ПРИЧИНЫ И ПОСЛЕДСТВИЯ АВАРИЙ И ОТКАЗОВ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

АВТОР:

САМОРОДОВ Ю.Н.,
К.Т.Н.,
ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

Проблема надежности оборудования электростанций по-прежнему остается одной из самых актуальных в современной электроэнергетике. Аварии и отказы любого электрооборудования проводят к большим, иногда катастрофическим потерям. Это особенно актуально для России – страны с огромными расстояниями и холодным климатом, – где электроэнергетика является одним из краеугольных камней экономики. Вспомним аварию 25 мая 2005 г. в энергосистеме Москвы, в результате которой на несколько часов была отключена подача электроэнергии в несколько районов Москвы, Подмосковья, а также Тульской, Калужской и Рязанской областей. Информация о технологических нарушениях и причинах их возникновения должна быть доступна специалистам электростанций, заводов-изготовителей и ремонтных организаций. На чужих ошибках нужно и можно учиться.

Ключевые слова: турбогенератор, статор, ротор, авария.

Разрушение торцевой зоны генератора ТВМ-500

ВВЕДЕНИЕ

Не секрет, что в своей деятельности персонал практически каждой электростанции сталкивается или сталкивался с проблемными ситуациями, требующими быстрого принятия решения, и порой ошибался из-за отсутствия информации об аналогичных авариях и инцидентах на других станциях. Информация о технологических нарушениях и причинах их возникновения должна быть доступна специалистам электростанций, заводов-изготовителей и ремонтных организаций. На чужих ошибках нужно и можно учиться. Правильное определение дефектов, которые стали причиной технологических нарушений в работе турбогенераторов, позволяет избежать повторения аналогичных аварий или инцидентов и разработать эффективные мероприятия по их предупреждению. В противном случае намеченные мероприятия могут оказаться бесполезными или даже вредными.

1. АНАЛИЗ АВАРИЙ И ОТКАЗОВ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

1.1. СТАТИСТИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ОБ АВАРИЯХ И ОТКАЗАХ

В данной работе представлены результаты анализа 576 актов расследования технологических нарушений в работе турбогенераторов за период 2001–2005 г. [1].

Было установлено следующее:

- среднее арифметическое значение удельной повреждаемости составило 7,81% / год (примерно 8 повреждений в год на 100 работавших машин), а по конкретным типам турбогенераторов — от 1,94% / год (машины типа Т2-12-2) до 153,33% / год (машины типа ТВМ-500);
- в работе статоров произошло 118 технологических нарушений (20,5% от общего числа). Удельная повреждаемость составила = 1,6% / год в среднем по всем типам машин. Наиболее ненадежными были статоры у турбогенераторов типа ТЗВ-800-2, ТВМ-500, ТГВ-500. У машин типа ТВВ-800, ТГВ-200-М и ТГВ-200-2М, ТЗВ-63-2, Т-32-2В3 удельная повреждаемость статоров была повышенной. Безаварийно работали статоры в генераторах ТГВ-300, ТВМ-300, ТВВ-160-2Е, ТВ2-150-2, ТВФ-63-2Е, ТВ-50, ТВС-32; конечно, в них были дефекты, но они не успели привести к технологическим нарушениям в работе прежде, чем генератор был выведен в ремонт.

Причинами нарушений в работе статоров явились дефекты 14 сборочных единиц, в том числе выводов (35,6%), стержней обмоток и соединительных шин (24,6%), систем охлаждения обмоток (10,2%), систем крепления обмоток (6,9%), сердечников (6,9%). В одном случае причиной нарушения были неправильные действия персонала.

Основными дефектами выводов явились:

- применение уплотнительных элементов, изготовленных из резины низкого качества;
- неправильная установка резиновых уплотнительных элементов при ремонтах;
- ослабление крепления фланца вывода к корпусу генератора;
- увлажнение изоляции выводов.

Основными дефектами стержней явились:

- заводской технологический дефект корпусной изоляции;
- истирание изоляции и полых проводников;
- увлажнение изоляции;
- излом, трещина, забоина корпусной изоляции;
- нарушение герметичности системы водяного охлаждения обмотки статора.

Нарушения приводили к следующим наиболее типичным последствиям:

- пробой изоляции на землю — 22,9%;
- межфазное короткое замыкание — 16,9%;
- течи дистиллята — 19,8%;
- утечка водорода — 34,2%;
- остальное (расплавление контактных соединений, снижение сопротивления изоляции и т.п.) — 6,2%.

