

УДК 621.16

П.В. Семашко, С.Н. Зеленев, И.В. Земсков

**АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ  
ТУРБОАГРЕГАТА ТЭЦ В МЕЖРЕМОНТНЫЙ ПЕРИОД**Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева,  
ООО «Теплоэнергоремонт – Москва»

Изложены вопросы организации ремонта паровых турбин энергетических блоков ТЭЦ. Описаны технология и рабочие приемы проведения экспресс-испытаний, позволяющих с минимальными затратами времени и ресурсов произвести оценку технического состояния турбоагрегата.

*Ключевые слова:* паровые турбины, режимные параметры, КПД, методика испытаний, ремонтные работы.

В практике технической эксплуатации турбоустановок ТЭЦ существует такое понятие, как межремонтный период работы оборудования, устанавливающий сроки выведения установок из действия для проведения ремонтно-профилактических работ [1, 2]. Любому ремонту предшествуют предремонтные испытания [3, 4], которые целесообразно проводить в виде так называемых экспресс-испытаний (ЭИ).

В общем случае ЭИ проводятся:

- для оценки текущего изменения экономичности турбоустановок;
- проверки состояния ее отдельных элементов и своевременного выявления дефектов;
- установления качества выполнения предшествующего ремонта турбины или ее элементов;
- обеспечения грамотной и безаварийной эксплуатации.

Анализ результатов ЭИ позволяет обоснованно судить о том, следует ли остановить турбину (или, если это, возможно, отключить отдельные элементы установки) для ревизии и устранения дефектов или оставить ее в работе на некоторый период. При принятии решения сопоставляются возможные затраты на остановку, проведение восстановительных работ, финансовые потери от недоотпуска потребителям электрической (тепловой) энергии и др. с потерями, обусловленными эксплуатацией оборудования с пониженной экономичностью.

Проводятся ЭИ силами персонала цехов (групп) наладки в соответствии с программой, утвержденной техническим руководителем ТЭЦ.

Достоинством ЭИ является то, что их выполнение позволяет отказаться от трудоемкого измерения с высокой точностью расхода свежего пара при одновременном сохранении погрешности и достоверности получаемого конечного результата. Так как в основу ЭИ положен принцип сравнительной оценки изменения показателей работы оборудования, то при их проведении не требуется проводить громоздких по объему и дорогостоящих теплотехнических и балансовых испытаний с высокоточным измерением многочисленных расходов пара и воды и последующим затем расчетом абсолютных значений показателей экономичности турбоустановки - удельных расходов теплоты и пара. В качестве основного критерия изменения общей экономичности в этом случае принимается электрическая мощность турбоагрегата, достаточно точное измерение которой не представляет большого труда. При этом сравниваются зависимости этой мощности не от расхода свежего пара на конденсационном режиме, как это обычно практикуется, а от давления в контрольной ступени турбины при отключенной системе регенерации. Это позволяет исключить влияние режимов и показателей работы регенеративных подогревателей на форму указанной зависимости и, следовательно, дает возможность провести корректный анализ сравниваемых параметров последующих ЭИ.

Учитывая зависимость давления в контрольной ступени от расхода свежего пара, а также возможность достаточно точного его определения, об изменении общей экономично-

сти турбоагрегата можно будет судить по результатам сравнения зависимостей электрической мощности от давления в контрольной ступени, полученным в итоге последовательно проведенных ЭИ.

В качестве основных критериев для анализа состояния отдельных элементов турбоагрегата приняты:

- для собственно турбины – это относительно-внутренние КПД цилиндров высокого  $\eta_{oi}^{ввд}$  и среднего давления  $\eta_{oi}^{сд}$ , работающих в зоне перегретого пара, диаграмма парораспределения и давление по ступеням;
- для конденсатора – это разрежение (вакуум) и температурный напор при одинаковых граничных условиях (расход и температура циркуляционной воды на входе, расход отработавшего пара), переохладение конденсата, нагрев циркуляционной воды; гидравлическое сопротивление;
- для регенеративных и сетевых подогревателей - температура нагреваемой воды на выходе, температурный напор, потери давления в паропроводе отбора, переохладение конденсата греющего пара.

