

Научно-технический журнал  
Издается с 1997 года

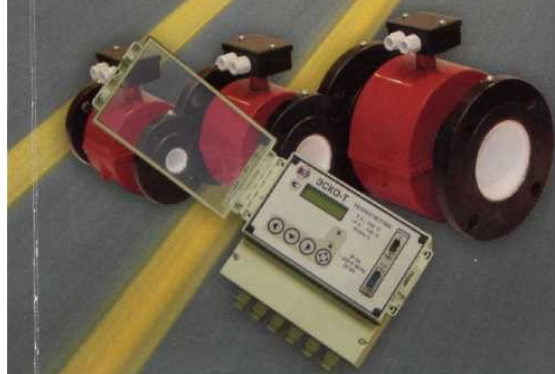
# ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И ВОДОПОДГОТОВКА

2004 № 4

**ЭНЕРГОСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ ЭЭ**

ИННОВАЦИИ ПРОФЕССИОНАЛОВ ДЛЯ ВАС

// [WWW.ESCO3E.RU](http://WWW.ESCO3E.RU)



ЭЭ

Энергосервисная  
компания ЭЭ

■ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

■ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ

■ ЭНЕРГОПЕРСПЕКТИВА

# ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ

## ОСОБЕННОСТИ ПОВРЕЖДЕНИЙ СТАРЕЮЩЕГО ПАРКА ПАРОВЫХ ТУРБИН

Инж. А.А.ПОЗДЫШЕВ; к.т.н. В.С.РАБЕНКО; д.т.н., профессор А.В.МОШКАРИН ( РП ЦЭТН - ИГЭУ)

*В работе рассмотрены проблемы надежности стареющего парка турбин ТЭС и дан анализ повреждаемости вследствие эрозийного и коррозионного процессов.*

В настоящее время 82% мощностей паровых турбин ТЭС России выработало свой парковый ресурс [1]. Ближайшая перспектива развития отечественной энергетики связана с внедрением газотурбинных и парогазовых технологий. К 2015 году планируется ввод ГТУ и ПГУ мощностью 23 млн. кВт, однако их доля не превысит 4,6% общей мощности ТЭС и АЭС и в несколько раз ниже мощности ввода на основе паровых турбин. К концу рассматриваемого периода более половины мощностей действующего сегодня теплосилового оборудования будет находиться в эксплуатации в большинстве случаев по индивидуально установленному ресурсу. Это говорит о том, что значительная часть стареющего парка оборудования, в том числе и турбин, требует особого отношения с точки зрения его надежности и живучести.

Проблема эксплуатации паровых турбин за пределами паркового ресурса глобальна и характерна для всех без исключения стран [2,3]. Эксплуатация стареющего оборудования выявляет новые факты снижения надежности элементов паровых турбин, на которые следует обратить внимание сегодня, так как завтра они станут нарастать лавинообразно и не позволят осуществить намеченные планы прироста мощности.

Мировой опыт свидетельствует о том, что диагностика состояния и последующее устранение дефектов оборудования требует на порядок меньших затрат, чем на строительство новых энергоустановок [2]. Именно поэтому проблема продления срока службы стареющего оборудования ТЭС в ближайшее время с позиций надежности и аварийности работы оборудования будет обостряться.

Анализ уровня надежности паровых турбин ТЭС ОАО РАО «ЕЭС России» за период с 2000 г. по 2002 г. приведен в работе [4].

В предлагаемой читателю статье авторы попытались проанализировать факты повреждаемости стареющего парка паровых турбин и выявить их характерные причины за последние 3-4 года.

В 2003 году на электростанциях РАО «ЕЭС России» имел место 271 инцидент на паровых турбинах, связанный с повреждениями узлов и деталей агрегатов (табл.1), что выше уровня 2002 года на 2,6%.

Статистика свидетельствует, что наиболее уязвимыми элементами паротурбинных установок являются системы регулирования, парораспределения, защитные органы и системы. Их доля в общем количестве инцидентов по паровым турбинам с 2001 года выросла с 37,1% до 43%. Значительная часть указанных

инцидентов (до 35%) происходит в первый год после капитального ремонта, что говорит о несовершенстве диагностики оборудования и недостаточном качестве его ремонта. В материалах расследования инцидентов стали чаще фигурировать недостатки в эксплуатации турбинных масел, напрямую влияющие на надежность работы систем регулирования и подшипников.