В 2001–2005 гг. произошло 74 технологических нарушения в работе роторов (12,8% от общего числа). Удельная повреждаемость составила в среднем = 1,0% / год. Наиболее ненадежными были роторы у турбогенераторов типа ТВВ-800 Е, ТВМ-500, ТГВ-500, ТВМ-300. У машин типа ТЗВ-800-2, ТГВ-300, ТЗВ-63-2, Т-32-2В3, а также новых типов удельная повреждаемость роторов была повышенной. Безаварийно работали роторы в генераторах ТВВ-320-2, ТВВ-160-2Е, ТЗВ-110-2 и ТЗВ-63-2, ТВ2-100-2,

ТВФ-63-2Е, ТЗВ-110-2 и ТЗВ-63-2, ТВ-50, ТГВ-25, Т2-25-2, Т2-12-2, Т-6-2 и Т2-6-2, а также в машинах зарубежного производства; конечно, в них были дефекты, но они не успели привести к технологическим нарушениям в работе прежде, чем генератор был выведен в ремонт.

Причинами нарушений в работе роторов явились дефекты 7 сборочных единиц, в том числе: катушек обмоток (33,8%), контактных колец (27,0%), токоподводов (25,7%), бандажных колец (5,4%), остальное (8,1%) .

Основные дефекты обмоток, приводившие к нарушениям:

- увлажнение витковой изоляции;
- загрязнение корпусной изоляции;
- усталостные трещины на витках катушек;
- нарушение паек;
- эрозионный износ медных втулок водоподвода системы охлаждения обмотки.

Основная причина повреждений токоподводов — нарушение требований и норм Типовой инструкции по эксплуатации и ремонту узла контактных колец и щеточного аппарата [2], в том числе:

- низкое качество контакта между шиной и токоведущим болтом;
- низкое качество контакта между токоведущим болтом и токоведущим стержнем.

Основные причины повреждений контактных колец:

- ослабление посадки кольца;
- загрязнение изоляции;
- повышенная вибрация хвостовика вала ротора.

Основная причина повреждений бандажных колец:

- коррозионное растрескивание.

Нарушения приводили к следующим наиболее типичным последствиям:

- расплавление токоподводов — 20,2%;
- снижение сопротивления изоляции и замыкание на корпус — 18,6%;
- повышение вибрации — 13,6%;
- витковое замыкание с локальным расплавлением — 8,5%;
- расплавление или разрыв витков — 8,5%;
- повреждение контактных колец — 6,8%;
- повреждение бандажных колец — 5,1%;
- течи дистиллята — 10,2%;
- утечка водорода — 5,1%.

Доля остальных последствий (повреждение изоляции, круговой огонь и т. п.) составила 3,4%.

СЕЧЕНИЯ, ПО КОТОРЫМ РАЗДЕЛИЛСЯ ВАЛ РОТОРА

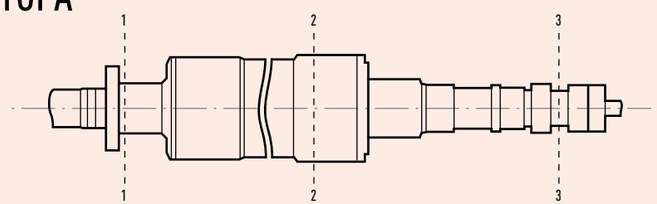

Рис. 1

УДАРНАЯ ДЕФОРМАЦИЯ ЗУБЦОВ

Рис. 2

Рис. 3.
Отпечатки лобовых частей верхних витков

1.2. КАТАСТРОФИЧЕСКИЕ АВАРИИ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

Катастрофические аварии турбогенераторов, хотя количество их невелико, неоднократно имели место в истории электроэнергетики. Автору довелось быть членом комиссий по расследованию нескольких катастрофических аварий на ГРЭС. Ниже приведены описания двух из них.

Каширская ГРЭС. Турбогенератор типа ТВМ-300, 20 кВ, 3000 об/мин был изготовлен и введен в эксплуатацию в 1968 г. Хладагентом в статоре является турбинное масло. В 1994 г. в турбогенератор был установлен новый ротор с титановыми бандажными кольцами. В 1999 г. из-за возникших дефектов одно из колец заменили новым, также из титанового сплава. Во время капремонта в 2002 г. кольцо не снимали и не подвергали дефектоскопии.

