

УДК 621.165 : 539.4

В.П. СУХИНИН, д-р техн. наук, Т.Н. ПУГАЧЕВА

*Украинская инженерно – педагогическая академия,
кафедра теплоэнергетических установок ТЭС и АЭС, г. Харьков*

СТАРЕНИЕ ЭНЕРГОБЛОКОВ, РАСЧЕТНЫЙ И ДЕЙСТВИТЕЛЬНЫЙ РЕСУРС. ПУТИ РЕНОВАЦИИ ЭНЕРГООБОРУДОВАНИЯ

Розглянуті питання, що пов'язані з визначенням залишкового ресурсу роботи високотемпературних вузлів турбоагрегату. Проаналізовані фактори, що визначають довговічність надійної експлуатації турбоустановки: вичерпання тривалої пластичності з-за повзучості матеріалу; накоплення ушкоджень у критичних зонах роторів, що викликані малоцикловою втомою. Розглянуті шляхи реновації енергообладнання.

The issues has been treated connected of residual resource of service of high temperature zones of elements of equipment. Factors are analysed determined of residual working resource of turbine: exhausting of the long plasticity from the creep of material; accumulation damages in the critical zones of rotors from a few-cycle tiredness. The ways of reconstruction of power equipment are presented.

Введение

В последние десятилетия в энергомашиностроении получили широкое распространение методы расчета напряженно-деформированного состояния с помощью конечных элементов, механики разрушения и газодинамики пространственного потока в проточной части турбин. Это позволило реализовать проекты крупных турбин для электростанций, вырабатывающих энергию для широкого круга потребителей. В период с конца 50-х до начала 90-х годов 20-го столетия за каждые 10 лет происходило удвоение единичных мощностей турбоагрегатов для тепловых электростанций, которые возросли от 100 до 500 МВт. Особенно бурное развитие получило атомное энергомашиностроение, где единичная мощность турбоагрегатов достигла, за тот же период времени, 1000 МВт. Такой рост мощностей привел к повышению удельных нагрузок на элементы турбоагрегатов и потребовал разработки научных и прикладных инженерных задач для обеспечения безопасности на фоне возросшей общей напряженности деталей и узлов.

Анализ состояния вопроса

Накопленный опыт эксплуатации, анализ известных случаев отказов и повреждений, а также развитие методов неразрушающего контроля полуфабрикатов (заготовок) и готовых изделий на стадии их производства и эксплуатации привели к радикальному изменению методологии в подходах к оценке прочности, надежности и долговечности конструкций.

Вопросы долговечности паровых турбин, составляющих основной парк оборудования на промышленных ТЭС и АЭС, по мере увеличения продолжительности их эксплуатации приобретают все большую актуальность.

Рассматривая два класса турбин для ТЭС и АЭС следует выделить основные особенности условий работы этих турбин и кардинальное различие в подходах к оценке их ресурса*.

* Ресурс – суммарная наработка объекта от начала его эксплуатации или ее возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние.

подавляющая часть турбин для АЭС (кроме питаемых паром до 540 °С – на станциях с реакторами типа БН) снабжаются насыщенным паром с давлением 40-65 бар и начальной температурой до 280 °С. При таких температурах в материалах, применяемых для элементов парового тракта (корпусы, роторы, лопатки, диафрагмы, трубопроводы и др.), не проявляется заметная ползучесть. В связи с этим, долговечность элементов влажнопаровых турбин АЭС определяется, в основном, активностью эрозионно-коррозионных и других износных процессов. При этом подразумевается, что остальные критерии надежности, в первую очередь – по малоцикловой усталости, соответствуют нормативным требованиям.

При внедрении в энергетику атомных турбин этого класса ресурс эксплуатации для них назначался исходя из практики эксплуатации высокотемпературных турбин ТЭС (имеется в виду их низкопотенциальная часть).

Для эксплуатируемых до настоящего времени турбин АЭС срок службы** устанавливался до 30 лет, хотя достаточно обоснованных критериев для назначения ресурса влажнопаровых турбин АЭС пока не выработано.

При выборе конструктивных форм и размеров элементов высокотемпературных турбин определяющими ресурс эксплуатации являются вопросы длительной прочности. Известную роль здесь играет то обстоятельство, что на такие факторы как многоцикловая и малоцикловая усталость можно оказать влияние конструктивными и режимными факторами, а ползучесть, при регламентированных рабочих процессах (давление и температура рабочего тела, силовые нагрузки), приводит к непрерывному накоплению необратимой пластической деформации и исчерпанию длительной прочности материала.

