку цементных швов и их защитные влагостойкие покрытия систематически восстанавливать. При обнаружении трещин в фарфоре аппарат должен быть отключен и подвергнут детальному осмотру и испытанию. Для предупреждения появления железистых подтеков по поверхности изоляторов необходимы своевременное удаление ржавчины с металлических деталей и их окраска.

По первичным обмоткам трансформаторов тока проходят полные рабочие токи присоединений, поэтому необходимо вести надзор за состоянием и нагревом контактов аппаратных зажимов.

Испытания. Дефекты аппаратов, ухудшающие их электрические характеристики и работоспособность, но не обнаруженные внешним

осмотром, выявляются профилактическими испытаниями. Испытания измерительных трансформаторов обычно проводят при капитальном ремонте РУ, но не реже 1 раза в 6–8 лет. Исключением являются трансформаторы тока с конденсаторной бумажно-масляной изоляцией, которые испытывают ежегодно в течение первых 2 лет эксплуатации, а затем 1 раз в 3–4 года. Конденсаторы связи испытывают по мере необходимости и в зависимости от результатов осмотра.

В объем испытаний измерительных трансформаторов входят:

- измерения сопротивления изоляции обмоток мегаомметром напряжением 2500 В – первичной обмотки и 1000 В – вторичной. Значение сопротивления изоляции первичной обмотки не нормируется, сопротивление изоляции вторичной обмотки вместе с присоединенными к ней цепями должно быть не менее 1 МОм;

- измерение тангенса угла диэлектрических потерь у трансформаторов тока с бумажно-масляной основной изоляцией. При этом обращается внимание на характер его изменения, а также изменение емкости за время испытаний;

- испытание повышенным напряжением промышленной частоты (в условиях эксплуатации – только измерительных трансформаторов напряжением до 35 кВ);

- испытание трансформаторного масла (или замена его в трансформаторах напряжения до 35 кВ в случае понижения сопротивления изоляции).

Испытание емкостных делителей складывается из испытания трансформаторного устройства и испытания конденсаторов. У конденсаторов связи и делителей напряжения измеряются сопротивление изоляции, электрическая емкость всех элементов и тангенс угла диэлектрических потерь. Повышенным напряжением конденсаторы делителей и связи в эксплуатационных условиях не испытываются.

Эксплуатация шин и токопроводов

Сборные и соединительные шины закрытых РУ 6–10 кВ выполняются из одной или нескольких алюминиевых полос, закрепляемых на опорных изоляторах. Для установок с большими токами (более 2000 А) применяются шины швеллерного профиля. При изменениях температуры изменения длины жестких шин воспринимаются компенсаторами – пакетами изогнутых медных или алюминиевых лент, соединенных последовательно с шинами. На открытых РУ шины выполняются из гибкого провода или жестких труб. Гибкая ошиновка крепится

к гирляндам подвесных фарфоровых изоляторов типа ПФ6, а в условиях загрязненной атмосферы – к гирляндам изоляторов с развитой боковой поверхностью.

При эксплуатации не допускается нагрев шин выше 70°C при температуре окружающего воздуха 25°C . Задачей эксплуатации является контроль за исправностью контактных соединений шин и состоянием изоляции. Опорные фарфоровые одноэлементные изоляторы внутренней и наружной установок испытываются повышенным напряжением промышленной частоты, значение которого приведено ниже; продолжительность испытаний 1 мин.

Опорно-стержневые изоляторы напряжением 35 кВ и выше в эксплуатации не подвергаются электрическим испытаниям.

Состояние подвесных изоляторов на подстанциях контролируется штангой с переменным искровым промежутком.

На электростанциях соединения выводов генераторов с блочными трансформаторами выполняются открытыми шинными мостами или комплектными пофазно экранированными токопроводами. По сравнению с открытыми шинами токопроводы обладают рядом эксплуатационных преимуществ: токоведущие части и изоляторы предохраняются от пыли и атмосферных осадков; исключается возможность возникновения междуфазных КЗ на генераторном напряжении; обеспечивается безопасность обслуживания.

Экраны токопроводов делают составными из ряда секций с телескопическим перемещением подвижных цилиндров по неподвижным, закрепленным на станинах. Такая конструкция обеспечивает доступ к изоляторам при их чистке и ремонте. Для осмотра контактных соединений в кожухах токопроводов предусмотрены смотровые окна.

При осмотре токопроводов измеряется температура экранов и поддерживающих конструкций, которая не должна превышать 50°C . Металлические конструкции, находящиеся в электромагнитном поле переменного тока нагрузки, нагреваются вихревыми токами, для уменьшения которых отдельные секции экранов изолируют друг от друга резиновыми уплотнениями. Одну из опорных станин каждой секции заземляют, а другую изолируют от земли во избежание образования замкнутых контуров. При ремонте проверяют состояние изоляционных прокладок станин и уплотнений между секциями. Их сопротивление, измеренное мегаомметром на 1000 В, должно быть не менее 0,1 МОм.

Оборудование, встроенное в токопроводы (изоляторы, измерительные трансформаторы, разрядники и др.), подвергается электрическим испытаниям в соответствии с установленными для него нормами.

Эксплуатация реакторов

Токоограничивающие реакторы. Одиночные и сдвоенные реакторы служат для ограничения токов КЗ и поддержания напряжения на шинах при КЗ за реактором. В случае КЗ в распределительной сети реактор должен обеспечить остаточное напряжение на шинах не менее $0,7 U_{ном}$.

Секционные реакторы служат главным образом для ограничения тока КЗ. Их индуктивность составляет 8 – 12 %, а номинальный ток 50–70 % тока секции шин.

В установках напряжением до 35 кВ распространены сухие бетонные реакторы, представляющие собой обмотки из изолированного медного или алюминиевого провода, закрепленные на бетонных стойках. К торцам стоек шпильками крепятся опорные изоляторы. При изготовлении стойки подвергают сушке и пропитке влагостойким изоляционным лаком. В период эксплуатации сопротивление изоляции обмоток реактора относительно шпилек и фланцев опорных изоляторов проверяется мегаомметром 1000–2500 В и должно быть не менее 0,1 МОм. Снижение сопротивления бетонных стоек не представляет опасности для реактора в нормальных условиях работы, но при КЗ по отсыревшему бетону может произойти перекрытие между витками, так как на реакторе в это время будет большое падение напряжения. Опорные изоляторы испытывают повышенным напряжением промышленной частоты.

При работе в реакторе выделяется большое количество теплоты. Охлаждение реакторов, как правило, естественное. Поэтому необходимо следить за тем, чтобы каналы охлаждающего воздуха и вентиляция помещений реакторов действовали исправно.

При прохождении токов КЗ между фазами реактора и отдельными витками внутри каждого реактора возникают электродинамические силы. В связи с этим возможны обрывы и деформация витков, появление трещин в бетоне. После отключения КЗ реакторы следует осмотреть.

Все испытания и ремонтные работы на реакторах производят одновременно с ремонтом оборудования присоединений.

Масляные реакторы применяются в РУ напряжением выше 35 кВ. Они требуют почти такого же ухода, как и трансформаторы.

Дугогасящие реакторы. В трехфазной сети с незаземленной нейтралью при металлическом замыкании одной из фаз на землю напряжение поврежденной фазы относительно земли падает до нуля, а на двух других устанавливается равным линейному напряжению. В точке замыкания проходит ток, равный сумме емкостных токов неповрежденных фаз.

При замыкании фазы на землю через дугу и большом емкостном токе заземляющая дуга носит перемежающийся характер, т. е. периодически погасает и вновь зажигается. Горение перемежающейся дуги приводит к опасным перенапряжениям в сети. Если емкостные токи превышают указанные значения, в нейтраль трансформатора (или генератора) включается дугогасящий реактор, компенсирующий емкостный ток.

Уход за дугогасящими реакторами мало чем отличается от ухода за силовыми трансформаторами. Капитальный ремонт дугогасящих реакторов проводится по мере необходимости.

Эксплуатация блокировки и заземляющих устройств

Блокировка. Ошибочные операции с разъединителями под током приводят к авариям и несчастным случаям с персоналом, принимавшим участие в переключениях. Для предотвращения неправильных операций в РУ устанавливаются блокирующие устройства между выключателями и разъединителями, с одной стороны, и между разъединителями и заземляющими ножами – с другой.

Применяется несколько систем блокировки: непосредственная механическая, механическая замковая, электромеханическая, электромагнитная и электрическая.

Непосредственно механическая – это рычажная блокировка. Она применяется, например, в ячейках КРУ и запрещает перемещение тележки в пределах шкафа при включенном выключателе.

Механическая замковая блокировка применяется в РУ с одной и двумя системами шин. При этой блокировке приводы выключателя и разъединителей запираются замками, имеющими один общий ключ. Ключ находится в замке включенного выключателя и может быть вынут только при отключении последнего. Когда выключатель отключен, то вынутым из его замка ключом могут быть открыты замки и отключены линейные и шинные разъединители.

Электромеханическая блокировка отличается от обычной замковой механической блокировки тем, что электромеханические замки выключателей имеют электрическую связь с цепями управления выключателей и устанавливаются не на приводе выключателя, а на щите управления. При отключении выключателя ключом управления на обмотку электромагнита подается напряжение; сердечник электромагнита втягивается, и только тогда ключ может быть вынут из замка. Необходимая последовательность операций с разъединителями достигается обменом ключами в замках.

Электромагнитная блокировка основана на следующем принципе. На каждом приводе разъединителей или дверях сетчатого ограждения устанавливается блокировочный замок, запирающий штифтом блокируемый элемент, и контакты в виде контактных гнезд, к которым подается напряжение, когда операция с разъединителями разрешается. Контакты могут быть встроены в замок или использованы контакты штепсельной розетки. Запорный штифт из замка может быть извлечен переносным электромагнитным ключом. Перед выполнением операции с разъединителями ключ вставляется в контактные гнезда. Намагничивание его сердечника произойдет только при наличии напряжения на контактах, а это возможно лишь при правильной последовательности операций с коммутационными аппаратами.

Электрическая блокировка применяется в том случае, если выключатели и разъединители оснащены автоматическими приводами и все операции производятся с помощью этих приводов. Принцип ее действия заключается в том, что напряжение на цепи управления разъединителей подается вспомогательными контактами соответствующих выключателей электрической цепи.

Наибольшее распространение получили механические, электромеханические и электромагнитные блокировки. В эксплуатации все действующие устройства блокировок должны обязательно находиться в работе. Электромагнитные блокировки выполняют на выпрямленном оперативном токе. Цепи их питания целесообразно держать постоянно под напряжением, чтобы непрерывно контролировать состояние их изоляции. Во время переключений персоналу запрещается нарушать взаимодействие блокировки. С целью исключения возможности деблокирования замки пломбируют. Деблокирование аппаратов со снятием пломб с замков разрешается только в случае явной неисправности блокировки, удостоверенной вышестоящим ответственным

лицом (начальником цеха станции, подстанции и т. д.). Деблокирование коммутационных аппаратов без разрешения вышестоящих лиц может быть допущено только при ликвидации аварии и несчастном случае.