Таблица 1  
Повреждаемость паровых турбин в РАО «ЕЭС России»

Поврежденный элемент	Процент от общего числа повреждений	Процент от общего числа повреждений в 2003 г.
Маслосистемы	11,8	14,8
Проточная часть	8,1	10,1
Подшипники	9,5	10,5
Трубопроводы в пределах турбины	7,3	8,3
Регулирующие, управляющие и защитные устройства	43,2	43,0

В 2000 году на электростанциях «Центрэнерго» при отсутствии аварий произошло 36 учтенных формой 16-энерго случаев отказов паровых турбин. За указанный период из общего количества отказов на тепломеханическом оборудовании доля паровых турбин составила 10,84% (ср.: в 1999 г. их кол-во составляло 10,82%). В сравнении с количеством отказов по паровым котлам, которых было в 2000 году 272 (65,18% из числа отказов на тепломеханическом оборудовании) отказы на турбинах не столь многочисленны. Затратность восстановительных работ, а также оценка размеров упущенной выгоды от простоя турбинного оборудования в ремонте послужили поводом для проведения анализа повреждаемости механизмов, узлов и деталей паровых турбин на предприятиях Представительства «Центрэнерго» в 2000 г. Впервые анализ проведен на основании документации по расследованию инцидентов и актов дефектации турбин при их ремонтах. Исследованы документы 66 паровых турбин различных типов по 19 АО-энерго и АО-электростанциям «Центрэнерго». Имевшие место повреждения объединены в группы по виду (табл. 2-4).

Таблица 2  
Повреждаемость турбин ТЭЦ на докритические параметры пара

Элемент	Число отказов, %	Время восстановления, %
Проточная часть	9,7	33,7
Подшипники	16,1	19,6
Маслосистема	8,3	5,2
Регулирование	22,5	17,8
Парораспределение	12,7	8,4
Трубопроводы и арматура	11,4	4,1
Прочие элементы	10,4	11,1
Число отказов без повреждений	8,9	0,1
Итого:	100,0	100,0

В целом, уровень повреждаемости по элементам паровых турбин по 2000-2003 гг. достаточно стабилен. Настораживающим фактором является рост различных видов повреждений эрозионного и коррозионного характера.

Таблица 3  
Повреждаемость проточных частей турбин ТЭЦ

Источник повреждения	Число отказов, %	Время восстановления, %
Недостатки	45,5	42,4
Дефекты ремонта	10,3	4,9
Дефекты конструкции	18,2	12,1
Исчерпание ресурса	26,0	40,6
Итого:	100,0	100,0

Таблица 4  
Отказы турбин из-за недостатков эксплуатации

Элемент турбины	Число отказов, %
Проточная часть	27,3
Подшипники	18,1
Маслосистема	17,4
Регулирование	7,6
Парораспределение	12,8
Трубопроводы и арматура	9,4
Прочие	7,4
Итого:	100,0

**Эрозионно-коррозионные повреждения (ЭКП)** элементов проточных частей турбин приобрели массовый характер (табл.5). Это наиболее распространенный вид повреждений, затронувший около 40% обследованных турбин. Как показывают собранные материалы, чаще всего страдают ступени конденсационных турбин (тип: К; Т; ПТ) в зоне фазового перехода из перегретого пара в насыщенный. ЭКП подвержены диски рабочих колес у разгрузочных отверстий, посадочные места и разъемы диафрагм направляющих аппаратов и их обойм, гребни концевых уплотнений.

Очевидно, что рост ЭКП в последнее время обусловлен, прежде всего, увеличением времени работы турбин с частичными электрическими нагрузками при достаточно высоких теплофикационных, а также длительными простоями турбин в резерве.