При проектировании элементов высокотемпературных турбин для ТЭС расчетный ресурс ограничивался величиной 100 тысяч часов, что диктовалось уровнем напряжений в деталях, подверженных ползучести (действительная наработка большого числа энергоблоков единичной мощностью 200 и 300 МВт в настоящее время превысила $2 \cdot 10^5$ часов). При этом механизм действия наработки ресурса таков, что чем большее время должна прослужить деталь, тем более низкое значение имеет предел длительной прочности. Таким образом, при достаточно большом сроке службы, рабочие напряжения и предел длительной прочности могут сблизиться настолько, что может быть исчерпана несущая способность детали и произойдет ее повреждение по механизму ползучести.

Изложенные положения связаны между собой определенными соотношениями.

Механизм действия длительной прочности, определяющей ресурс

Обычно в проекте принимают величину деформации ползучести в интервале от 0,3 % до 1 %. Этой величине соответствует напряжение, обуславливающее принятую (допустимую) деформацию за назначенный ресурс. Чем меньше назначена деформация, тем ниже соответствующее ей напряжение, называемое пределом ползучести. Вместе с тем значение предела длительной прочности для назначенного ресурса имеет свою определенную величину и чем ниже, при этом, принятая суммарная деформация за то же время, тем больше отношение $\sigma_{д.п} / \sigma_{п}$ ($\sigma_{д.п}$ – предел длительной прочности, $\sigma_{п}$ – предел ползучести для одних и тех же рабочей температуры и срока службы), т.е. запас принятого напряжения по отношению к пределу длительной прочности. При деформации порядка 1 % за 10^5 часов предел ползучести, как правило, примерно в

** Срок службы – календарная продолжительность эксплуатации от начала работы объекта или ее возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние.

1,6 раза меньше предела длительной прочности (для некоторых материалов $\sigma_{д.п.}/\sigma_{п.} > 1,6$) и, таким образом, при напряжении в детали равном пределу ползучести с деформацией за назначенный срок меньше 1% обеспечивается запас рабочих напряжений по отношению к пределу длительной прочности $n_{д.п.} \geq 1,6$, что соответствует нормативам.

При более низких значениях деформации ползучести (назначенных и определяющих конкретный уровень рабочих напряжений в детали) исчерпание длительной пластичности материала растягивается на более длительный срок.

Следует иметь в виду, что рассмотренные категории относятся к кованным материалам, характеризующимся более высоким качеством, чем литые. Однако изложенный подход сохранится и для литых материалов.

Другое обстоятельство, приводящее к возможному увеличению ресурса против расчетного, заключается в следующем.

Внедрение в практику турбостроения пара сверхкритических параметров потребовало решения задачи определения ресурса службы, обусловленного, в основном, критериями длительной прочности и ползучести. Поскольку, как и прочие механические характеристики металла, длительная прочность и ползучесть определяются опытным путем, а к началу создания турбин на сверхкритические параметры значения длительных характеристик имелись на базе испытаний 10^4 часов или, в лучшем случае, $3 \cdot 10^4$ часов, необходимые величины для расчетного срока службы определяли экстраполяцией полученных опытных данных на относительно малой временной базе.

Естественно, что оправданный консервативный подход привел к некоторому занижению экстраполированных значений пределов длительной прочности и ползучести на ресурс эксплуатации существенно превышающий базовый (при испытаниях).

Определенную роль в увеличении наработки турбин сверх расчетного ресурса играет, например, и то, что максимальное исчерпание длительной пластичности и охрупчивание материала в роторах ВД и СД имеет место в зонах, где слабо проявляются циклические напряжения, способствующие более раннему образованию трещин из-за исчерпания длительной прочности. Образовавшийся дополнительный запас по пределу длительной прочности, который обусловлен вышеизложенными объективными факторами, приводит к замедлению охрупчивания металла и, таким образом, к снижению опасности более раннего появления критических трещин – основных факторов повреждения детали из-за исчерпания длительной пластичности и длительной прочности.

При вводе в эксплуатацию серии турбин мощностью 200 и 300 МВт на высокие начальные параметры в качестве критерия долговечности принимались рабочие напряжения с запасом 1,6 по отношению к пределу длительной прочности за 10^5 часов.

Анализ длительных характеристик роторных и лопаточных материалов показывает, что пределы длительной прочности за время службы $2 \cdot 10^5$ часов меньше (при прочих равных условиях), чем за 10^5 часов приблизительно в 1,4-1,6 раза. Следовательно, при назначении рабочих напряжений в 1,6 раза меньше предела длительной прочности за 10^5 часов, по существу, получаем уровень напряжений близкий к пределу длительной прочности за $2 \cdot 10^5$ часов. При этих напряжениях детали с нормированным запасом прочности на ресурс 10^5 часов при выработке ресурса $2 \cdot 10^5$ часов, а возможно и ранее, должны получить повреждения. Естественно, что некоторый

разброс по времени может иметь место из-за отклонений в показателях прочности материала и условий эксплуатации.