Отказы в работе блокировки иногда возникают при неисправном состоянии вспомогательных контактов, а также при смещении деталей приводов (валов, рукояток, сеток). Для предотвращения случаев отказа ремонт блокировочных устройств включают в планы текущего и капитального ремонта разъединителей, отделителей и выключателей. Кроме того, проводят систематические осмотры и проверки состояния блокировочных замков, переносных электромагнитных ключей, защищают их от коррозии, попадания влаги и загрязнения.

Заземляющие устройства станций и подстанций состоят из искусственных заземлителей (вертикальных труб и горизонтальных полос) и наземных заземляющих магистралей и проводников, связывающих заземляемое оборудование с заземлителями. Каждый заземляемый элемент присоединяется к заземляющей магистрали отдельным проводником. Присоединение заземляющих проводников к корпусам аппаратов и конструкций выполняется сваркой или надежным болтовым соединением. Заземляющие проводники, проложенные в помещениях РУ, должны быть доступны для внешнего осмотра, при котором проверяются целость, состояние соединений, непрерывность проводки. Открыто проложенные магистрали и проводники окрашиваются, как правило, в черный цвет.

Состояние заземляющих устройств периодически контролируется. Не реже 1 раза в 12 лет на ОРУ станций и подстанций проводятся выборочная проверка заземлителей и их элементов, находящихся в земле, и измерение сопротивления заземляющего устройства. В первую очередь осматриваются заземлители вблизи силовых трансформаторов, короткозамыкателей, вентильных разрядников, так как эти заземлители подвержены воздействию наибольших по значению токов, проходящих в землю.

Изменение сопротивления заземляющего устройства проводят методом амперметра — вольтметра, компенсационным и мостовым методами.

Для измерения применяется переменный ток, так как при постоянном токе в местах соприкосновения электродов с землей (обладающей ионной проводимостью) возникает ЭДС поляризации, которая может внести ошибку в результаты измерения.

При измерениях любым методом сопротивление заземляющих устройств электроустановок напряжением выше 1000 В не должно превышать значений:

- на станциях и подстанциях, работающих с глухозаземленной нейтралью, – указанных в проекте заземляющего устройства;
- на станциях и подстанциях, работающих с изолированной нейтралью и компенсацией емкостных токов, – не более 10 Ом;
- для отдельно стоящих молниеотводов – 25 Ом.

Чтобы сопротивление R_x находилось в пределах установленных норм при любых атмосферных условиях, измерения должны производиться в периоды наименьшей проводимости почвы, т. е. в сухой или промерзшей почве.

2.5. Щиты управления

Для управления и контроля за работой оборудования на станциях и подстанциях сооружаются щиты управления: главные и местные (блочные, агрегатные, цеховые).

На щитах управления сосредоточиваются аппараты дистанционного управления выключателями и разъединителями, аппараты регулирования режима работы генераторов и синхронных компенсаторов, контрольно-измерительные и сигнальные приборы, устройства аварийной сигнализации, средства связи. На главных щитах управления (ГЩУ) станций располагают также приборы, контролирующие основные параметры тепловой части станции (давление, температуру, расход острого пара). Обычно ГЩУ являются основным рабочим местом начальника смены станции и начальника смены электроцеха.

На тепловых станциях блочного типа помимо ГЩУ в непосредственной близости от турбогенераторов сооружаются блочные щиты управления (БЩУ), где размещают технические средства контроля и управления одним или двумя агрегатами.

На ГЭС управление электрооборудованием производится с ГЩУ или с агрегатных щитов, находящихся в машинном зале.

В помещениях щитов управления электростанций и подстанций или рядом с ними в отдельных помещениях размещают панели устройств релейной защиты и автоматики, регистрирующие приборы, осциллографы и пр. Все аппараты управления, сигнализации и регулирования, электроизмерительные приборы, реле защиты и автоматики относят к вторичным устройствам. Контрольно-измерительную информацию о режимах работы первичных цепей вторичные устройства получают от измерительных трансформаторов тока и напряжения, вторичные

обмотки которых соединяются с вторичными устройствами контрольными кабелями. Таким образом, контрольные кабели относят к вторичным цепям.

Источники оперативного тока и их вторичные цепи, с помощью которых дистанционные и автоматические устройства воздействуют на приводы коммутационных аппаратов, сигнальные устройства и различные органы регулирования также относят к вторичным устройствам.

Панели щитов управления и релейных щитов снабжаются надписями, указывающими назначение вторичного устройства и его диспетчерское наименование. Установленные на панелях аппараты маркируются в соответствии с исполнительными схемами. На сигнальных реле, испытательных блоках, отключающих и переключающих устройствах для удобства обслуживания их оперативным персоналом также наносятся соответствующие надписи.

При обслуживании вторичных устройств придерживаются следующих правил. Все вновь смонтированные вторичные устройства перед включением в работу налаживают и испытывают повышенным напряжением. Изоляция относительно земли электрически связанных вторичных цепей должна выдерживать напряжение 1000 В переменного тока в течение 1 мин. В последующие периоды эксплуатации испытания повторяются.

Вторичные устройства, аппараты и соединяющие их цепи подвергают систематическому профилактическому контролю и восстановлению.

Находящиеся в эксплуатации приборы, реле защиты и автоматики должны быть закрыты и опломбированы. Вскрывать их разрешается только работникам местной службы релейной защиты, автоматики и измерений (МСРЗАИ), кроме реле, характеристики которых оперативный персонал изменяет в зависимости от режима работы оборудования и схемы первичных соединений.

Персонал МСРЗАИ наряду с дежурным персоналом регулярно осматривает панели, пульта, вторичные устройства и их цепи. При этом аппаратура и панели очищаются от пыли и загрязнений.

2.6. Эксплуатация кабельных линий

Приемка кабельных линий в эксплуатацию

Прокладка и монтаж кабельных линий всех напряжений, сооружаемых строительно-монтажными организациями других ведомств и передаваемых затем в эксплуатацию энергосистеме, производятся под техническим надзором эксплуатационного персонала энергосистемы.

При этом обеспечивается контроль за качеством работ. Выполняющий надзор проверяет состояние прокладываемого кабеля на барабанах, качество применяемых муфт и монтажных материалов. Он принимает скрытые работы, к которым относятся осмотр проложенного кабеля, проверка соблюдения необходимых расстояний в местах сближений и пересечений сооружаемой линии с другими кабелями и подземными коммуникациями, монтаж муфт и др.

Приемка кабельной линии в эксплуатацию осуществляется специальной комиссией. Члены комиссии проверяют техническую документацию и производят обход трассы.

Для включения кабельной линии в работу производятся:

- определение целостности кабеля и фазировка его жил;
- измерение сопротивления заземлений у концевых муфт;
- проверка действия устройств защиты от блуждающих токов;
- определение активного сопротивления жил кабеля и рабочих емкостей (для кабелей 20 кВ и выше);
- измерение сопротивления изоляции мегаомметром 2500 В и испытание повышенным напряжением выпрямительного тока. Для линий 110 кВ и выше взамен испытаний выпрямленным током допускается проведение испытаний повышенным напряжением частотой 50 Гц;
- определение характеристик масла для всех элементов маслонаполненных кабельных линий 110 кВ и выше.

При приемке в эксплуатацию маслонаполненных кабелей кроме собственно самой кабельной линии принимается и весь комплекс сооружений, относящихся к маслонаполненной линии: маслоподпитывающие устройства, кабельные колодцы для муфт, туннели, каналы, антикоррозионная защита, система сигнализации и автоматики, установленная на линии.

Надзор за кабельными линиями

За техническим состоянием кабелей и трасс кабельных линий ведется систематический надзор. К числу основных мероприятий по охране кабельных линий относятся периодические обходы и осмотры трасс кабелей, допуск к раскопкам на трассах и вблизи кабельных линий и надзор за ними, разъяснение населению и руководителям организации недопустимости самовольных раскопок кабелей и их механических повреждений.

Осмотры кабельных линий производятся по графикам в зависимости от напряжения и условий прокладки кабелей. Например, периодичность осмотра трасс кабелей до 35 кВ, проложенных в городах с усовершенст-

вованным покрытием, – 1 раз в 12 мес, концевых муфт, расположенных в трансформаторных и других помещениях, – одновременно с осмотром остального оборудования и т. д.

Помимо периодических обходов и осмотров кабельных линий электромонтерами производятся выборочные обходы и осмотры инженерно-техническим персоналом. В периоды паводков и дождей, а также при отключениях линий релейной защитой назначаются внеочередные обходы и осмотры.

На электростанциях и подстанциях осмотр открыто проложенных кабелей в туннелях, шахтах и кабельных полуэтажах проводится эксплуатационным персоналом по местным инструкциям. При осмотре проверяются: исправность освещения и вентиляции; работа сигнализации о появлении дыма и наличие средств пожаротушения; состояние несгораемых перегородок и дверей между отдельными отсеками и помещениями, где проложены кабели; температура в помещениях и температура металлических оболочек кабелей; состояние опорных конструкций; защищенность соединительных муфт стальными или асбоцементными трубами; состояние концевых муфт, металлических оболочек кабелей и антикоррозионных покровов брони; отсутствие воды, исправность дренажных устройств и автоматической откачки; наличие маркировки кабелей; отсутствие посторонних предметов и горючих материалов, а также джута на кабелях.

Надзор за раскопками на кабельных трассах и вблизи них. Все виды работ на трассах кабельных линий могут производиться при условии предварительного согласования выполнения этих работ с организацией, эксплуатирующей кабельные сети, и получения от нее разрешения на производство работ.

Места производства земляных работ по степени возможного повреждения кабелей делятся на две зоны: 1-я зона – работы на трассах линий и на расстоянии до 1 м от крайнего кабеля; 2-я зона – работы на расстоянии от крайнего кабеля, превышающем 1 м.

При земляных работах в 1-й зоне представитель эксплуатирующей организации производит допуск к работам и ведет постоянный надзор за работами в течение всего времени их производства. При надзоре за работами во 2-й зоне представитель эксплуатирующей организации выдает разрешение на производство работ, присутствует при допуске к работам и затем периодически посещает место работ.

После окончания работ, производимых в 1-й зоне, вскрытые кабели осматриваются представителем эксплуатирующей организации, укладываются и засыпаются грунтом. Окончание работ оформляется соответствующим документом.

Допустимые нагрузки кабельных линий

Кабельные линии 1–35 кВ. Для каждой кабельной линии в зависимости от допустимых температур нагрева токопроводящих жил действующими стандартами и техническими условиями установлены длительно допустимые расчетные нагрузки. Допустимые нагрузки приняты по условию прокладки в траншее на глубине 0,7–1 м не более одного кабеля при температуре земли 15 °С, а для кабелей, прокладываемых на воздухе, если расстояние между ними не менее 35 мм (в каналах – не менее 50 мм), при температуре воздуха 25 °С.

Однако реальные условия прокладки кабелей могут отличаться от исходных. Поэтому при определении эксплуатационных нагрузок допустимые расчетные нагрузки из справочников пересчитывают путем применения соответствующих коэффициентов. Поправочные коэффициенты вводятся при прокладке рядом в земле или трубах более одного несущего нагрузку кабеля и изменении температуры окружающей кабель среды. Значения поправочных коэффициентов также приводятся в справочниках.

В городах при пересечении проездов и улиц с интенсивным движением транспорта прокладку кабелей в земле выполняют в трубах и блоках, что ухудшает тепловой режим кабелей и ограничивает пропускную способность линий. Если длина таких участков превышает 10 м, то длительно допустимая нагрузка всей кабельной линии определяется умножением длительно допустимой нагрузки на кабель, проложенный в земле, на поправочный коэффициент (для кабелей 10 кВ – 0,88).

