

## О повреждениях паровых турбин ТЭС

Поздышев А. А., инж., Рабенко В. С., канд. техн. наук.  
РП ЦЭТН, ИГЭУ

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

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. 1÷3).

**Таблица 1. Повреждаемость турбин ТЭС 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                   |

**Таблица 2. Повреждаемость проточных частей турбин ТЭС**

| Источник повреждения    | Число отказов, % | Время восстановления, % |
|-------------------------|------------------|-------------------------|
| Недостатки эксплуатации | 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 3. 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            |

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

**Эрозионно-коррозионные повреждения (ЭКП)** элементов проточных частей турбин приобрели массовый характер (табл. 4). 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.

Таблица 4. Повреждения элементов проточных частей паровых турбин предприятий «Центрэнерго» по актам дефектации при плановых ремонтах 2002 года

| 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 части | -                    | 2  | 4 | 31   | 8  | 1 | - | 46    | 12 |

Примечание: Р – роторы (металл валов); У – уплотнения; Д – диски рабочих колес; РЛ – рабочие лопатки и бандажи; НЛ – направляющие лопатки, диафрагмы и обоймы; Ц – цилиндры; П – элементы парораспределения; \*) – электроэрозия шеек роторов; \*\*) – в том числе 32 случая за зоной фазового перехода.

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.

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, Сортовская ТЭЦ, Владимирская ТЭЦ, Ивановская ТЭЦ-3, ТЭЦ-26 и ТЭЦ 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).

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 [4].

Фактические повреждения в зонах фазового перехода полностью совпадают по характеру и внешнему виду описанным в РД 34.30.507-92 [1] 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: полотно дисков РЛ у разгрузочных отверстий и придисковых 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 [2, 3]. До последнего времени случаи электроэрозионного повреждения элементов турбин были единичны, и их чаще всего связывали с неудовлетворительным состоянием электроизоляции корпусов подшипников генераторов и возбuditелей, 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 заводом напряженных деталях, способны поражать защитные органы турбин.

Согласно [2, 3] 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 (полостей), 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. 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.

2. Электроэрозия турбоагрегатов/ Л. П. Сафонов, А. А. Вол, В. В. Малеев и др. // Теплоэнергетика. -1986.- №6.- С. 20-23.

3. Дементьев В. А. Исследование подшипниковых токов турбоагрегатов большой мощности // Электрические станции. -1980.- №7.- С. 28-30.

4. Паули В.К. Некоторые проблемы организации нейтрально-кислородного водного режима котлоагрегатов ТЭС // Электрические станции.- 1996.- №12.- С. 20-25.