Работа турбин типа Т и ПТ с малыми вентиляционными пропусками пара в конденсаторы неминуемо приводит к усилению эрозионного износа на периферийных участках входных кромок рабочих лопаток (РЛ) последних ступеней, а отрыв парового потока в прикорневой зоне по той же причине вызывает эрозионные повреждения выходных кромок РЛ. ....г

Пуски основного оборудования после длительного простоя в резерве всегда сопряжены с

появлением в тракте растворимых и нерастворимых примесей. Отсутствие консервации оборудования во время простоев, так же как некачественное ее проведение или несвоевременное проведение переконсервации, способствуют увеличению продолжительности выноса загрязнений в пароводяной тракт. Водорастворимые примеси в большинстве своем начинают проявлять разрушительное действие на лопаточный аппарат, начиная со ступеней, работающих в зоне фазового перехода. Механические примеси оказывают воздействие на весь лопаточный аппарат: с одной стороны, за счет своих абразивных свойств, а с другой - стимулируя формирование центров конденсации влаги (более раннее выделение жидкой фазы из двухфазного потока, усиливающее ударное воздействие капель, кавитационные явления, коррозионное растрескивание металла под напряжением).

Установленный заводами-изготовителями и нормативными документами регламент технического обслуживания турбин не предусматривает контроля за работой влагоудаляющих устройств (постоянно действующих дренажей цилиндров, паропроводов отборов, перепускных труб) в зоне влажного пара. В объем регламентных работ при плановых ремонтах не включаются проверка и очистка отверстий во влагоуловителях и пазуховых полостях ЦСД и ЦНД, ревизия обратных клапанов на дренажах цилиндров и трубопроводах отборов, осмотр и устранение дефектов вороночных устройств, препятствующих выбросу влаги при колебаниях давления в отопительных отборах.

Из-за наличия механических примесей в паре эрозионному износу подвержены и элементы парораспределения, регулирующие ступени (РС) и ступени давления ЦВД, заведомо постоянно работающие в зоне перегретого пара (Череповецкая ГРЭС, Сормовская ТЭЦ, Владимирская ТЭЦ, Ивановская ТЭЦ-3, ТЭЦ-26 и 25 Мосэнерго и ряд других). При работе на малых нагрузках, когда открыты 1-2 регулирующие клапаны (РК), больше страдает сопловой аппарат и РЛ РС ЦВД (на РС срабатывается максимальный тепловой перепад), а при нагрузках, близких к максимальным, в зону эрозионных повреждений могут войти ближние к РС ступени давления. Наличием механических примесей в паре можно объяснить и встречавшееся ранее крайне редко явление эрозии дисков у разгрузочных отверстий со стороны паровпуска (диск РС турбины Т-100 №3 Владимирской ТЭЦ).

Вид повреждения	Пострадавший элемент							Всего	
	Р	У	Д	РЛ	НЛ	Ц	П	шт	%
Эрозионные	3*	9	-	56**	20	7	2	97	25
Коррозионные	6	28	6	11	4	2	1	58	15
Механические	1	74	1	82	30	-	-	188	48
Отложения в проточной	-	2	4	31	8	1	-	46	12

Эрозионные повреждения практически всей проточной части стали ощутимыми на блоках 300 МВт Костромской, Рязанской и Конаковской ГРЭС, блоках К-300 и Т-250 электростанций Мосэнерго, работающих на кислородных водно-химических режимах, которые, по мнению специалистов, вдвое сокращают срок службы лопаточного аппарата в сравнении с гидразинным и гидразинно-аммиачным режимом [5].

Фактические повреждения в зонах фазового перехода полностью совпадают по характеру и внешнему виду описанным в РД 34.30.507-92 [6] и пояснений не требуют. Значительные материальные потери из-за повреждений металла этих ступеней подтверждают целесообразность исследований и внесения рекомендаций по методикам представительного отбора проб пара в зоне Вильсона и нормированию качественных его показателей.

Работа ступеней, расположенных ниже зоны Вильсона, с точки зрения законов изменения концентраций агрессивных примесей в жидкой фазе изучена недостаточно. Однако по представленным документам ряда турбин характер повреждений лопаточного аппарата и дисков в этой зоне близок к ступеням фазового перехода.

**Повреждения коррозионного характера.** В эту группу объединены коррозионные повреждения различного происхождения, выявленные в наиболее характерных, чаще всего повторяющихся местах. При этом повреждения имеют: полтна дисков РЛ у разгрузочных отверстий и при дисковых галтелей, в ряде случаев ободы дисков; бандажные связи; концевые, диафрагменные и набандажные уплотнения; корпусные детали цилиндров.