Авария произошла 5 октября 2002 года в 15.31, через 11 суток после окончания капремонта. В течение этих 11 суток энергоблок работал без замечаний с нагрузкой Р = 235 МВт.

В результате аварии произошло разрушение генератора и турбины, повреждение фундамента турбоагрегата, колонн стеновых ограждений со стороны турбогенератора. В результате возникшего пожара в 4 пролетах обрушилась кровля машинного зала.

Обгорела и получила механические повреждения 21 сборка 0,4 кВ. Выведены из строя приборы, датчики, манометры, электроприводы — около 300 единиц. Сгорели контрольные и силовые кабели общей длиной 15 км.

Бандажное кольцо ротора разделилось на 4 массивных фрагмента, которые упали на нулевую отметку. Ротор турбогенератора разделился на 4 фрагмента по 3 сечениям (рис.1):

сечение 1 — по галтели посадочной поверхности втулки вентилятора, установленного на стороне турбины; на поверхности излома обнаружена кольцевая усталостная трещина и зона долома;

сечение 2 — зона радиальных отверстий подвода и отвода дистиллята для охлаждения обмотки ротора; поверхность излома имеет грубый кристаллический характер; обнаружены трещины коррозионно-усталостного происхождения;

сечение 3 — сечение в зоне контактных колец; излом имеет хрупкий характер.

Кроме того, валопровод турбины разрушился во многих местах.

Защита блока работала без замечаний, в штатном режиме. Генератор был отключен от сети защитой от замыкания на землю, и лишь после этого началось разрушение генератора и турбины.

Зубцы крайнего пакета активной стали на длине до 250 мм, считая от нажимных пальцев, на стороне контактных колец деформированы, завальцованы и оплавлены. Многие зубцы изогнуты по направлению вращения ротора в зоне крайнего пакета и сместились относительно нажимных пальцев в результате стопорения обломком (рис. 2), при этом 15 зубцов изогнулись петлей. В одном из зубцов на расстоянии 20 мм от нажимного пальца был обнаружен обломок бандажного кольца размером 25х15 мм, вошедший

в расщеп зубца на глубину 26–27 мм. Два обломка размером 100x120 мм и 160x600 мм были найдены в лобовых частях обмотки статора.

Комиссия по расследованию пришла к выводу, что причиной аварии турбоагрегата в целом явилось разрушение ротора генератора в конструктивно и технологически ослабленном узле водоподвода из-за динамического удара и тормозящих усилий, возникших при разрушении бандажного кольца. Причиной же катастрофических последствий аварии для турбины явилось наличие возникших в процессе эксплуатации усталостных трещин крутильного характера в роторе генератора в районе подшипника № 6. Одна из этих трещин достигла критического размера и привела к мгновенному хрупкому долому вала под вентилятором. Это вызвало появление тормозящих и поперечных сил в ЦСД и ЦНД турбины, что привело к множественному разделению валопровода турбоагрегата.

Основные последствия аварии: замена турбины, генератора, инфраструктуры энергоблока, восстановление кровли машзала.

Рефтинская ГРЭС. Турбогенератор типа ТВМ-500-2, 20 кВ, 3000 об/мин, введен в эксплуатацию в 1980 году. Хладагентом в статоре является турбинное масло. Повредившееся бандажное кольцо из коррозионно-нестойкой стали было установлено в 1993 году. Последний капитальный ремонт генератора был закончен в марте 2005 года. В 2005 г. бандажи подвергались контролю со снятием. Одно кольцо было забраковано и заменено. Второе кольцо (разрушившееся), несмотря на большое число обнаруженных дефектов, было оставлено в работе. Одна часть выявленных дефектов по согласованию с заводом-изготовителем были устранена путем проточки, другая была заглажена резцом и оказалась невидимой. Однако завод не потребовал проведения дефектоскопии после проточки, а электростанция на этом основании отказалась от ее проведения. Кольцо было введено в работу с неудаленными дефектами.

Авария произошла 20 декабря 2006 года в 04.54 при нагрузке 430 МВт в процессе ее набора. Сработали «Продольная дифференциальная защита генератора», «Продольная дифференциальная защита блока», «Защита от короткого замыкания обмотки ротора», «Газовая защита блочного трансформатора». Генератор отключился от сети.

Защиты работали правильно в штатном режиме. Генератор отключился от сети с гашением поля ротора, закрылись стопорные и регулирующие клапаны.