Поскольку основное влияние на изменение экономичности турбоустановки оказывает состояние проточной части турбины, в качестве основного раздела программы необходимо предусмотреть проведение опытов на конденсационном режиме с полностью отключенной системой регенерации, что исключает влияние отдельных элементов тепловой схемы и режимных параметров на уровень экономичности и, следовательно, позволяет выявить влияние лишь собственно турбины. Действительно, при наличии в каждом из последовательно проведенных испытаний с полностью включенной регенерацией расхождений между измеренными расходами свежего пара и питательной воды и при различных параметрах работы отдельных регенеративных подогревателей будет невозможно корректно сопоставить результаты испытаний между собой и однозначно определить снижение мощности установки, обусловленное лишь состоянием проточной части (износом уплотнений, заносом, повреждением лопаточных аппаратов, неплотностями стыков диафрагм и т.д.) и конденсатора.

Таким образом, первая серия ЭИ турбин любого типа предполагает проведение пяти-шести опытов на конденсационном режиме с отключенной системой регенерации (подогреватель высокого давления, деаэратор и подогреватели низкого давления) в диапазоне электрических нагрузок от 25% от номинальной до максимальной, допускаемой инструкцией по эксплуатации турбин.

Вторая серия ЭИ состоит также из пяти-шести опытов на конденсационном режиме в аналогичном диапазоне нагрузок, но при работе по проектной тепловой схеме. Цель выполнения данной серии - сравнение значений электрической мощности (в том числе максимально достигнутой) в последовательных ЭИ с анализом изменения показателей регенеративных подогревателей и конденсатора.

Третья серия ЭИ целесообразна лишь для турбин с регулируемыми отборами пара. Цель опытов - сравнение характеристик турбоагрегата и его элементов при расходе свежего пара, превышающем максимально допустимый на конденсационных режимах, а также определение показателей экономичности сетевых подогревателей при проектной тепловой схеме. Серия состоит из трех опытов, которые проводятся при максимальном 110% -, 90% - и 80% - ном расходах свежего пара с включенными регулируемым отборами и минимальным открытием поворотных диафрагм.

После проведения серий опытов, переходят к расчёту с помощью общепринятых формул различных параметров турбоагрегата, в том числе и относительно-внутренних КПД цилиндров. Величина относительно-внутреннего КПД определяется по формуле  $\eta_{oi} = \frac{H_1}{H_0}$ , где  $H_1$

– использованный в турбине теплоперепад;  $H_0$  – располагаемый теплоперепад. Расчет проводится как по результатам опытов с включенной, так и с отключенной системой регенерации.

На значение относительно-внутреннего КПД цилиндра турбины влияют в основном следующие факторы:

- характеристика системы парораспределения (давление за регулирующими клапанами, потери при их полном открытии, значения "перекрыш");
- давление по проточной части;
- состояние лопаточного аппарата и протечки через надбандажные и диафрагменные уплотнения, разъемы диафрагм и цилиндров.

Однако, если влияние двух первых факторов на изменение значения КПД в период между последовательными испытаниями может быть хотя бы приблизительно оценено с помощью  $I-S$  диаграммы, то способы непосредственного контроля внутрицилиндровых протечек отсутствуют и об изменении их значения приходится судить лишь по результатам косвенных измерений температуры за контролируемым отсеком турбины.

Так как температура пара, протекающего через внутренние уплотнения, существенно выше температуры пара, проходящего через сопловой и лопаточный аппараты, то при одинаковых условиях с увеличением зазоров в уплотнениях в период эксплуатации температура пара и, следовательно, энтропия, на выходе из цилиндра будут превышать исходные значения на всё большую величину. При этом соответственно будут снижаться относительно - внутренние КПД турбин ЦВД и ЦСД, рассчитанные по параметрам пара, измеренным до и после цилиндра.