Тепловой режим кабелей, проложенных в блочной канализации, особенно тяжел. Поэтому при расчете эксплуатационных нагрузок таких кабелей вводится ряд коэффициентов, зависящих от сечения и расположения кабелей по ячейкам блока, номинального напряжения и среднесуточной нагрузки всех кабелей блока. Рассчитанные эксплуатационные нагрузки кабелей по нагреву не должны быть выше нагрузок, учитывающих допустимую экономическую плотность тока.

Кабельные линии до 10 кВ, несущие в нормальном режиме нагрузку меньше номинальной, разрешается кратковременно перегружать. В аварийном режиме перегрузка кабелей допускается на время прохождения максимумов нагрузок в течение 5 сут. Перегрузка кабелей 20–35 кВ не разрешается.

Маслонаполненные кабельные линии 110–500 кВ. Их нагрузочная способность устанавливается заводами-изготовителями в зависимости от конструкции кабелей и материалов бронепокровов. При этом установлена

длительно допустимая температура нагрева жил (равная 70 °С) для линий всех типов кабелей в любых условиях прокладки (в земле, воздухе, под водой). В аварийном режиме допустимая температура жил маслонаполненных кабельных линий может быть на 10 °С выше номинальной. Длительность непрерывной аварийной перегрузки допускается до 100 ч, а суммарной – 500 ч в год с перерывами между перегрузками не менее 10 сут.

Контроль за нагрузкой и нагревом

Контроль за нагрузками кабельных линий, отходящих от электростанций и подстанций с постоянным дежурством персонала, ведется по показаниям щитовых измерительных приборов. На подстанциях, где нет постоянного дежурства персонала, контроль выполняется периодически. Измерение нагрузок и напряжений производится 2–3 раза в год: в летний период и в осенне-зимний максимум нагрузок. На основании результатов измерений разрабатываются мероприятия, обеспечивающие надежную и экономичную работу как отдельных кабельных линий, так и всей электрической сети.

Проверка температуры нагрева жил кабелей производится измерением температур их металлических оболочек. Для измерений рекомендуется применять терморезисторы или термопары и лишь в крайнем случае термометры.

Коррозия металлических оболочек кабелей

Металлические оболочки кабельных линий, проложенных в земле, подвергаются опасности разрушения вследствие электролитической и электрохимической коррозии.

Первый вид коррозии вызван прохождением блуждающих токов, второй – агрессивными свойствами почв.

Прохождение блуждающих токов в земле связано с работой рельсового электрифицированного транспорта. Известно, что в этих установках с положительным выводом источника постоянного тока соединяется подвешенный на изоляторах провод (троллей), а с отрицательным – рельсовые пути. Если вблизи участка токоведущих рельсов находятся кабели в металлических оболочках, то часть тока (блуждающий ток) может ответвиться и пройти по оболочке кабеля, как по параллельно проложенному проводнику. При этом рельсы и оболочки кабеля

представляют собой электроды, а окружающая их влажная земля, содержащая растворенные соли, кислоты, – электролит. Зону, где блуждающий ток переходит с рельсов на кабель, называют катодной. В катодной зоне потенциал рельсов выше потенциала оболочки кабеля. Зону, где блуждающий ток уходит с кабеля в землю, называют анодной. Здесь оболочка кабеля находится под повышенным потенциалом. Интенсивное разрушение (растворение металла) оболочки кабеля происходит в анодной зоне. Для этого достаточна разность потенциала 0,1–0,2 В. Плотность уходящего с оболочек кабеля в землю блуждающего тока 15 мА/м^2 считается опасной для кабелей.

Защита кабелей от электролитической коррозии заключается в понижении положительного потенциала на их оболочках. Это достигается путем устройства электродренажей – металлических перемычек, с помощью которых блуждающие токи отводятся с оболочек кабелей непосредственно в рельсы или отсасывающие линии; применения катодной поляризации, т. е. подачи на оболочку кабеля отрицательного потенциала от постороннего источника тока. Отрицательный потенциал на оболочке защищаемого кабеля создается за счет тока катодной установки, проходящего по контуру «земля – кабель».

Электрические методы защиты кабелей от воздействия блуждающих токов одновременно являются защитой и от почвенной коррозии, так как сообщаемый оболочкам кабелей отрицательный потенциал подавляет вредное действие веществ, образующихся на поверхности металла при электрохимической коррозии.

Коррозия предотвращается не только электрическими методами защиты, но и прокладкой кабелей в изолирующей канализации (блоках, коллекторах), применением кабелей с антикоррозионными покрытиями или кабелей в пластмассовых оболочках.

Для принятия своевременных мер против коррозии производятся систематические измерения блуждающих токов. Коррозионная активность грунтов проверяется путем отбора проб почвы.

Профилактические испытания кабельных линий

В эксплуатации кабельные линии подвергаются профилактическим испытаниям. Основным является испытание повышенным напряжением постоянного тока, поскольку испытание кабелей переменным током требует применения мощных испытательных установок, так как кабели обладают большой зарядной мощностью. Для испытаний кабельная линия

отключается и заземляется. Затем с одной из фаз снимается заземление. Испытательное напряжение подается поочередно на каждую жилу кабеля при заземлении двух других жил. Состояние изоляции кабеля оценивается током утечки и его асимметрией по фазам. При удовлетворительном состоянии изоляции ток утечки в момент подъема напряжения на каждой ступени резко возрастает за счет заряда емкости кабеля, а затем быстро падает: у кабелей 6–10 кВ – до 500 мкА, у кабелей 20–35 кВ – до 800 мкА. При наличии дефектов ток утечки падает медленно и даже может возрасти. Запись значения тока утечки производится на последней минуте испытаний.

Асимметрия, т. е. разница токов утечки по фазам, у кабелей с неповрежденной изоляцией не должна превышать 50 %. Изоляция дефектных кабелей обычно пробивается при подъеме напряжения, испытательная установка в этот момент автоматически отключается.

Применяется метод испытания кабельных линий 6 кВ под нагрузкой. Сущность метода состоит в том, что испытательная установка присоединяется к нулевой точке обмоток трансформатора собственных нужд и выпрямленное испытательное напряжение в пределах 20–24 кВ накладывается на фазное рабочее напряжение. Испытуемый участок сети выдерживается под повышенным напряжением 3–5 мин. Достоинство метода – возможность проведения испытаний без поочередного отключения линии. Однако испытание изоляции под нагрузкой не допускается при наличии в сети вращающихся машин (генераторов, синхронных компенсаторов, двигателей); кабельных линий, питающих ответственных потребителей, при отсутствии автоматического резерва питания и в других случаях. Профилактические испытания кабельных линий городских сетей 3–35 кВ проводятся не реже 1 раза в год, маслонаполненных кабельных линий 110 кВ и выше – 1 раз в 3 года.

Определение мест повреждений

Прежде всего устанавливается характер повреждения. Для этого мегаомметром 2500 В измеряется сопротивление изоляции токоведущих жил кабеля относительно земли и между каждой парой жил. Проверяется отсутствие обрыва жил. После этого устанавливается зона, в границах которой имеется повреждение, а затем уже непосредственно на трассе кабельной линии отыскивается место повреждения.

Определение зоны повреждения производится следующими методами: петлевым, импульсным и методом колебательного разряда.

Точное выявление места повреждения производится абсолютным индукционным и акустическим методами.

Петлевой метод используется в случае повреждения изоляции одной или двух жил относительно оболочки при отсутствии обрыва жил. Импульсный метод основан на измерении интервала времени между моментом посылки импульса электромагнитной волны в поврежденную линию и моментом возвращения отраженного импульса от места повреждения к месту подключения прибора.

Метод колебательного разряда основан на том, что при пробое кабеля в поврежденном месте возникает разряд, период колебания T которого пропорционален расстоянию до места повреждения $L_x = 40 T$.

Период колебания измеряется электронным микросекундомером. Прибор присоединяется через емкостный делитель к кабелю на время испытания его повышенным напряжением от выпрямительной установки. Если при подъеме напряжения до испытательного произойдет пробой изоляции, прибор определит расстояние до места повреждения и автоматически отключится.

Индукционный метод получил широкое распространение при отыскании мест замыканий между жилами. При измерении по двум замкнутым между собой жилами кабеля проходит ток 10–20 А звуковой частоты (800–1000 Гц) от специального генератора. Вокруг кабеля до места замыкания возникают электромагнитные колебания, распространяющиеся и над поверхностью земли. По трассе кабеля проходит оператор с приемной рамкой, усилителем и телефоном и прослушивает звучание наведенных электромагнитных волн. При приближении к месту повреждения звучание сначала усиливается, а затем на расстоянии 0,5–1 м за местом повреждения прекращается.

Акустический метод аналогичен индукционному. Разница в том, что на жилы кабеля подаются импульсы от кенотронной установки. Эти импульсы формируются с помощью подключенных к кенотрону конденсатора и разрядника. Посылаемый через 1–3 с в кабель импульс сопровождается в месте пробоя искровым разрядом, звук которого хорошо прослушивается над поверхностью земли с помощью телефона, подключенного через пьезоэлемент с усилителем.

Для проведения испытаний указанными методами кабельные лаборатории укомплектовываются всем необходимым оборудованием и приборами.

Контрольные вопросы

1. Назовите основные достоинства и недостатки кольцевых и торцевых уплотнений.
2. Объясните назначение демпферного бака в схеме маслоснабжения уплотнений.
3. В каких случаях и как производится проверка совпадения фаз?
4. Укажите порядок включения генераторов в сеть по способу точной синхронизации и самосинхронизации.
5. В каких случаях и для каких машин допустимо применять способ самосинхронизации?
6. Как зависят длительно допустимые токи статора и ротора от температуры охлаждающей среды?
7. Почему должна быть снижена полная мощность генератора при повышении или понижении напряжения сверх 5 % номинального?
8. Чем опасен несимметричный режим работы для генераторов?
9. Какие меры предусматриваются для предотвращения повреждения генератора в случае неполнофазного отключения блока?
10. Чем опасен асинхронный режим работы генераторов с потерей возбуждения? В течение какого времени и с соблюдением каких условий он допустим?
11. Укажите порядок перевода генератора с рабочего возбудителя на резервный и обратно.
12. Укажите назначение электродвигателей собственных нужд и предъявляемые к ним требования.
13. Какой должна быть продолжительность самозапуска электродвигателей в зависимости от характеристики станции?
14. При каком начальном напряжении обеспечивается успешность самозапуска?
15. Перечислите допустимые режимы работы электродвигателей по напряжению, частоте при изменении температуры входящего воздуха, по температуре подшипников скольжения и качения, по вибрации.
16. Назовите основные неисправности электродвигателей и их причины.
17. Какие требования предъявляют к обмоткам трансформаторов?
18. В какой последовательности вводится в работу оборудование маслоснабжающего охлаждения?
19. В чем состоит обслуживание систем охлаждения масляных трансформаторов?