Повреждения коррозионного характера в подавляющем большинстве случаев связаны с недостатками или отсутствием консервации турбин при их простое (Вологодская ТЭЦ, Шарьинская ТЭЦ Костромаэнерго, Ивановские ТЭЦ, Воронежская ТЭЦ-1 и др.). Преобладающее количество коррозионных явлений приходится на ступени фазового перехода, где объем повреждений суммируется за счет их накопления в рабочих режимах в результате воздействия первичного конденсата и в режимах останова от стояночной коррозии.

Повреждения выходных кромок направляющих лопаток нижних половин диафрагм, превышающие по своей величине верхние половины, говорят о недостатках в организации дренирования цилиндров при остановах.

В 2000 г. на двух турбинах ПТ-60 были выявлены трещины в сварных конструкциях корпусов ЦНД, развившиеся в местах коррозионных повреждений. На одной из турбин этого типа трещины были обнаружены в литом корпусе ЦСД. Такое явление на одной турбине (сведения о второй отсутствуют) имеет две причины: коррозия металла и трудности с температурными расширениями цилиндров (фикспункт турбин этого типа расположен под опорными лапами ЦНД, и при

затруднениях с расширениями возникают дополнительные напряжения в металле ЦСД и сварных конструкциях ЦНД).

Подавляющее большинство турбин, имевших длительные простои, получило коррозионные повреждения концевых уплотнений (усики и заплечики сегментов, пружины, канавки на валах), что свидетельствует о несовершенстве схем и видов консервации лабиринтовых уплотнений. Как показывает опыт, низконапорные установки консервации осушенным или подогретым воздухом требуют организации подвода воздуха к камерам уплотнений с учетом сопротивления уплотняющих устройств доступных участков лабиринтовых уплотнений. Применительно к переднему уплотнению это часто выполнить невозможно (в рабочем режиме перепад давлений в смежных камерах достигает 50-60 ата, а напор самой современной установки динамической осушки не превышает 8 ата). Реализация метода консервации уплотнений контактными ингибиторами технически осуществима, однако требует практической доработки для полного исключения снижения подвижности сегментов уплотнений. Практика показала (Первомайская ТЭЦ Тулэнерго), что наибольший эффект дает консервация с помощью инертного газа.

**Электроэрозия.** Признаки и природа электроэрозионных повреждений достаточно подробно описаны и проанализированы в [7,8]. До последнего времени случаи электроэрозионного повреждения элементов турбин были единичны, и их чаще всего связывали с неудовлетворительным состоянием электроизоляции корпусов подшипников генераторов и возбуждателей, отсутствием или неудовлетворительной работой токосъемных устройств роторов турбин. В последнее время эти повреждения стали устойчиво повторяться в связи со следующими обстоятельствами: а) увеличением объемов работ по диагностике металла стареющих турбин магнитными методами без последующего размагничивания; б) широким использованием кислородных ВХР; в) применением новых методов консервации котлов без контроля за содержанием ферромагнетиков в паре; г) использованием устаревших методик и методов регенерации турбинных масел, очистки маслосистем; д) нарушениями в пуско-остановочных режимах. Следует отметить, что электроэрозионные повреждения крайне опасны, так как места их проявления трудно предсказуемы (могут находиться на узлах, не подлежащих регламентированному контролю), часто порождают концентраторы напряжений в заведомо напряженных деталях, способны поражать защитные органы турбин.

Согласно [7,8] основным условием электроэрозионного повреждения является наличие источников тока, протекающего по ротору турбины.

Электроэрозионные повреждения чаще всего наблюдаются при:

- пуске турбоагрегата после ремонта;



- резком изменении вибрационного состояния турбоагрегата (обычно имеет место при прохождении критических оборотов);

- наборе нагрузки;
- срабатывании защит;
- попадании влаги на нагретый ротор.

Протекание эрозии, как правило, приводит к следующим повреждениям:

- перегреву и задирам шеек, упорных гребней и колодок подшипников и, как следствие, - разрушению баббитового слоя вкладышей; абразивному износу деталей;
- свариванию и разрушению зубчатых муфт и передач;
- износу деталей блока регулирования;
- износу уплотнений и шеек ротора под уплотнениями;
- сварке или усиленному износу крепежа, штифтов разного рода и т.п.