В последнее время участились случаи повреждений одного из самых напряженных и ответственных элементов турбины – ротора. Несмотря на то, что ротор представляет собой относительно простую осесимметричную конструкцию, все поверхности которой образованы концентричными окружностями, его элементы находятся в сложном объемно-напряженном состоянии, что требует при его проектировании решения ряда специфических задач по надежности и долговечности, включая вопросы выбора материала и обеспечения конструкционной прочности.

Многолетний опыт эксплуатации энергооборудования показывает, что наиболее опасным видом повреждения следует считать хрупкие разрушения крупногабаритных деталей и узлов, к числу которых относятся, в первую очередь, роторы. При этом опасность хрупкого разрушения возникает почти во всех случаях для элементов оборудования, изготавливаемых из сталей перлитного (ферритного) класса, в связи с характерными для этих конструкционных материалов явлениями вязко-хрупкого перехода при понижении температуры ниже критического значения T_{50} (переходная температура хрупкости) и воздействием некоторых других технологических и эксплуатационных факторов (тепловое охрупчивание, старение, циклическое повреждение и др.).

На отдельных турбинах мощностью 200 МВт (К-200-130) и 300 МВт (К-300-240) были выявлены в, так называемых, термокомпенсационных канавках роторов высокого и среднего давления кольцевые трещины глубиной до 2-3 мм. Поскольку эти трещины возникают в зонах, где отсутствуют высокие напряжения от центробежных сил, следует считать основной причиной их появления малоцикловую усталость от термических напряжений, возникающих в пуско-остановочных и переходных режимах. После образования трещин их развитию могут способствовать циклические напряжения от весовых нагрузок ротора, несмотря на их невысокий уровень, соответствующий нормативным требованиям. На этот процесс, по-видимому, может оказывать усугубляющее влияние состояние материала после длительной эксплуатации, достигающей на указанных турбинах $2 \cdot 10^5$ часов и более в условиях высоких температур.

При проектировании турбины проводится оценка малоциклового усталости в критических зонах узлов, подверженных воздействию термических напряжений из-за теплосмен при переменных режимах. Количество циклов лимитируется в зависимости от их категории (характера распределения температур, скорости прогрева, качества материала). При превышении ресурса эксплуатации вдвое и более, против расчетного, количество циклов теплосмен должно также возрасти, как минимум, вдвое. В действительности турбоагрегаты, которые проектировались для несения базовой нагрузки, широко используются для работы в переменной части графика нагрузки, что еще более увеличивает количество циклов. Таким образом, появление трещин от малоциклового усталости при достижении наработки турбоагрегатами $2 \cdot 10^5$ часов и, в отдельных случаях меньше, вполне закономерно.

Вместе с тем в процессе длительной эксплуатации действует механизм накопления повреждений в результате исчерпания длительной пластичности и, как следствие, охрупчивания слоев металла, подверженных воздействию наибольших напряжений. При глубоком исчерпании ресурса в материале появляются микротрещины, которые затем способны сливаться в магистральную макротрещину (чему способствуют дефекты кристаллической решетки – дислокации, а также другие

дефекты материала) и при дальнейшем развитии приводят к серьезному повреждению детали. Можно считать, что в эту схему укладывается повреждение ротора СД одной из турбин 300 МВт, в котором на внутренней поверхности расточки в зоне 1-2 ступеней после почти $2 \cdot 10^5$ часов эксплуатации были выявлены трещины. Поскольку они располагались параллельно оси ротора, взаимопротивоположные векторы окружных (тангенциальных) напряжений, действующих в плоскости перпендикулярной оси ротора, здесь максимальны и циклически меняются при пусках-остановах. Это способствует ускорению роста трещин. В подобных случаях их образованию при больших сроках эксплуатации способствует исчерпание длительной пластичности в результате ползучести материала под воздействием высоких напряжений и температур.

Пути реновации энергооборудования

Тенденция развития мирового турбостроения свидетельствует о целесообразности поиска резервов продления ресурса эксплуатации мощных турбоагрегатов, работающих, в основном, на паре сверхкритических параметров. В этом процессе наряду с определением реального ресурса высокотемпературных и других узлов, рассматривается возможность замены определенной части деталей с восстановлением живучести турбоагрегата на продленный срок службы.

Подавляющая часть энергоблоков с турбинами единичной мощностью 200, 300 МВт и более, введенных в строй в 60-70-х годах прошлого столетия, выработала расчетный и продленный ресурсы (170 тыс. часов) и продолжает эксплуатироваться. Нарботка отдельных энергоблоков достигла 230-250 тыс. часов.