21. В чем заключается обслуживание устройств ПБВ и РПН?
22. Допускается ли перегрузка трансформаторов и автотрансформаторов?
23. В каких пределах допускается превышение напряжения на обмотках трансформаторов?
24. На что обращается внимание при осмотре трансформаторов?
25. Как проверить группу соединения обмоток трансформатора?
26. Какими методами выполняется фазировка трансформаторов?
27. Какие требования предъявляются к РУ?
28. В чем состоят задачи эксплуатации РУ?
29. Что проверяется при внешнем осмотре КРУ?
30. Какими свойствами обладает элегаз?
31. Какие мероприятия должны проводиться с воздушными выключателями в процессе их эксплуатации?
32. Какие требования предъявляются к разъединителям?
33. Как проверяется механическая прочность опорно-стержневых изоляторов?
34. Как проверяется электрическая прочность опорно-штыревых изоляторов?
35. Для чего заземляются выводы вторичных обмоток измерительных трансформаторов тока и напряжения?
36. Для чего служат дугогасящие реакторы?
37. Допускается ли деблокировка разъединителей?
38. Перечислите основные виды щитов управления.
39. Что устанавливается на щитах управления?
40. Как осуществляется надзор за кабельными линиями?
42. Чем опасны блуждающие токи для металлических оболочек кабелей?
43. Почему для испытания кабелей повышенным напряжением применяется выпрямленный ток?
44. В чем сущность метода испытаний кабелей 6 кВ под нагрузкой?
45. Какими методами определяются места повреждений кабельных линий?
46. Как контролируется давление масла в маслонаполненных кабельных линиях?

3. ОПЕРАТИВНЫЕ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ

Оперативные переключения в электроустановках производятся при необходимости изменения оперативного состояния оборудования (вывод в ремонт, ввод в работу, отключение в резерв, включение из резерва) или изменения схемы первичных соединений электрической части станции.

Переключения в распределительных устройствах могут производить только лица, обученные правилам производства переключений, прошедшие проверку знаний схем, расположения оборудования, правил техники безопасности и допущенные к оперативной работе.

Проведение оперативных переключений требует от персонала серьезного внимания и высокого уровня производственной дисциплины. Небрежность, невнимательность или самовольные непродуманные действия персонала, проводящего переключения, могут привести к тяжелым авариям, представляющим опасность для людей и оборудования.

В нормальных условиях переключения производятся по распоряжению или с ведома вышестоящего лица. В случаях, не терпящих отлагательства (стихийные бедствия, угроза жизни людей, аварийное состояние оборудования), допускается производство переключений без разрешения вышестоящего лица, но с последующим его уведомлением.

Ликвидация системных аварий, связанных с включением транзитных линий электропередачи, производится только по распоряжению диспетчера энергосистемы.

При проведении оперативных переключений должны строго выполняться организационные и технические положения, способствующие исключению возможных ошибок персонала. Плановые переключения должны производиться в часы минимальных нагрузок.

3.1. Организация и порядок переключений

Оперативный персонал. В проведении оперативных переключений участвует оперативный персонал энергообъектов, энергосистем, к которому относятся:

– оперативный персонал – персонал, непосредственно воздействующий на органы управления электроустановок и осуществляющий управление и обслуживание электроустановок в смене;

– оперативно-ремонтный персонал – персонал с правом непосредственного воздействия на органы управления электроустановок;

– оперативные руководители (диспетчеры) – персонал, осуществляющий оперативное руководство в смене работой закрепленных за ним объектов (энергосистемы, электрические сети, электростанции) и подчиненного ему персонала.

К оперативному персоналу электростанций, подстанций, электрических сетей и энергосистем относятся:

- начальники смен электрических цехов электростанций;
- начальники смен энергоблоков;
- дежурные электромонтеры электростанций;
- дежурные электромонтеры подстанций;
- персонал оперативно-выездных бригад.

К оперативно-ремонтному персоналу электрических сетей относится ремонтный персонал с правом выполнения переключений в электроустановках.

Оперативными руководителями в смене являются:

- диспетчер Единой энергетической системы, объединенной энергосистемы, межсистемных электрических сетей;
- диспетчер энергосистемы;
- диспетчер предприятия электрической сети;
- начальник смены (дежурный инженер) электростанции.

В течение смены оперативные руководители, осуществляя оперативное управление работой энергосистем, электростанций и электрических сетей, руководят работой оперативного персонала при выполнении переключений в электроустановках.

Изменением оперативного состояния оборудования, операции с которым требуют координации действий дежурного персонала нескольких энергообъектов, руководит диспетчер энергосистемы, а оборудованием местного значения – начальники смен электростанций, диспетчеры предприятий электросетей, районов, дежурные узловых (базисных) подстанций. Если оборудование находится в оперативном управлении одного из названных выше дежурных, то все операции с этим оборудованием (включение, отключение, заземление и т. д.) выполняются только по распоряжению этого дежурного.

Часть оборудования, переданного в оперативное управление персонала низших ступеней диспетчерского управления, оперативное состояние и режим работы которого влияют на режим и надежность работы энергосистемы, может находиться в так называемом оперативном ведении диспетчера энергосистемы, ОДУ, ЦДУ. В этом случае

распоряжение о переключении отдается подчиненному персоналу после предварительного получения разрешения соответствующего диспетчера.

Каждый работник из числа оперативно-диспетчерского персонала, заступая на рабочее место, должен принять смену от предыдущего работника, а после окончания работы сдать смену следующему по графику работнику.

Уход с дежурства без сдачи смены запрещается. Работа в течение двух смен подряд запрещается.

При приемке смены работник из числа административно-диспетчерского персонала должен:

- ознакомиться с состоянием, схемой и режимом работы энергоустановок, находящихся в его оперативном управлении и ведении, в объеме, определяемом соответствующими инструкциями;

- получить сведения от сдавшего смену об оборудовании, за которым необходимо вести особо тщательное наблюдение для предупреждения нарушений в работе, и об оборудовании, находящемся в резерве и ремонте;

- выяснить, какие работы выполняются по заявкам, нарядам и распоряжениям на закрепленном за ним участке;

- проверить и принять инструмент, материалы, ключи от помещений, оперативную документацию рабочего места;

- ознакомиться со всеми записями и распоряжениями за время, прошедшее с его предыдущего дежурства;

- принять рапорт от подчиненного персонала и доложить непосредственному начальнику по смене о вступлении в дежурство и недостатках, выявленных при приемке смены;

- оформить приемку-сдачу смены записью в журнале или ведомости за его подписью и подписью сдающего смену.

Оперативное состояние электрического оборудования (генераторов, трансформаторов, синхронных компенсаторов, коммутационных аппаратов, сборных шин, токоведущих частей, линий электропередачи и пр.) определяется положением коммутационных аппаратов, с помощью которых оно отключается или включается под напряжение и вводится в работу.

Принятое в эксплуатацию оборудование находится в одном из следующих оперативных состояний:

- в работе;
- в резерве;
- в ремонте;
- в консервации.

Оборудование считается находящимся в работе, если коммутационные аппараты в его цепи включены и образована или может быть автоматически образована замкнутая электрическая цепь между источником питания и приемником электроэнергии.

Оборудование, жестко (без разъединителей) подключенное к источнику питания и находящееся под напряжением, считается находящимся в работе (ограничители перенапряжений нелинейные, конденсаторы связи).

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 холостом ходу, линия электропередач, включенная со стороны питающей ее подстанции).

Отключенный от сети, но продолжающий вращаться невозбужденный генератор (или синхронный компенсатор) с отключенным автоматом гашения поля считается находящимся под напряжением.

Оборудование считается находящимся в резерве, если оно отключено коммутационными аппаратами и возможно включение его в работу с помощью этих коммутационных аппаратов.

Оборудование считается находящимся в ремонте, если оно отключено коммутационными аппаратами, снятыми предохранителями или расхиновано, заземлено и подготовлено в соответствии с требованиями правил техники безопасности к производству ремонтных работ.

Каждое устройство релейной защиты и автоматики может находиться в состоянии:

- включенном (введенном) в работу;
- отключенном (выведенном) из работы;
- отключенном для технического обслуживания.

Распоряжение о переключении. Оперативное распоряжение вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала должно быть ясным по содержанию, четким и по возможности кратким. Отдается непосредственно подчиненному персоналу. В нем указываются последовательность и конечная цель переключений. Распоряжение повторяется дежурным и записывается в оперативный журнал. Заданная последовательность операций проверяется по оперативной схеме.

Распоряжение вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала должны выполняться незамедлительно и точно.

Работа оперативного персонала должна быть построена так, чтобы каждый работник сознательно, ясно и четко представлял последовательность проводимых операций, ремонтных и других работ в электроустановках.

Все оперативные переговоры должны вестись персоналом технически грамотно, в ясной форме, полностью исключая возможность неправильного истолкования оперативного распоряжения. Переговоры должны быть краткими, в основном состоящими из твердо установленных определений.

Не допускается выполнение оперативным персоналом непонятного для него распоряжения. В случае, если распоряжение вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала представляется подчиненному оперативно-диспетчерскому персоналу ошибочным, он немедленно докладывает об этом лицу, отдавшему распоряжение. При подтверждении распоряжения оперативно-диспетчерский персонал выполняет его.

Распоряжения вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, содержащие нарушения требований правил безопасности, а также распоряжения, которые могут привести к повреждению оборудования, потере питания собственных нужд электроустановки или обесточению потребителей I категории, выполнять не допускается. О своем отказе выполнить распоряжение оперативно-диспетчерский персонал докладывает вышестоящему оперативно-диспетчерскому персоналу, отдавшему распоряжение, и соответствующему административно-техническому руководителю, а также записывает в оперативный журнал (с указанием причины отказа).

При формулировании и повторении оперативных распоряжений должны быть четко указаны: название станции и подстанции, соответствующий номер оборудования, напряжение, положение аппарата в схеме коммутации, назначение оборудования. Все энергооборудование, присоединения, устройства релейной и технологической защиты и автоматики должны называться полностью согласно установленным диспетчерским наименованиям. Отступления от технической терминологии и диспетчерских наименований категорически запрещаются.

Оперативные переговоры на всех уровнях диспетчерского управления и оперативные переговоры начальников смен электростанций и крупных подстанций должны автоматически фиксироваться на магнитной ленте.

Лица, отдающие и принимающие оперативные распоряжения и сообщения об исполнении, обязаны назвать свою должность и фамилию.

При отдаче распоряжения на действие с защитой должны быть названы: наименование оборудования или присоединения, на котором установлена защита, наименование защиты и объем действия с ней.

Все участники оперативных переговоров должны твердо знать фамилии лиц, имеющих право отдавать и принимать к исполнению оперативные распоряжения.

Лицу, непосредственно производящему операции, дается только одно задание, в объем которого входят операции, направленные на достижение только одной цели, например: включение или отключение линии, перевод линий с одной системы шин на другую, отключение всех присоединений с одной секции или системы шин для вывода ее в ремонт или резерв и т. д.

В одном задании объединять операции, не направленные к одной цели (например, вывод из ремонта линии и включение из холодного резерва силового трансформатора и т. д.), запрещается.

Объем оперативного распоряжения определяется лицом, отдающим данное распоряжение, в зависимости от местных условий, квалификации дежурного персонала и от территориального расположения оборудования в схеме.

Все изменения в схемах электрических соединений электрических сетей и электроустановок энергообъектов и в цепях устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), выполненные при производстве переключений, а также места установки заземлений должны быть отражены на оперативной схеме или мнемосхеме по окончании пререключений.