Началом аварии явилось короткое замыкание в обмотке низкого напряжения блочного трансформатора. Генератор лишился нагрузки, что равносильно трехфазному КЗ, в обмотке статора стал протекать ударный ток короткого замыкания. Число оборотов ротора стало увеличиваться, что привело к разрыву дефектного бандажного кольца на стороне возбудителя. Свидетельством увеличения воздействия центробежных сил на кольцо являются отпечатки лобовых частей на внутренней поверхности кольца (рис. 3). А ведь между кольцом и лобовыми частями обмотки ротора были уложены два слоя подбандажной изоляции толщиной 4 мм каждый.

Комиссия предположила, что причиной аварии явился разрыв кольца, а его отделившийся фрагмент,

Рис. 4.
Вид на блок ТВМ-500 со стороны торца машзала

разрушив изоляцию лобовых частей, вызвал трехфазное КЗ и дугу. Но при детальном анализе фотографий кольца и его фрагмента не было обнаружено никаких следов электрической дуги на наружной поверхности бандажного кольца. На наружной поверхности фрагмента кольца также отсутствовали какие-либо оплавления. Следовательно, кольцо разорвалось уже после возникновения трехфазного КЗ на выводах статора.

Ударом фрагмента бандажного кольца, имевшего массу 350 кг, сорвало торцевой щит генератора на стороне возбудителя (см. с. 70), что привело к выбросу масла из статора и возникновению пожара.

При пожаре в результате температурного воздействия на металлоконструкции ферм перекрытий и подстропильную балку по ряду А в осях 19–20 произошла недопустимая деформация балки, разрушение сварных швов крепления балки к опорному столику и ее обрушение, что привело к падению блок-фермы в осях 19–20 машзала. Так как блок-фермы объединены в жесткую конструкцию, упавшая ферма обрушила перекрытие машзала в осях 16–20, общая площадь обрушения составила около 2500 м^2.

Обрушившаяся часть кровли упала на корпус турбины, генератора и возбудителя (рис. 4). В результате короткого замыкания произошло разрушение бака трансформатора с разрывом ребер жесткости, раскрытием нижнего разъема, образованием трещины в верхней части бака по сварному шву, что привело к вытеканию масла и его загоранию.

Основные последствия аварии: замена генератора, турбины, возбудителя, восстановление кровли машзала.

2. ОШИБКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО И РЕМОНТНОГО ПЕРСОНАЛА

2.1. ОШИБКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ПЕРСОНАЛА

Эксплуатационный персонал ошибался при проведении регламентных работ, либо принимал неправильные решения при возникновении нештатных ситуаций, либо просто допускал халатность. Наиболее проблемными для него являются ЩКА, уплотнения вала и подшипники. На их долю пришлось соответственно 38,2% и 18,8% от числа всех аварий и отказов. Часто ошибался персонал и при обслуживании статоров.

Примеры ошибок эксплуатационного персонала, приводивших к авариям и отказам статоров

Турбогенератор типа ТГВ-500. Произошло аварийное отключение генератора защитой от замыкания на землю из-за пробоя изоляции лобовой части верхнего стержня на землю. За день до аварии температура стержня выросла выше 125 °С, начиная от 68 °С, за 30 минут, поэтому термопреобразователь был отключен из-за предположительной неисправности в соответствии с техническим решением № 25/494 технического руководителя электростанции.

Три основные причины аварии состоят в следующем:

– стержень был изготовлен заводом с дефектами сплошных и полых проводников, из-за чего произошел излом 7 сплошных проводников, перегрев токоведущей части, вскипание дистиллята, прекращение протока

ISSE
INTEGRATED SAFETY & SECURITY EXHIBITION
КРУПНЕЙШАЯ ГОСУДАРСТВЕННАЯ ВЫСТАВКА ПО БЕЗОПАСНОСТИ
VII международный салон
КОМПЛЕКСНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ 2014
Москва, Всероссийский выставочный центр, павильоны № 75 и № 69
20 - 23 мая
Тематические разделы
Пожарная безопасность
Средства спасения
Техника охраны
Безопасность границы
Защита и оборона
Промышленная безопасность
Комплексная безопасность на транспорте
Ядерная и радиационная безопасность
Информационные технологии
Экологическая безопасность
Медицина катастроф
реклама
WWW.ISSE-RUSSIA.RU

дистиллята, длительное термическое разрушение изоляции и, как следствие, пробой изоляции на землю;
– стержень был плохо закреплен во время замены полутора годами ранее, из-за чего частота собственных колебаний лобовой части стержня оказалась близкой к 100 Гц; в результате возник резонанс колебаний, и амплитуда изгиба проводников существенно увеличилась;
– генератор не был своевременно отключен для выяснения причины роста температуры стержня.