Характерными признаками электроэрозионных повреждений являются:

- сильная остаточная намагниченность деталей непосредственно после вскрытия машины в связи с аварийным остановом (в дальнейшем уровень остаточной намагниченности может значительно снизиться, однако следует иметь в виду, что в условиях действия магнитного поля интенсифицируются процессы электрохимической коррозии);

- наличие прижогов на поверхностях деталей в виде точечных углублений, чаще всего покрытых черным налетом продуктов высокотемпературного окисления масла;

- наличие электроэрозионных каверн (полюстей), нередко покрытых теми же продуктами окисления масла;

- «отпечатки» выступов или отверстий контртела на поврежденной поверхности;

- матовые пятна на блестящей, приработанной поверхности шеек и вкладышей, напоминающих по характеру повреждения от капель разбрызганной сильной кислоты;

- треки (следы) - ветвящиеся или почти прямые, как правило, неглубокие отпечатки электрического разряда на поверхностях деталей.

Перечисленные признаки встречаются как по отдельности, так и в различных сочетаниях. Нередко они маскируются значительным абразивным износом и продуктами коррозии.

Каждому из случаев электроэрозионных повреждений соответствуют определенные электрофизические процессы. Приведенные характерные признаки и основные виды повреждений соответствуют электроискровому, электроимпульсному, электроконтактному, электроэрозионно-электрохимическому разрушениям.

В условиях стареющего парка турбинного оборудования актуальными профилактическими мерами следует считать:

- нормирование уровня намагниченности корпусных деталей турбин;
- установку регистраторов в схемах токосъема роторов;

- разработку эффективных методов и установку приборов контроля присутствия нерастворимых примесей в перегретом паре;

- повсеместную замену на современную комплексов виброизмерительной аппаратуры;

- пересмотр в сторону ужесточения и дополнение норм качества турбинного масла;

- замену устаревших методик и методов очистки маслосистем, регенерации турбинных масел.

Наиболее ярким примером тяжелейшего повреждения турбины в условиях электроэрозии является инцидент на турбине ПТ-65/75-130/13 ЛМЗ Новогорьковской ТЭЦ Нижновэнерго (наработка 16788 часов, число пусков 11), произошедший в конце 2003 г.

В данном случае следы электроэрозии были обнаружены на выходной кромке одного из сопел регулирующей ступени ЧВД (рис.1). Утонение кромки вызвало ее излом и попадание отколовшегося фрагмента в проточную часть, что спровоцировало задевание с последующим прогибом ротора турбины, находившейся в режиме пуска (признак намагниченности (рис.2); электроэрозионный концентратор напряжений в металле ротора (рис.3)). Восстановление ротора проводилось в заводских условиях.

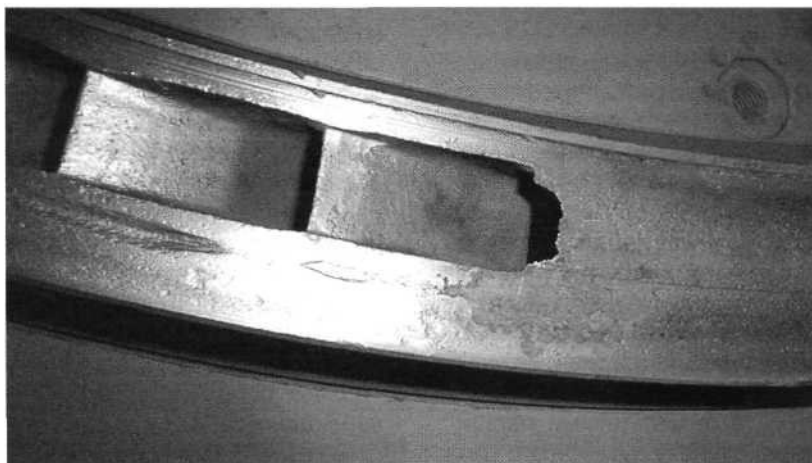


Рис.1. Эрозия (электроэрозия) соплового сегмента сопловой коробки.