Распоряжение диспетчера о переключении считается выполненным, если об этом сообщено диспетчеру лицом, получившим распоряжение.

Оперативные задания могут быть простыми и сложными, включающими ряд операций.

К сложным заданиям относятся переключения, требующие строгой последовательности операций с коммутационными аппаратами, заземляющими разъединителями и устройствами релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики.

Типовыми переключениями, на проведение которых требуется выдача сложных заданий, являются следующие:

- перевод оборудования в одно из основных четырех оперативных состояний (в работу, горячий резерв, холодный резерв, ремонт);
- перевод присоединений с одной системы работающих шин на другую;

- перевод присоединения со своего выключателя на обходной в распределительных устройствах с обходными системами шин;
- ввод в работу резервной системы шин с переводом на нее части или всех присоединений;
- отыскание однополюсных замыканий на землю (в сетях с изолированной нейтралью).

Порядок выполнения сложных типовых заданий указывается в местных инструкциях.

Если сложное переключение не типовое, то распоряжение о его выполнении выдается пооперационно.

При операциях по выводу в ремонт линий с двусторонним питанием порядок действия оперативного персонала на обоих концах определяется состоянием линии на момент выдачи задания.

Сложные переключения, а также все переключения (кроме одиночных) на электроустановках, не оборудованных блокировочными устройствами или имеющими неисправные блокировочные устройства, должны выполняться по программам, бланкам переключений. Для повторяющихся сложных переключений должны быть использованы типовые программы, бланки переключений. Типовая программа – оперативный документ, в котором указывается строгая последовательность операций при переключениях в электроустановках разных уровней управления или разных энергообъектов.

Бланк переключений. Бланки переключений должен использовать оперативно-диспетчерский персонал, непосредственно выполняющий переключения.

В соответствии с распоряжением о переключении дежурный заполняет оперативный бланк переключений.

Бланк переключений – 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.

Бланк переключения, составляемый для предупреждения возможных неправильных операций, является основным оперативным документом, определяющим содержание задания и последовательность производства особо опасных и сложных переключений. По бланкам переключения

производятся операции в схемах электроустановок напряжением выше 1000 В, когда РУ не оборудованы или оборудованы неполностью блокировочными устройствами от неправильных операций с разъединителями, и сложные переключения. Уже само его составление дает персоналу возможность осмыслить полученное задание и продумать производство операций. Составление бланка является обязательным, если в РУ блокировка отсутствует или выполнена не в полном объеме.

В бланк переключения вносятся не только операции с переключающими аппаратами, но также и другие операции, как-то:

- включение и отключение оперативного тока;
- проверка отсутствия напряжения;
- операции с защитой или спецавтоматикой;
- отключение и включение цепей питания защиты, измерительных приборов и автоматики;
- ввод и вывод устройств автоматического повторного включения (АПВ), автоматического ввода резерва (АВР), автоматической частотной разгрузки (АЧР);
- наложение или снятие защитных переносных заземлений.

В Приложении показана примерная форма бланка переключений.

Бланк заполняется непосредственно перед началом переключений после получения распоряжения тем лицом, которое получило распоряжение.

Каждая операция или действие, вносимые в бланк, должны иметь порядковый номер, каждый бланк переключений проверяется и подписывается.

Бланки переключений (обычные и типовые) являются отчетными документами и находятся под строгим учетом. Хранятся использованные бланки переключений (в том числе и испорченные) по порядку их номеров.

При ликвидации технологических нарушений или для их предотвращения разрешается производить переключения без бланков переключений с последующей записью в оперативном журнале.

Порядок выполнения переключений. Переключения в распределительных устройствах электростанций и подстанций производятся по распоряжению или с ведома вышестоящего оперативного персонала в соответствии с инструкциями энергопредприятий.

В случаях, не терпящих отлагательства (пожар, несчастный случай с людьми, стихийное бедствие), а также при ликвидации аварии допускается производство переключений без ведома вышестоящего персонала, но с последующим его уведомлением.

Переключения в электроустановке разрешается выполнять оперативному персоналу, знающему ее схему, расположение оборудования и устройств РЗА, обученному правилам выполнения операций с коммутационными аппаратами и ясно представляющему последовательность переключений, прошедшему проверку знаний правил технической эксплуатации, правил безопасности и производственных инструкций.

Не допускается выполнение переключений (даже отдельных операций) лицам, не имеющим на это права.

Список лиц, допущенных к проведению переключений (с указанием электроустановок), а также список лиц административно-технического персонала, контролирующего выполнение переключений, утверждается руководителем предприятия.

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 оперативно-выездной бригады (ОВБ).

Лицо, отдающее распоряжение о производстве переключений, обязано предварительно проверить по оперативной схеме последовательность предполагаемых операций. Отдающий распоряжение может считать его выполненным только после сообщения исполнителем лично или по телефону об исполнении распоряжения.

На электростанциях и подстанциях при наличии на установке двух и более лиц все сложные переключения (т. е. переключения, производимые более чем на одном присоединении), а также простые переключения в схемах установок, не имеющих устройств блокировки разъединителей, производятся двумя лицами. Одно лицо непосредственно производит переключения, а второе – осуществляет контроль за правильностью и последовательностью производимых операций.

Контролирующим лицом при производстве переключений является старший по должности и квалификации. Ответственность за правильность переключений возлагается на оба лица, производящих переключения.

Дежурные при этом не имеют права уклоняться от выполнения возложенных на них обязанностей. Нельзя, например, допускать, чтобы оба участника переключений одновременно выполняли операции с оборудованием, забыв о необходимости контроля.

На электроустановках, имеющих действующие устройства блокировки разъединителей от неправильных операций, простые переключения, а также все операции на щитах и сборках напряжением 500 В и ниже разрешается выполнять единолично персоналу, имеющему квалификационную группу не ниже IV.

Наложение и снятие переносных заземлений должны производиться двумя лицами независимо от порядка оперативного обслуживания электроустановок.

Отключение и включение выключателей и разъединителей со щита управления во всех случаях могут производиться единолично.

Все простые переключения в схемах электрических установок напряжением выше 1000 В, а также сложные переключения в распределительных устройствах, оборудованных полностью блокировочными устройствами от неправильных операций с разъединителями, производятся без бланков переключений.

Переключения при ликвидации аварий также производятся без бланков с последующей записью операций в оперативном журнале. Порядок производства переключений в распределительных устройствах устанавливается следующий: лицо, получившее распоряжение о производстве переключений, обязано повторить его, записать задание в оперативный журнал (при отсутствии магнитофона) и установить порядок предстоящих операций.

При выполнении переключений двумя лицами получивший распоряжение обязан разъяснить второму лицу, участвующему в переключении, порядок и последовательность производства операции.

В случае возникновения сомнений в правильности производства предстоящей операции все переключения прекращаются до выяснения.

Как известно, последствия аварии, возникающей в период максимума нагрузки, бывают гораздо тяжелее, чем в период минимальных нагрузок. Анализ аварий, возникающих вследствие грубых нарушений персоналом правил техники безопасности, показывает, что большую часть их допускает персонал в конце смены.

Поэтому в период максимума нагрузки и в конце смены производство переключений при нормальных условиях эксплуатации не допускается. При заземлениях в цепях постоянного тока до отыскания и ликвидации заземления запрещается производить всякие операции, если они не диктуются аварийным положением.

При сложных переключениях допускается привлекать для операций в цепях РЗА третьего человека из персонала служб РЗА. Этот работник, предварительно ознакомленный с бланком переключения и подписавший его, должен выполнять каждую операцию по распоряжению лица, выполняющего переключения.

Все остальные переключения при наличии работоспособного блокировочного устройства могут быть выполнены единолично независимо от состава смены.

Порядок производства операции по бланку переключений следующий:

а) лицо, получившее задание о производстве переключений, повторяет это задание, записывает в оперативный журнал и составляет бланк переключений; бланк подписывается как лицом, производящим операции, так и лицом контролирующим; затем лицо, производящее переключение, в сопровождении контролирующего лица, имеющего на руках бланк переключений, направляется в соответствующее РУ на место производства переключения;

б) контролирующий проверяет, что он и производящий переключение находятся в том РУ и у того присоединения, где должна производиться операция 1, и становится позади производящего переключения;

в) контролирующий громко и ясно зачитывает содержание операции 1;

г) производящий переключение, проверив по надписям, что находится именно у того присоединения, на котором он должен делать операцию, повторяет содержание операции;

д) контролирующий, сличив по бланку, что младший (производящий переключение) правильно повторил содержание зачитанной операции и правильно выбрал присоединение для переключения, подтверждает это словами: «Правильно, выполняйте»;

е) производящий переключение выполняет заданную операцию;

ж) контролирующий делает отметку в бланке переключения об исполнении операции и зачитывает содержание следующей операции.

Производящий переключение направляется к месту следующей операции, контролирующий следует за ним и проверяет, подошел ли он к тому объекту, на котором предстоит произвести следующую операцию.

Информация об окончании переключений. По окончании переключений в оперативном журнале производится запись о всех операциях с коммутационными аппаратами, изменениях в схемах релейной защиты, установленных (или снятых) заземлениях и пр. Для того чтобы записи о наложении и снятии заземлений выделить среди остального текста, их подчеркивают цветными карандашами: красным – при наложении, синим – при снятии заземления. Одновременно вносятся соответствующие изменения в оперативную схему. Об окончании переключений получивший распоряжение сообщает дежурному, отдавшему распоряжение о переключении.

3.2. Переключения в схемах релейной защиты и автоматики

Оборудование может находиться в работе или под напряжением только с включенной релейной защитой от токов короткого замыкания (КЗ). Поэтому все исправные устройства релейной защиты должны быть всегда включены в работу. Исключение составляют нормально отключенные защиты, включаемые при изменении режима работы оборудования. Вывод из работы устройства релейной защиты производится при включенной резервной защите.

При переключениях в РУ оперативный персонал производит необходимые операции с релейной защитой и автоматикой с тем, чтобы режимы их работы всегда соответствовали схеме первичных соединений РУ. Если этого не делать, то релейная защита может отказать в работе при КЗ в защищаемой зоне или, наоборот, подействовать неселективно при КЗ вне зоны ее действия.

Так же как и силовое оборудование, устройства релейной защиты и автоматики находятся в оперативном управлении (и оперативном ведении) соответствующего дежурного персонала. При переключениях в аварийных условиях персоналу разрешается самостоятельно изменять режимы работы защиты и автоматики и сообщать об этом вышестоящему дежурному после устранения аварии. Все операции с устройствами релейной защиты и электроавтоматики производятся только с разрешения вышестоящего оперативного персонала.

При ликвидации аварии персонал может действовать самостоятельно и уведомить затем вышестоящего оперативного работника.

Нельзя оставлять без защиты оборудование, шины и линии, находящиеся под нагрузкой или под напряжением; также не должны оставаться без защиты от внутренних повреждений генераторы, синхронные компенсаторы и трансформаторы.

Перед отключением релейной защиты по заявкам оперативный персонал должен убедиться в том, что включена другая защита, обеспечивающая надежную защиту оборудования, либо принять меры по замене отключенной защиты резервной, либо оборудование включается на резервную систему шин через шиносоединительный выключатель (ШСВ) с соответствующей защитой.