Ошибка персонала: неправильное определение причины роста температуры стержней.

Турбогенератор типа ТВВ-200-2А.
Дефект (некачественная пайка перемычек) был обнаружен еще в 2003 г. перед пуском по окончании простоя энергоблока в резерве. При измерении сопротивления изоляции обмотки ротора было обнаружено замыкание обмотки на землю. После снятия бандажного кольца было обнаружено, что в процессе работы распаялась одна из нижних перемычек в лобовых частях обмотки ротора и расплавленная медь натекла на подбандажную изоляцию, обуглила ее и обожгла бандажное кольцо из титанового сплава.

Кольцо было снято и отправлено в ремонт на завод-изготовитель. Натекшая медь легко отделилась от кольца, какие-либо значительные дефекты не были обнаружены. После возвращения кольцо было установлено на резервный ротор, в котором ремонтная организация произвела полную замену обмотки. При этом не был выявлен и устранен заводской дефект одного паяного соединения в обмотке. Ротор по окончании ремонта и сборки длительное время находился на хранении в машинном зале электростанции.

После расконсервации, ревизии и испытаний ротор установили в другой турбогенератор. Из-за задержки с поставкой новой системы рабочего возбуждения после пуска машина стала работать с резервной системой возбуждения без ограничений по режимам в течение 6,5 месяцев вплоть до аварии. При пусковых испытаниях новой рабочей системы возбуждения внезапно резко увеличилась вибрация на подшипнике № 6, и температура вкладыша уплотнения вала выросла до 135 °С. Машина была отключена от сети. При осмотре разобранного уплотнения обнаружили оплавление вкладыша. Уплотнение было заменено, а его корпус был изолирован от «земли». Сопротивление изоляции обмотки ротора после останова составляло 1 МОм. Но после замены вкладыша (ротор остыл во время ремонтных работ) сопротивление изоляции обмотки ротора по непонятной причине снизилось до 50 кОм, поэтому персонал предположил, что произошло ее увлажнение. Турбогенератор был выведен на номинальные обороты без подачи возбуждения с целью высушить изоляцию обмотки ротора на оборотах. Через 4 минуты энергоблок был аварийно остановлен со срывом вакуума из-за резкого, более чем в 10 раз, роста вибрации на всех подшипниках турбоагрегата. После вскрытия верхних полущитов генератора

Рис. 5.
Разрушение лобовых частей обмотки статора разрушенным бандажным кольцом ТВВ-200-2А

обнаружили разрушение бандажного кольца ротора, лобовых частей обмоток ротора и статора (рис. 5).

Авария возникла вследствие двух причин:

– из-за расплавления перемычки между лобовыми частями верхних витков катушек № 8 и № 9 из-за заводского дефекта пайки, не обнаруженного во время замены обмотки, что привело первоначально к возникновению одноточечного замыкания обмотки ротора на бандажное кольцо. Замыкание не было обнаружено, потому что генератор работал на резервном возбуждении, но в нарушение требования ПТЭ система не была оборудована защитой от 2-точечного замыкания на землю. Переходное сопротивление обуглившейся подбандажной изоляции было достаточно большим, чтобы его можно было обнаружить традиционным методом с помощью ключа на БЩУ, такая проверка производится 2 раза в сутки;
– из-за возникновения второй точки замыкания в системе возбуждения при монтаже новой системы рабочего возбуждения.

Ошибки персонала:

– в течение длительного времени допускалась работа турбогенератора на резервном возбуждении без оснащения его защитой от двойного замыкания;
– неверное определение причины снижения сопротивления изоляции обмотки ротора, и принятие неверного решения по устранению дефекта.

Турбогенератор типа ТВФ-63-2.
До отключения генератора в статоре была зафиксирована высокая влажность водорода. Температура точки росы доходила до 28 °С при норме 15 °С, не более.

Машина отключилась продольной дифзащитой при наборе нагрузки. На момент срабатывания защиты нагрузка составляла всего 7 МВт. Произошел пробой изоляции с возникновением дуги в межфазной зоне.