Продлению срока службы существующих теплосиловых установок в последние 10-15 лет придается все большее значение, что связано с общими трудностями финансирования строительства новых энергоблоков.

Таким образом, речь идет не о простом восстановлении физической работоспособности (например, заменой выработавших ресурс элементов вновь изготовленными деталями и узлами старой конструкцией), а о реновации, основанной на всестороннем улучшении показателей на базе современных достижений в областях термогазодинамики, прочности, усовершенствования режимов эксплуатации. Последнее связано с тем, что вследствие увеличения числа атомных электростанций многие энергоблоки ТЭС, первоначально предназначенные для работы в базовых режимах, используются для регулирования суточной неравномерности нагрузки (частые пуски, остановки, переменные режимы).

Эти режимы работы вызывают высокие термические напряжения в толстостенных, находящихся под давлением, элементах корпусов и в отдельных зонах роторов, что создает предрасположенность к повреждениям. Поэтому требуется осуществление контроля исчерпания ресурса материалов под воздействием старения, вызываемого, главным образом, ползучестью и усталостью.

Основанием для решения о продлении срока службы в большинстве случаев служат экономические причины. Дополнительными факторами являются ограниченность резерва мощности в системе, прогнозируемый недостаточный прирост мощности за счет вновь вводимых блоков, финансовые трудности и фактическая выработка ресурса данным блоком.

К настоящему времени имеется ограниченная информация об уровне надежности отечественных турбоустановок, эксплуатируемых сверх первоначально назначенного срока службы. Вместе с тем следует отметить, что в повышении повреждаемости роторов высокого и среднего давления турбин сверхкритических параметров с высокой наработкой наметилась устойчивая тенденция.

По данным зарубежных страховых компаний число аварийных отключений установок со сроком эксплуатации более 20 лет в 4-5 раз выше тех, которые выработали ресурс лишь на 20 %. Очень мало известно и о причинно-следственной связи между коэффициентом готовности установки и снижающейся надежностью ее компонентов по мере исчерпания ресурса. Кроме того, имеются достаточно серьезные основания считать, что последствия старения сказываются на тепловой эффективности, мощности, а также на эксплуатационных и ремонтных затратах.

Следует полагать, что на ближайший период времени будет преобладать подход к продлению ресурса эксплуатации, заключающийся в том, что наряду с вводом в строй новых энергоблоков (по-видимому в ограниченном количестве) получит развитие реновация оборудования на основе его качественного улучшения при ограниченных затратах. Это базируется на проведенных обширных экспериментальных и теоретических исследованиях в области газодинамики, повышения работоспособности детали в условиях длительного воздействия силовых и температурных факторов. Получены новые данные о старении отдельных элементов в условиях длительной эксплуатации, в частности, о проявлении многоциклового и малоциклового усталости.

Наиболее рациональным способом продления ресурса следует считать установку взамен физически изношенных – узлов усовершенствованной конструкции, позволяющих одновременно с восстановлением работоспособности повысить экономичность турбоагрегата. Во многих случаях такой подход обеспечивает рентабельность восстановления работоспособности турбоагрегата со сроком окупаемости затрат от двух до пяти лет.

Такую модель реновации оборудования можно назвать модернизацией, если в специально разрабатываемом проекте применительно к группе однотипных турбоагрегатов с равноценным состоянием предусматривается установка элементов, соответствующих современным требованиям по экономичности, надежности и маневренности. Такая модернизация может быть малозатратной, если предусматривается возможность поэтапной замены элементов, начиная от малых объемов, с учетом степени износа узлов агрегата. Одним из главных условий является сохранение фундамента энергоблока, вспомогательного оборудования, деталей и узлов турбины, сохранивших работоспособность с запасом ресурса эксплуатации.

Рассматриваемые положения соответствуют мировой тенденции реновации оборудования. В отечественной энергетике малозатратная поузловая модернизация осуществлена на ряде энергоблоков с ощутимым экономическим эффектом. При замене узлов, определяющих долговечность эксплуатации, ресурс после реновации назначается как на новую турбину.

Литература

1. Пугачева Т. Н. Факторы, определяющие ресурс турбоустановки / Т. Н. Пугачева, В. П. Сухинин // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. – 2006. – № 1. – с. 168-169.

2. Продление ресурса ТЭС: Сборник докладов на международной конференции, посвященной оценке остаточного ресурса и продлению срока службы энергоблоков ТЭС, работающих на органическом топливе: В 3-х ч. – М.: ВТИ, 1994.

© Сухинин В.П., Пугачева Т.Н., 2007