При изменениях в схеме главной (первичной) цепи необходимо своевременно производить отключение, включение или изменение уставок устройств релейной защиты и электроавтоматики согласно местным инструкциям.

В случае превышения тока нагрузки присоединений (максимально допустимое значение по условиям настройки релейной защиты) необходимо принять меры к его разгрузке.

При опробовании оборудования перед включением выключателя персонал должен убедиться в исправности выключателя, наличии оперативного тока на цепях защиты и на управлениях выключателя, а также в том, что на опробуемом присоединении все (в том числе быстродействующая) защиты включены и поставлены в положение, соответствующее опробованию (если это необходимо).

Действие автоматики повторного включения (АПВ) и автоматики ввода резерва (АВР) с выключателя, которым производится опробование, нужно отключить.

При опробовании ШСВ или обходным выключателем нужно включить защиты ШСВ или обходного выключателя от всех видов коротких замыканий с уставками согласно указанию в местных инструкциях.

При автоматическом отключении или включении выключателей оперативный персонал должен:

а) по сигнализации установить и записать, какие выключатели отключились, и квити́ровать их ключи управления. При этом на выключателях, имеющих АПВ, квити́рование ключей допускается только после того, как персонал убедился в том, что устройство АПВ вернулось в исходное положение;

б) тщательно осмотреть и записать, на каких реле отпали сигнальные флажки и какое время зафиксировано указателями реле времени, затем установить флажки и указатели в нужное положение и сообщить вышестоящему оперативному персоналу (при наличии на щите управления второго лица осмотр сигнальных реле производится персоналом совместно, т. е. с контролирующим лицом);

в) деблокировать реле, имеющие самоудержание (например, на газовой защите трансформаторов), и поднять грузы выключателей с грузовыми приводами, включающимися от АПВ или АВР;

г) привести в соответствие с первичной схемой соединений устройства автоматики и релейной защиты, имеющие ключи, оключающие устройства, переключатели и рубильники, положение которых зависит от первичной схемы соединений;

д) после автоматического отключения сообщить в местную службу релейной защиты и электроавтоматики о выпавших флажках сигнальных и других реле, о показаниях указателей времени и запуске автоматических осциллографов и пр.

При резких изменениях напряжений и токов в сети, не сопровождающихся отключениями или включениями выключателей, персонал обязан осмотреть панели релейной защиты и электроавтоматики и зафиксировать действие всех сигнальных реле.

При появлении сигнала заземления в сети постоянного оперативного тока персонал должен немедленно принять меры по отысканию места нарушения изоляции и его устранению согласно местным инструкциям.

3.3. Техника операций с коммутационными аппаратами

Операции с выключателями. Отключение и включение под напряжение и в работу присоединения, имеющего в своей цепи выключатель, выполняется выключателем и, как правило, дистанционно, но может быть ручным. Команда на включение и отключение выключателя с дистанционным управлением подается от ключа управления и с помощью устройства телемеханики; с места установки операции проводятся только при ремонте и ликвидации аварий.

При ремонтных и наладочных работах операции с воздушными выключателями проводят дистанционно – из помещений мастерских и лабораторий.

После завершения той или иной операции с выключателем проверяется его действительное положение, так как команда включения или отключения может оказаться невыполненной. Если после отключения выключателя предстоит проведение операций с разъединителями или отделителями, то проверка положения выключателя проводится на месте установки по механическому указателю, положению подвижных контактов и траверс, показаниям манометров у выключателей с газонаполненными отделителями.

Проверка положения выключателя по показаниям сигнальных ламп и измерительных приборов допускается при отключении или включении трансформатора, линии, шин только выключателем (без проведения операций с разъединителями).

В ряде случаев возникает необходимость фиксировать выключатель в определенном положении, прежде чем персонал приступит к операциям с разъединителями. Например, при переводе присоединений с одной системы шин на другую персонал должен быть уверен в том, что шиносоединительный выключатель включен и никакие случайные действия не могут изменить его положение. Достигается это путем снятия

предохранителей (или отключения автоматических выключателей) на обоих полюсах цепей управления выключателем до проверки его действительного положения на месте.

Включение выключателя ручным приводом следует производить быстро, доводя ход интервала или рычага до упора; при этом должна загореться сигнальная лампа «включено».

При дистанционном включении в зависимости от типа контактора нажатие на кнопку «включить» или поворот ключа управления необходимо производить до момента загорания сигнальной лампы «включено».

Отключение выключателя вручную надлежит производить легким поворотом штурвала до отказа или поворотом рычажного привода, а также воздействием на защелку привода, нажатием на специальную кнопку или сердечник отключающей катушки. При этом должна загореться сигнальная лампа «отключено».

При дистанционном отключении соответствующее действие с ключом управления или кнопкой необходимо продолжать до момента загорания лампы «отключено».

Проверка положения выключателя после отключения обязательна во всех случаях, если за этим отключением предстоит операция с разъединителями, за исключением случаев, когда разъединители управляются дистанционно.

Операциям с разъединителями должно предшествовать снятие с выключателя оперативного тока, за исключением случаев перевода с одной системы шин на другую при включенном выключателе данного присоединения.

Оперативный ток снимается предохранителем в цепи соленоида включения до проверки положения выключателя.

Соблюдение такой последовательности при выполнении указанных операций полностью обеспечивает надежность, потому что не во всех РУ предохранители цепей оперативного тока расположены рядом с выключателями.

При производстве операций в РУ, где предохранители цепей оперативного тока расположены далеко от выключателя, за время от проверки положения выключателя до снятия оперативного тока с привода может произойти изменение положения выключателя (ошибочное включение выключателя, включение выключателя вследствие двойного замыкания на землю в цепи оперативного тока и пр.).

Выполнение при этом последующей операции с разъединителями при включенном выключателе может вызвать повреждение оборудования и серьезную травму персонала.

Проверка положения после включения обязательна у ШСВ перед началом перевода присоединений с одной системы шин на другую.

Действительное положение выключателя следует проверять в основном по механическому указателю. Вспомогательными средствами могут служить сигнальные лампы и измерительные приборы данного присоединения. У воздушных выключателей с отделителями и выключателей типа масляный горшковый (ВМГ) и масляный горшковый генераторный (МГГ) проверка положения выключателя производится путем осмотра рабочих контактов.

Операции с разъединителями и отделителями. Разрешается отключение и включение отделителями, разъединителями, разъёмными контактами соединений КРУ, КРУН:

- нейтралей силовых трансформаторов 110–220 кВ; заземляющих дугогасящих реакторов 6–35 кВ при отсутствии в сети замыкания на землю;
- намагничивающего тока силовых трансформаторов 6–500 кВ;
- зарядного тока и тока замыкания на землю воздушных и кабельных линий электропередачи;
- зарядного тока систем шин, а также зарядного тока присоединений с соблюдением требований нормативно-технических документов.

Операции с разъединителями и отделителями разрешается производить только при отсутствии у них дефектов и повреждений. Перед отключением или включением разъединители или отделители тщательно осматриваются, в том числе с применением бинокля. Операции с разъединителями, у которых при измерениях обнаружены дефектные изоляторы, проводятся, как правило, после снятия с них напряжения. Не допускается производство переключений разъединителями, изоляторы которых имеют дефекты в виде трещин или царапин на фарфоре глубиной более 0,5 мм, также сколы глубиной более 1 мм.

Не допускается пребывание посторонних лиц (в том числе лиц ремонтного персонала) в опасной зоне в момент переключений.

При ручном включении разъединителей и появлении дуги между контактами ножи не следует отводить, так как дуга при расхождении контактов может удлиниться и перекрыть промежуток между фазами. Начатая операция включения во всех случаях продолжается до конца.

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 возникнет дуга, что может быть в результате разрыва цепи тока нагрузки, разъединители немедленно включают и до выяснения причины образования дуги операции с ними не производят.

Включение разъединителей как ручными приводами, так и штангой надлежит производить быстро и решительно, но без удара в конце хода.

Производить обратный отвод ножей разъединителя при приближении их к контактам (губкам) категорически воспрещается, так как это ведет к возникновению аварий.

Во включенном положении ножи разъединителя должны полностью заходить в контакты (губки).

Отключение разъединителей следует производить медленно и осторожно. При возникновении дуги в момент отхода ножей от контактов разъединитель должен быть быстро включен обратно; операция должна быть прекращена до выявления причин появления дуги.

В отключенном положении ножи разъединителя должны быть полностью (до отказа) отведены от контактов.

Возможность использования разъединителей и отделителей для отключения и включения намагничивающих токов силовых трансформаторов и зарядных токов воздушных и кабельных линий подтверждается эксплуатационной практикой. В связи с этим выработаны некоторые общие положения, которые должны соблюдаться персоналом, производящим операции.

В цепях 35–220 кВ, имеющих отделители и разъединители, отключение намагничивающих и зарядных токов выполняется отделителями, позволяющими быстро проводить операции благодаря наличию встроенных пружин, а включение – разъединителями при предварительно включенных отделителях.

Значение намагничивающего тока трансформатора зависит от значения подведенного к нему напряжения. С повышением напряжения намагничивающий ток резко возрастает. При отключении ненагруженного трансформатора отделителями или разъединителями значение намагничивающего тока стремятся понизить. Для этого трансформаторы с РПН переводят в режим недовозбуждения.

При отключении ненагруженного трансформатора 110–220 кВ разъединителями или отделителями возможен кратковременный неполнофазный режим вследствие неодновременности размыкания контактов отдельных полюсов, что может вызвать появление перенапряжений. Опасность перенапряжений 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 действительное их положение, так как в эксплуатации имели место случаи недовключения ножей, попадания ножей мимо губок, обрывов тяг, разрегулировки приводов и пр.

Оперативно-диспетчерскому персоналу, непосредственно выполняющему переключения, самовольно выводить из работы блокировки безопасности запрещается.

Деблокирование разрешается только после проверки на месте отключенного положения выключателя и выяснения причины отказа блокировки по разрешению и под руководством лиц, уполномоченных на это письменным указанием по энергообъекту.

В случае деблокирования составляется бланк переключений с внесением в него операций по деблокированию.

3.4. Последовательность основных операций при переключениях

Операции с коммутационными аппаратами, установленными в одной электрической цепи, проводятся в последовательности, учитывающей назначение этих аппаратов и обеспечивающей безопасность для выполняющих переключения. Всякое нарушение установленного порядка переключений, неоправданная поспешность при операциях приводят к авариям и угрожают жизни людей.

Ниже рассматривается порядок проведения операций с выключателями и разъединителями. При этом имеется в виду, что операции, требующие согласования действий персонала смежных объектов, своевременно проводятся под руководством диспетчера.

Производство основных операций с выключателями и разъединителями должно происходить в следующей последовательности.

Последовательность типовых операций с коммутационными аппаратами при включении и отключении воздушных и кабельных линий

Включение:

- а) проверить отключенное положение линии;
- б) включить шинный разъединитель;
- в) включить линейный разъединитель;
- г) включить выключатель.

Отключение:

- а) отключить выключатель;
- б) отключить линейный разъединитель;
- в) отключить шинный разъединитель.

Последовательность операций в КРУ с выкатными элементами при включении присоединений воздушных и кабельных линий

Включение:

- а) проверить отключенное положение выключателя линии;
- б) переместить тележку выключателя из контрольного в рабочее положение;
- в) включить выключатель.