Причинами явились:

– истирание корпусной изоляции лобовых частей обмотки деталями системы крепления;
– повышенная влажность водорода, что привело к пробою.

От воздействия токов короткого замыкания (36,7 кА) и электрической дуги выгорела часть сечения 2 верхних и 4 нижних стержней.

Ошибки персонала:

– низкое качество дефектации обмотки статора;
– не приняты меры по уменьшению влажности водорода;
– допущена работа механически поврежденной корпусной изоляции в условиях повышенной влажности водорода.

2.2. ОШИБКИ ПЕРСОНАЛА РЕМОНТНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ

При выполнении следующих конкретных работ персонал ремонтных организаций наиболее часто допускал ошибки, приводившие к авариям и отказам (в процентах от общего числа ошибок):

– установка прокладки — 61,9%;
– установка накидной гайки — 7,1%;
– установка резинового шнура — 4,6%.

Сборочные единицы турбогенератора, на которых персонал ремонтных организаций допустил ошибки, приведшие к авариям и отказам:

– вывода — 52,4%;
– стержни и шины — 28,6%;
– охладители — 7,2%;
– корпусные детали — 4,7%;
– активная сталь — 2,4%;
– трубопроводы — 2,4%.

Примеры ошибок персонала ремонтных организаций при работах на статоре

Турбогенератор типа ТВВ-200-2А.
От последнего ремонта до возникновения нарушения прошел 1 год 7 месяцев.

Увеличилась суточная утечка водорода из корпуса генератора до 15 мм рт.ст./час. При поиске мест утечки Были выявлены и устранены три места выхода водорода, однако величина суточной утечки не снизилась.

При увеличении суточной утечки из корпуса генератора до 25 мм рт.ст./час (12%) генератор был отключен по аварийной заявке.

После снятия торцевых щитов была проведена опрессовка обмотки статора давлением 10 кг/см^2, во время которой наблюдалась обильная течь воды внизу лобовых частей со стороны «В». После вывода ротора и выемки двух верхних стержней обмотки было обнаружено выпадение дистанционной стеклотекстолитовой распорки, установленной между этими стержнями. Распорка продолбила насквозь термореактивную изоляцию и полые проводники двух нижних стержней с образованием отверстия

в одном из них под действием рабочей вибрации.

Ошибка ремонтного персонала: недозапечка препрега, установленного ремонтной организацией вместе с распоркой между лобовыми частями верхних стержней, из-за чего распорка оказалась не приклеенной к широким граням лобовых частей. Распорка выпала под воздействием рабочей вибрации обмотки статора.

Турбогенератор типа ТВФ-120-2. От последнего капремонта до возникновения нарушения прошел 1 год и 4 месяца.

ТГ отключился защитой «Повышение виброскорости подшипников» № 7 — 11,2 мм/с; № 6 — 7,1 мм/с с загоранием сигнального табло на ГЩУ «Вибрация подшипников недопустима». Одновременно с этим на ГЩУ появился сигнал «Защита от замыкания на землю в цепях возбуждения ТГ». При этом оперативный персонал предположил, что защита по повышению вибрации работала ложно, и вывел её. В этот момент турбина имела частоту вращения 2100 об/мин. Был начат набор оборотов, и частота вращения достигла 3000 об/мин, после чего турбоагрегат был остановлен.

Причиной аварии явился плохой контакт между контактным винтом, шиной токоподвода и токоведущим болтом.

В результате аварии возникли следующие повреждения:

- тепловой прогиб ротора генератора, вызванный нагревом с последующим расплавлением контактного винта в зоне крепления обмотки ротора с токоведущим болтом;
- расплавление верхней части токоведущего болта (на 50 мм), контактного винта (полностью), расплавление конца гибкой шины на участке её соединения с токоведущим болтом.

В частной беседе с одним из руководителей ремонтной организации выяснилось, что ошибку допустил молодой малоопытный слесарь, которому поручили в процессе капремонта произвести сборку токоподвода, при этом действия его никто не контролировал.

3. НЕДОСТАТКИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ

Комиссиями по расследованию назывались следующие классификационные признаки причин нарушений [1]:

- недостатки эксплуатации (несоблюдение регламента технического обслуживания) — 58,3%;
- недостатки ремонта — 28,2%;
- недостатки изготовления — 13,5%.

Однако, несмотря на небольшое число аварий из-за недостатков изготовления, аварии турбогенераторов были тяжелыми и требовали длительного дорогостоящего ремонта. Как правило, они были вызваны ошибками проектов и нарушениями технологии.