Рис.2. Участок горизонтального разреза ЦВД с ориентированными в магнитном поле коррозионными и металлическими включениями после задеваний в проточной части.

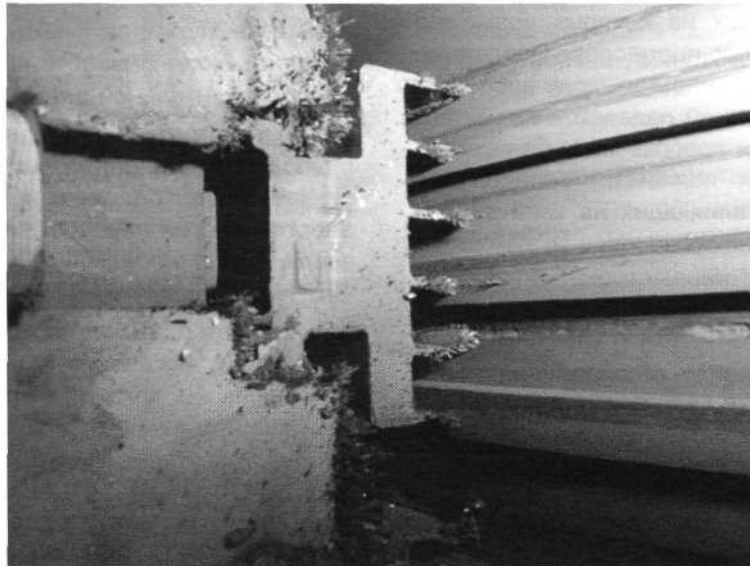


Рис. 3. Участок диафрагменного уплотнения с признаками электроэрозии канавок ротора.

#### ВЫВОДЫ.

1. Стареющий парк паровых турбин, работающих в условиях, диктуемых рынком электрической и тепловой энергии, требует пересмотра отраслевого комплекса мероприятий по снижению аварийности с учетом особенностей повреждений, произошедших в последние годы.

2. В дополнительной проработке нуждаются методики консервации паровых турбин с целью создания надежной защиты от коррозии проточных частей и лабиринтовых уплотнений турбин.

3. В указанных условиях недостаточно объемов и норм контроля технических и режимных параметров, регламентированных действующими правилами технической эксплуатации.

4. Для определения ряда граничных параметров возникновения электроэрозии (уровень намагниченности статоров, пробивное напряжение турбинного масла, величина тока в схеме заземления ротора и некоторые другие) необходимы научные исследования и объективные данные практического применения.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Основы современной энергетики / Под общей ред. Е.В.Аметистова. - Часть I. Трухний А.Д., Макаров А.А., Клименко В.В. Современная теплоэнергетика. - М.: Изд-во МЭИ, 2002.-368 с.
2. Живучесть стареющих тепловых электростанций / Под ред. А.Ф.Дьякова, Ю.Л.Израилева, - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2000.-560с.
3. Живучесть паропроводов стареющих тепловых электростанций / Под ред. Ю.Л.Израилева и Ф.Л.Хромченко.- М.: Изд-во «ТОРУС ПРЕСС», 2002.-616 с.
4. Неуймин В.М. Уровень надежности паровых турбин ТЭС Холдинга ОАО РАО «ЕЭС России» // Энергосбережение и водоподготовка, 2004, №2.- с.46-48.
5. Паули В.К. Некоторые проблемы организации нейтрально-кислородного водного режима котлоагрегатов ТЭС//Электрические станции, 1996, №12.-с.20-25.
6. РД 34.30.507-92. Методические указания по предотвращению коррозионных повреждений дисков и лопаточного аппарата паровых турбин в зоне фазового перехода / Утв. Росэнерго 30.11.90; Разраб. ВТИ; Срок действ. установлен с 01.01.93,- М.: Рот. ВТИ, 1991.-40 с.
7. Электроэрозия турбоагрегатов/ Л.П.Сафонов, А.А.Вол, В.В.Малеев и др. // Теплоэнергетика, 1986, №6,- с.20-23.
8. Дементьев В.А. Исследование подшипниковых токов турбоагрегатов большой мощности // Электрические станции, 1980, №7.- с.28-30.