Отключение:

- а) отключить выключатель;
- б) проверить отключенное положение выключателя;
- в) переместить тележку с выключателем в контрольное или ремонтное положение.

Включение генератора в сеть способом точной синхронизации при достижении частоты вращения генератора, близкой к синхронной, соблюдается следующая последовательность операций и действий персонала:

Включение:

- а) проверить отключенное положение выключателя генератора и включить шинные разъединители;
- б) включить генераторные разъединители (разъединители, устанавливаемые в некоторых случаях между выводами генератора и выключателем);
- в) синхронизировать генератор и включить генераторный выключатель.

Импульс на включение выключателя генератора подается при равенстве частот, напряжений и совпадении по фазе векторов напряжений включаемого генератора и электрической сети энергосистемы с опережением, учитывающим время включения выключателя.

Отключение:

- а) разгрузить турбогенератор по активной и реактивной нагрузкам;
- б) отключить генераторный выключатель;
- в) отключить генераторные разъединители;
- г) отключить шинные разъединители.

Включение трехобмоточного трансформатора:

- а) включить шинные разъединители высшего, среднего и низшего напряжений;
- б) включить трансформаторные разъединители высшего, среднего и низшего напряжений (если они есть);
- в) включить выключатели высшего, среднего и низшего напряжений.

Отключение трехобмоточного трансформатора:

- а) отключить выключатели низшего, среднего и высшего напряжений;
- б) отключить трансформаторные разъединители низшего, среднего и высшего напряжений;
- в) отключить шинные разъединители низшего, среднего и высшего напряжений.

Ошибочное действие персонала при производстве оперативных переключений вызывает поражение людей током, повреждение оборудования и прекращение электроснабжения электроприемников.

Последствия от ошибочного включения или отключения тока разъединителями зависят от того, какими разъединителями – шинными или линейными – производится операция. Поэтому первыми должны включаться, а последними отключаться разъединители, неправильное действие которых может привести к более тяжелым последствиям. Например, при ошибочном отключении линейного разъединителя 1 (под нагрузкой) линии Л₄, (вместо подлежащего к отключению разъединителя линии Л₂, у которого отключен выключатель) дуга будет прервана отключением выключателя линии Л₄ (рис. 3.1). Поскольку дуга в этом случае возникает за реактором линии Л₄, то размеры ее будут значительно меньше.

При ошибочном же отключении (под нагрузкой) шинного разъединителя 2 линии Л₄ от второй системы шин (место подлежащего отключению шинного разъединителя линии Л₂, от второй системы шин, выключатель, который отключен) дуга будет гореть дольше, т. е. до тех пор, пока не будут отключены все источники питания, работающие на второй системе шин (трансформатор Т₂, генератор Г₂ и синхронный двигатель Д), и объем повреждения в этом случае будет значительно больше. Такая ошибка обязательно вызовет повреждение сборных шин, обесточение линий Л₂, Л₄ и синхронного двигателя Д на длительное время, т. е. на время, необходимое для полного восстановления поврежденных сборных шин. Следует отметить, что уставка по времени на релейной

защите линии $\mathcal{L}_4$ значительно меньше, чем на трансформаторе T_2 , генераторе Γ_2 и двигателе D . Поэтому при ошибочном отключении линейного разъединителя 1 линии $\mathcal{L}_4$ продолжительность горения дуги будет в 3–4 раза меньше, чем при ошибочном отключении шинного разъединителя 2.

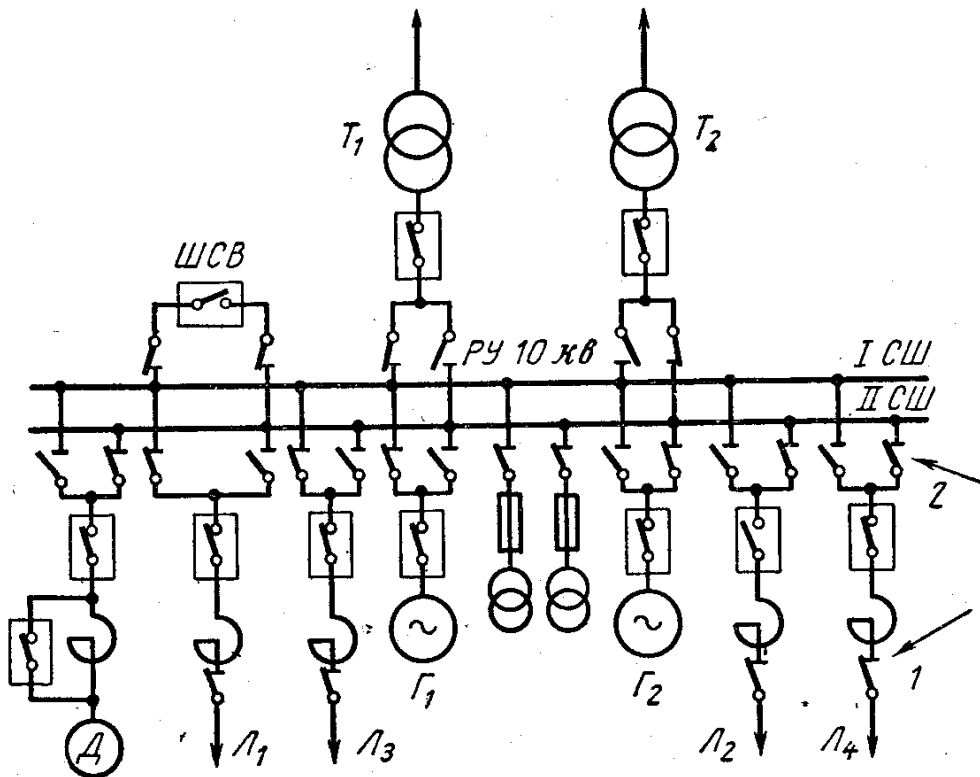


Рис. 3.1. Схема с двумя системами сборных шин

Исходя из этого ясно, что всегда следует сначала включать шинные, затем линейные разъединители и только потом выключатель. При отключении сначала следует отключить выключатель, затем линейные разъединители, а потом шинные.

Следует заметить, что при отключении линии только для работ на самой линии считается достаточным ее отключение выключателями и линейными разъединителями. Создание дополнительного видимого разрыва цепи еще и на шинных разъединителях является излишним.

Последовательность включения и отключения выключателей силовых трансформаторов производится исходя из следующих соображений.

Включение трансформатора под напряжение связано с кратковременным переходным режимом, в результате которого намагничивающий ток в обмотке резко возрастает, превышая иногда в несколько раз

номинальное значение. Эти броски намагничивающего тока не опасны для трансформатора. На понижающих подстанциях при двух (и более) параллельно работающих трансформаторах включение одного из них, как правило, выполняется со стороны обмотки высшего напряжения. Включение трансформатора под напряжение со стороны вторичной обмотки НН и прохождение при этом большого намагничивающего тока привели бы к резкому снижению напряжения на шинах НН, что отрицательно сказалось бы на работе потребителей. С учетом включения трансформатора со стороны питающей обмотки выполняется и настройка его защит.

На практике включение в работу трехобмоточного трансформатора обычно проводят в следующей последовательности: включают шинные и трансформаторные разъединители со стороны высшего, среднего и низшего напряжений, после чего включают выключатели высшего, среднего и низшего напряжений. Отключение проводится в обратной последовательности: отключают выключатели низшего, среднего и высшего напряжений, затем отключают трансформаторные и шинные разъединители с трех его сторон.

На понижающих подстанциях, выполненных по упрощенной схеме, силовые трансформаторы с высшей стороны не имеют выключателей, но их обязательно снабжают выключателями со стороны вторичных обмоток. Последовательность операций в этих схемах предусматривается такой, чтобы разъединителями или отделителями не отключался и не включался ток нагрузки. Для этого отключение тока нагрузки и включение трансформатора под нагрузку выполняют выключателями со стороны вторичных обмоток, а отключение и включение намагничивающего тока – отделителями или разъединителями.

На электростанциях последовательность включения в работу и отключения в ремонт или резерв трансформаторов связи с системой зависит от местных условий (территориального расположения оборудования, возможности включения устройств синхронизации и др.) и нередко определяется местными инструкциями.

Как известно, прошедший ремонт трансформатор ставится под напряжение толчком. При включении трансформатора выключателем в случае неисправности трансформатора выключатель автоматически отключится от действия защиты. Включение и отключение трансформатора при этом не влияют на работу электроприемников, питающихся от РУ 10 кВ через трансформатор. Если неисправный трансформатор включить сначала выключателем, то на ток нагрузки работающего

трансформатора будет накладываться ток КЗ поврежденного трансформатора, что вызовет отключение релейной защитой работающего трансформатора и полное обесточение РУ 10 кВ.

В практике имели место случаи отключения работающего трансформатора от действия релейной защиты, когда к номинальному току работающего трансформатора накладывался намагничивающий ток включаемого трансформатора. Поэтому включение трансформаторов следует производить со стороны высшего напряжения.

3.5. Переключения в схемах со сборными шинами

Порядок перевода присоединений с одной системы шин на другую:

а) убедиться в том, что защита ШСВ включена с уставками, указанными в местных инструкциях по защите (если на выключателе имеется специальная автоматика, отключить ее);

б) убедиться в том, что напряжения обеих систем шин синхронны и равны по величине;

в) включить ШСВ;

г) отключить защиту и оперативный ток с привода ШСВ;

д) по механическому указателю (или по состоянию рабочих контактов выключателя) проверить включенное положение выключателя;

е) включить шинные разъединители всех намеченных к переводу присоединений на ту систему шин, с которой намечается их питание; затем, если в этом есть надобность, перевеет питание измерительных приборов, приборов учета, защиты и сигнализации, переводимых присоединений на соответствующие цепи трансформаторов напряжения;

ж) отключить шинные разъединители переводимых присоединений от системы шин, с которой они ранее питались;

з) включить оперативный ток на привод, после чего отключить ШСВ;

и) проверить отключение ШСВ;

к) включить защиту ШСВ и специальную автоматику.

Порядок производства операций при переводе всех присоединений с рабочей системы шин на резервную при наличии шиносоединительного выключателя:

а) убедиться по оперативной схеме, что система шин находится в резерве, и произвести внешний осмотр резервной системы шин;

б) включить ШСВ с подключенной на нем защитой от коротких замыканий (с нулевой установкой по времени);

в) проверить наличие напряжения на резервной системе шин по вольтметрам;

г) отключить оперативный ток с привода и защиты на ШСВ (рубильником, накладкой и пр.);

д) произвести перевод питания цепей напряжения защиты присоединений с трансформаторов напряжения рабочей системы шин на трансформаторы напряжения резервной системы (согласно местной инструкции);

е) произвести перевод разъединителей присоединений с одной системы шин на другую (согласно местной инструкции, учитывающей конструктивные особенности РУ и управления разъединителями);

ж) проверить качество включения разъединителей на резервную систему шин;

з) проверить отсутствие нагрузки на ШСВ по амперметру;

и) включить оперативный ток на привод и отключить ШСВ.

При отсутствии ШСВ частичный перевод присоединений с одной системы шин на другую запрещается.

При полном переводе присоединений, в случае отсутствия ШСВ, включают шинные разъединители на резервную систему шин одного из мощных источников и держат их в этом состоянии до конца переключения. Это присоединение переводится последним после тщательной проверки перевода всех остальных присоединений.