Примеры аварий, произошедшие из-за дефектов, допущенных заводами-изготовителями

Межфазное КЗ в генераторе ТЗВ-800-2 произошло между двумя наконечниками лобовых частей выводных стержней обмотки статора на стороне «В» в зоне 1 часа. Возникли следующие повреждения:

- расплавлен выводной верхний стержень в месте КЗ и частично — сопредельный нижний выводной (рис. 6);
- оплавлены штуцеры водоподвода 10 головок обмотки;
- разрушены 3 проходных изолятора линейных выводов;
- покрыты копотью лобовые части статора, бандажный узел и поверхность бочки ротора со стороны возбудителя.

Причиной КЗ явился усталостный излом элементарных проводников в месте припайки их к наконечнику верхнего выводного стержня из-за большой амплитуды циклических деформаций изгиба вследствие возникшего резонанса колебаний соединительной шины.

В данном случае это прямая вина завода, специалисты которого давно знали о дефекте конструкции, но упорно скрывали данный факт. Лишь после аварии в 2004 г. на новом турбогенераторе ТВВ-800-2Е они были вынуждены раскрыть секрет дефекта и официально предложить мероприятия по его предупреждению.

Авария турбогенератора ТВВ-800-2Е. Нарушение произошло через несколько суток после пуска. Машина была отключена защитами: «Поперечная дифзащита генератора», «Продольная дифзащита генератора», «Резервная дифзащита блока». Работала защита от замыкания на землю обмотки статора.

В результате аварии возникли следующие повреждения:

- расплавлен участок стержня № 8В на всё сечение на длине 120 мм и его наконечник;
- расплавлен участок стержня № 24Н и его наконечник на 3/4 сечения на длине 120 мм;

Рис. 6.
Усталостный излом и расплавление проводников и наконечника выводного стержня

- расплавлен наконечник стержня № 7В с прогаром коробки головки;
- расплавлен участок наконечника стержня № 21В.

Причина КЗ является типовой усталостный излом элементарных проводников в месте припайки их к наконечнику верхнего выводного стержня в зоне 1 часа из-за большой амплитуды циклических деформаций изгиба вследствие возникшего резонанса колебаний соединительной шины.

Турбогенератор типа ТВВ-800-2Е. Нарушение произошло через несколько суток после пуска в эксплуатацию нового блока. Машина была отключена действием защит: «Поперечная дифзащита генератора», «Продольная дифзащита генератора», «Резервная дифзащита блока». Работала защита от замыкания на землю обмотки статора. Через 55 сек. после отключения сработала сигнализация о появлении воды в указателе жидкости со стороны «В» и через 4 мин. — в указателе жидкости со стороны «Т» генератора. Начато дренирование воды из корпуса генератора, так как персонал заметил интенсивное поступление в него воды.

В результате аварии возникли следующие основные повреждения:

- выплавлен участок выводного верхнего стержня на всё сечение на длине 120 мм и наконечник;
- выплавлен участок нижнего выводного стержня и его наконечник на 3/4 сечения на длине 120 мм;
- выплавлены наконечники двух других верхних стержней;
- лобовые части, элементы конструкции крепления лобовых частей, торцевые щиты, силовые элементы крепления железа статора и внутренняя поверхность корпуса генератора покрыты значительным количеством сажи.

Причина — дефект конструкции, заключающийся в том, что частота собственных колебаний свободной или слабо закрепленной соединительной шины КЗА лежит в пределах 95–105 Гц. Вследствие этого возникает резонанс колебаний соединительной шины при ослаблении её закрепления в шинодержателях. Из-за разрыва параллельной ветви возникает дуга, которая расплавляет проводники и наконечник, а также прожигает изоляцию сопредельного выводного нижнего стержня и вызывает межфазное замыкание.

Новый турбогенератор типа ТФ-125-2 с воздушным охлаждением. После пуска машины персоналом было обнаружено, что при увеличении реактивной нагрузки возникает тепловой прогиб ротора генератора, который приводит к следующим проблемам:

- при увеличении реактивной нагрузки происходит увеличение вибрации на подшипниках №№ 7 и 8 (турбинный и генераторный) преимущественно в вертикальном направлении в 2 и более раза;
- при реактивной нагрузке 60 Мвар возрастает вибрация наружного контактного кольца в поперечном направлении;
- на выбеге из «горячего» состояния при реактивной нагрузке 60 Мвар на критических оборотах существенно увеличивается вибрация на подшипниках №№ 7 и 8 (до 140 мкм).

По рекомендации завода для уменьшения вибрации на подшипник № 8 установили ящик с дробью весом 600 кг. Вибрация хотя и уменьшилась, но всё равно оставалась большой. Следует отметить, что крышка подшипника деформировалась со всеми вытекающими последствиями.

Не дожидаясь окончания гарантийного срока, несмотря на сопротивление завода, генератор был выведен в ремонт. При визуальном и эндоскопическом обследовании ротора, а также при испытании на продуваемость было установлено, что он был изготовлен с дефектными (зауженными) каналами выхода горячего воздуха из полукатушки, лежащей в пазу № 24.

Существенно недостаточный расход воздуха через эту полукатушку вызывал ее перегрев и, как следствие, — деформацию бочки ротора.

Деформация бочки приводила к увеличению уровня вибрации при работе генератора с реактивной нагрузкой. Дальнейшая эксплуатация ротора с указанными дефектами без их устранения была признана недопустимой. Для устранения дефекта рекомендовано произвести реконструкцию ротора в условиях завода. Несмотря на сопротивление главного конструктора, ротор был отправлен на завод и реконструирован в рамках гарантийного ремонта. Гарантийный срок на ротор был продлен. В настоящее время ротор работает без каких-либо замечаний по вибрации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Число технологических нарушений в работе отдельных электростанций неоправданно велико и во многом определяется недостатками эксплуатации машин, имеющих дефекты.
2. Результаты статистического анализа технологических нарушений в работе турбогенераторов не подтвердили распространенное мнение об увеличении числа аварий и инцидентов у машин с большими и весьма большими сроками эксплуатации. В то же время следует отметить, что степень износа сборочных единиц и систем таких турбогенераторов, определяемая во время плановых ремонтов, иногда оказывалась весьма значительной и в ряде единичных случаев, когда не удавалось полностью устранить дефекты, она определяла возникновение технологических нарушений. Но тем не менее следует признать, что запасы прочности, заложенные когда-то в конструкцию многих типов турбогенераторов, и по сей день оказываются достаточными для того, чтобы машины безаварийно работали в течение межремонтных периодов продолжительностью 5–7 лет.
3. Следует выделить 4 самые острые проблемы, от решения которых зависит резкое снижение числа технологических нарушений в работе турбогенераторов: 1) применение некондиционной резины для изготовления уплотнительных элементов; 2) применение электрощеток низкого качества; 3) несоблюдение норм при сборке токоподводов в роторах; 4) отсутствие технологий гарантированного обеспечения герметичности систем водяного охлаждения обмоток статоров.
4. Работа турбогенераторов в регулировочном графике не приводила к увеличению числа нарушений.
5. Анализ не установил какого-либо влияния старения изоляции обмоток статоров турбогенераторов как физико-химического процесса на увеличение числа аварий и инцидентов у машин не только с водородным, но и с воздушным охлаждением. Старение изоляции, вне всякого сомнения, имеет место, но скорость его развития достаточно низка для того, чтобы сказаться на увеличении аварийности в течение 30–50 лет.
6. Значительная часть технологических нарушений (более 37%) произошла в работе сборочных единиц активной зоны — статора и ротора. Последствия некоторых аварий были весьма тяжелыми.
7. Крупные турбогенераторы мощностью от 150 до 800 МВт имели весьма высокую удельную повреждаемость, в значительной мере определяемую недостатками конструкции и изготовления.

ЛИТЕРАТУРА

1. Самородов Ю.Н. Дефекты генераторов. — М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2005.
2. РД 153-34.0-45.510-98 Типовая инструкция по эксплуатации и ремонту узла контактных колец и щеточного аппарата турбогенераторов мощностью 63 МВт и выше. — М.: СПО ОРГРЭС, 2000.
3. Повреждения генераторов электростанций МЭС за 1949–1955 гг.: информационные материалы. / Л.А. Белова, Л.С. Линдорф, Л.Г. Мамиконянц. — М.-Л.: Госэнергоиздат, 1957.
4. Обзор работы крупных генераторов на электростанциях СССР и за рубежом / Линдорф Л.С., Голоднова О.С., Мышенкова Н.К., Орлов Ю.Н., Плясуля И.П. — М.: БТИ ОРГРЭС, 1957.