При переводе присоединений особенно тщательно необходимо следить за тем, чтобы не включить разъединители присоединений, не находящихся в работе.

При переводе присоединения необходимо предусмотреть сохранение правильного питания цепей напряжения измерительных приборов релейной защиты и автоматики.

Когда ШСВ находится в резерве, его разъединители, как правило, должны быть включены на обе системы шин. Трансформатор напряжения резервной системы шин должен быть также включен.

Вывод в ремонт резервной системы шин. При выводе в ремонт резервной системы шин проводят следующие операции: на ключе управления ШСВ вывешивают плакат «Не включать – работают люди»; проверяют на месте отключенное положение ШСВ и отключают его разъединители от резервной системы шин. В случае необходимости в зависимости от характера работ и условий безопасного их выполнения отключают также разъединители ШСВ от рабочей системы шин; отключают трансформатор напряжения автоматическими выключателями (предохранителями) НН и разъединителями со стороны ВН. Запирают дверь шкафа, где установлены автоматические выключатели (предохранители)

НН, и на ней вывешивают плакат «Не включать – работают люди»; проверяют отключенное положение всех шинных разъединителей выводимой в ремонт системы шин и запирают на замок их приводы. На приводах отключенных разъединителей вывешивают плакаты «Не включать – работают люди», проверяют отсутствие напряжения на токоведущих частях, где должны быть наложены заземления, и включают заземляющие ножи.

После этого выполняются мероприятия, предусмотренные правилами техники безопасности (устанавливаются временные ограждения, вывешиваются плакаты на месте работ и т. д.). Допуск бригад к работе производится в соответствии с требованиями правил техники безопасности.

Переключения при выводе в ремонт выключателей и вводе их в работу после ремонта. Ремонт выключателей целесообразно производить при отключенных (выведенных из работы) электрических цепях, в которых они установлены. Это позволяет лучше организовать производство ремонтных работ и сократить число операций при переключениях. Но отключения электрических цепей на длительный срок не всегда возможны. Поэтому ремонт выключателей 110 кВ и выше производится с сохранением электрических цепей в работе, а вывод в ремонт их выключателей осуществляется одним из следующих способов:

- при схеме с одним выключателем на цепь и двумя системами шин выключатель выводят из схемы, а вместо него в схему вводят ШСВ;
- при схемах с одним выключателем на цепи, одной или двумя основными и обходной системой шин цепь заводят на обходную систему шин и ее выключатель заменяют обходным;
- при схемах с двумя выключателями на присоединение и двумя системами шин, а также при схемах многоугольника и полуторной, выводимый в ремонт выключатель и его разъединители с обеих сторон отключают.

Для замены выключателя ШСВ требуются два непродолжительных отключения цепи: одно – для установки перемычки вместо выводимого в ремонт выключателя, другое – для снятия перемычки после окончания ремонта. Необходимо также освободить одну из систем шин для включения на нее цепи, выключатель которой выводится в ремонт. В случае замены выключателя цепи обходным выключателем все переключения проводят без отключения цепи и освобождения рабочей системы шин, что является преимуществом этого способа.

Схемы с двумя выключателями на цепь, полуторные и многоугольника, позволяют выводить в ремонт и вводить после ремонта любой выключатель без отключения цепи, но на время отсутствия в схеме одного из выключателей надежность ее работы снижается.

Рассмотрим эти способы в обобщенном виде.

Основные группы операций при замене выключателя цепи ШСВ.

Если устройства релейной защиты и автоматики предполагается перевести с выключателя цепи на ШСВ, то для этого предварительно подготавливается схема первичных соединений:

- все цепи, кроме той, выключатель которой должен выводиться из схемы, переводят на одну из систем шин, на другой системе оставляют цепь с выводимым в ремонт выключателем;

- цепи защит поочередно переключают с трансформаторов тока, выводимого из схемы выключателя, на трансформаторы тока ШСВ, защиты проверяют под нагрузкой и их действие переключают по оперативным цепям на ШСВ; включают устройства автоматики;

- отключают электрическую цепь и ее выключатель выводят из схемы, т. е. отсоединяют от шин и вместо него устанавливают перемычку;

- после окончания работ по установке перемычки включают шинные разъединители цепи на резервную систему шин и включением ШСВ цепь вводят в работу.

Если защиты, имеющиеся на ШСВ, могут заменить основные защиты цепи, переключение защит на трансформаторы тока ШСВ не производят. После вывода выключателя из схемы цепь включают в работу под защитой ШСВ. Вносят изменения лишь в схему дифференциальной защиты шин. Трансформаторы тока выведенного в ремонт выключателя исключают из схемы защиты шин, а трансформаторы тока ШСВ вводят в схему в качестве трансформаторов тока цепи.

Основные группы операций при вводе в работу выключателя цепи, включенной с помощью ШСВ, после окончания ремонта:

- отключают цепь, снимают перемычку, установленную при выводе выключателя в ремонт, и выключатель присоединяют к шинам;

- после присоединения выключателя цепь включают разъединителями на резервную систему шин и вводят в работу через два последовательно включенных выключателя: выключатель цепи и ШСВ;

- цепи защит поочередно переключают с трансформаторов тока ШСВ на трансформаторы тока выключателя цепи, защиты проверяют под нагрузкой и их действие переключают на выключатель цепи; включают устройства автоматики;

- восстанавливают нормальную схему первичных соединений РУ согласно принятой фиксации присоединений.

Основные группы операций при замене выключателя цепи обходным выключателем:

- включением обходного выключателя с минимальными уставками на его защитах обходную систему шин опробуют напряжением, отключают обходной выключатель, при этом с обходной системы шин снимают напряжение;

- включением на обходную систему шин разъединителя цепи, выключатель которой предполагается вывести в ремонт, подают напряжение на обходную систему шин;

- включают обходной выключатель с уставками на его защитах, соответствующими уставкам защит цепи и введенными в схему дифференциальной защиты шин (ДЗШ) трансформаторами тока обходного выключателя, отключают выводимый в ремонт выключатель цепи;

- отключают дифференциальную защиту шин и из ее схемы выводят трансформаторы тока, отключенного в ремонт выключателя цепи, при необходимости с выводимого в ремонт выключателя переводят на обходной выключатель быстродействующие основные защиты, которые затем проверяют под нагрузкой и включают в работу; включают устройства автоматики;

- отключают разъединители и выводимый в ремонт выключатель заземляют.

Основные группы операции при вводе в работу выключателя цепи, включенной с помощью обходного выключателя, после окончания ремонта:

- с вводимого в работу выключателя снимают заземления;

- к трансформаторам тока вводимого в работу выключателя подключают временные, проверенные от постороннего источника тока защиты;

- при помощи испытательных блоков к схеме ДЗШ подключают цепи трансформаторов тока вводимого в работу выключателя;

- включают линейные и шинные разъединители и выключатель цепи, после чего отключают обходной выключатель;

- переводят с обходного выключателя, проверяют под нагрузкой и включают по нормальной схеме с действием на введенный в работу выключатель все защиты цепи, а временно включенные защиты отключают; включают устройство автоматики;

- отключают разъединители цепи от обходной системы шин.

Основные группы операций при выводе в ремонт выключателя в схеме с тремя выключателями на два присоединения и в схеме четырехугольника:

- отключить выводимый в ремонт выключатель; убедиться в отсутствии нагрузки;

- проверить на месте отключенное положение выводимого в ремонт выключателя; отключить с обеих сторон разъединители;
- поочередно отключить цепи релейной защиты и автоматики, токовые цепи которых подключены к трансформаторам тока выводимого в ремонт выключателя;
- убедиться в отсутствии напряжения на выводимом в ремонт выключателе; включить заземляющие ножи в сторону выключателя.

Контрольные вопросы

1. Какой персонал относится к оперативному персоналу?
2. Кто является оперативным руководителем в смене?
3. Чем определяется оперативное состояние электрического оборудования?
4. Что следует понимать под оперативным состоянием оборудования?
5. Что такое бланк оперативных переключений?
6. Каков порядок выполнения оперативных переключений в электрических распределительных устройствах?
7. Как и для чего в процессе переключений осуществляется проверка действительных положений коммутационных аппаратов?
8. Какое основное условие должно быть выполнено при переводе присоединений с одной системы шин на другую?
9. Перечислите группы операций при замене выключателя цепи обходным выключателем.
10. Перечислите группы операций при замене выключателя цепи шинно-соединительным выключателем.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Инструкция по переключениям в электроустановках. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2006. – 128 с.
2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – 15-е изд. – М.: ЭНАС, 2010. – 352 с.
3. Мандрыкин, С.А., Филатов, А.А. Эксплуатация и ремонт электрооборудования станций и подстанций: учебник для техникумов / С.А. Мандрыкин, А.А. Филатов. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 344 с.
4. Пособие для изучения правил технической эксплуатации электрических станций и сетей / Под ред. Ф.Л. Когана. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 356 с.
5. Филатов, А.А. Оперативное обслуживание электрических подстанций / А.А. Филатов– М.: Энергия, 1980. – 232 с.
6. Миронова Е.А. Основы эксплуатации электрооборудования станций и подстанций: учеб. пособие. / Е.А. Миронова. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2011. – 124 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Форма бланка переключения

БЛАНК ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯ № _____

Электростанция _____ начало _____ ч _____ мин
 дата _____ 201 _____ г.
 Подстанция _____
 Исходная схема _____
 Задание _____

Последовательность производства операций при переключении

1. _____

2. _____

3. _____

п-1 _____

п _____

Бланк заполнил
и переключение
производит

подпись

Бланк проверил
и переключение
контролирует

подпись

Переключение разрешаю

подпись

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ	5
1.1. Структура электроэнергетической отрасли	5
1.2. Организация эксплуатации электрической части энергосистемы	8
1.3. Производственная структура электростанций и предприятий электрических сетей и схемы оперативного управления	14
1.4. Централизованное диспетчерское управление энергосистемой и объединенными энергосистемами	20
2. ОСНОВЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ	24
2.1. Эксплуатации генераторов	24
2.2. Эксплуатация электродвигателей собственных нужд	50
2.3. Эксплуатация силовых трансформаторов	67
2.4. Эксплуатация распределительных устройств	86
2.5. Щиты управления	109
2.6. Эксплуатация кабельных линий	110
3. ОПЕРАТИВНЫЕ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ	120
3.1. Организация и порядок переключений	120
3.2. Переключения в схемах релейной защиты и автоматики	131
3.3. Техника операций с коммутационными аппаратами	133
3.4. Последовательность основных операций при переключениях	137
3.5. Переключения в схемах со сборными шинами	142
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	148
ПРИЛОЖЕНИЕ	149

Учебное издание

Миронова Елена Анатольевна

**ОСНОВЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

Учебное пособие

Кафедра электрических станций КГЭУ

Редактор *С.Н. Чемоданова*
Компьютерная верстка *Т.И. Лунченкова*

Подписано в печать 31.01.2019.

Формат 60×84/16. Бумага «Business». Гарнитура «Times». Вид печати РОМ.
Усл. печ. л. 8,77. Уч.-изд. л. 7,74. Заказ № 225/эл.

Редакционно-издательский отдел, 420066,
Казань, Красносельская, 51