При включенной регенерации, когда часть высокотемпературных протечек в лопаточном аппарате сбрасывается в соответствующие подогреватели, температура пара после цилиндра будет меньше, чем в случае без регенерации, а значение относительно внутреннего КПД будет больше аналогичных значений, полученных в опытах с отключенной регенерацией. Исходя из этого, по значению расхождений относительно-внутренних КПД, полученных в опытах с включенной и отключенной регенерацией во времени, можно судить об изменении "плотности" проточной части соответствующего цилиндра турбины.

Таким образом, как показывает анализ результатов многочисленных испытаний и ремонтов турбин разных типов, наиболее существенными причинами снижения относительно-внутренних КПД турбин являются:

- повышенное дросселирование в системе парораспределения;
- увеличение зазоров в проточной части по сравнению с расчетными значениями;
- несоответствие размеров и формы проходных сечений расчетным;
- занос проточной части, влияющий как на величину профильных потерь, так и в ряде случаев на расход пара;
- повреждение лопаточных аппаратов и других элементов проточной части.

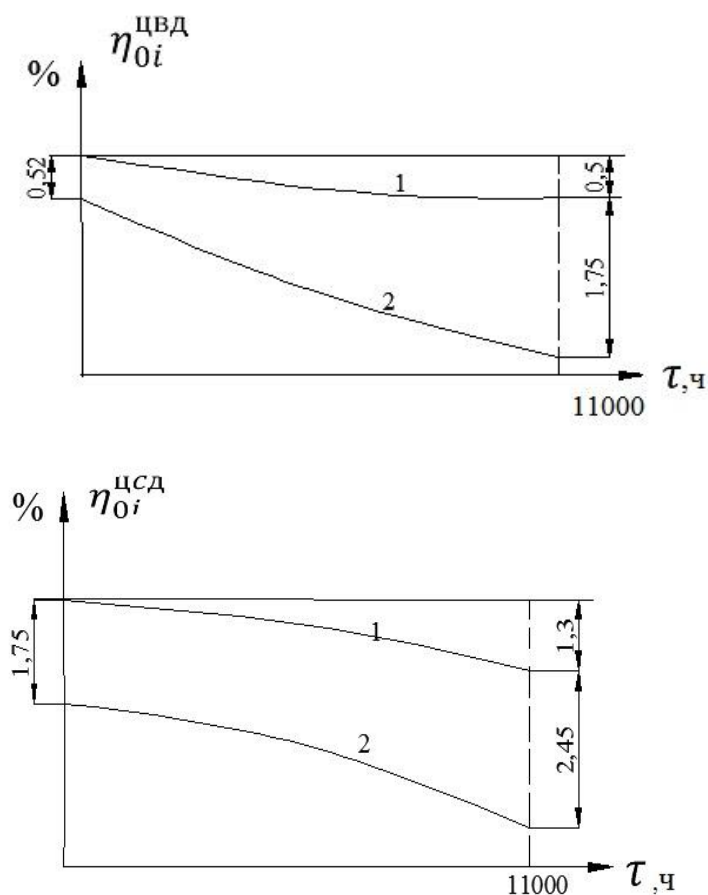
В связи с тем, что период ремонтных работ строго ограничен по времени, очень важно перед вскрытием турбины иметь более полную информацию о состоянии турбоагрегата, о характере и местонахождении повреждений, что позволит до вскрытия выяснить возможную потребность в соответствующих запасных комплектах соплового и лопаточного аппаратов, уплотнительных сегментов, гребней и т.д. Это даст возможность значительно сократить сроки ремонта и раньше ввести агрегат в работу, т.е. приступить ТЭЦ к выработке тепловой и электрической энергии.

В качестве иллюстрации на рис. 1 показано изменение значений внутренних КПД цилиндров высокого  $\eta_{oi}^{цвд}$  и среднего давления  $\eta_{oi}^{цсд}$  в зависимости от их наработки  $\tau$ , ч, полученные по результатам испытаний теплофикационной паровой турбины ПТ-80/100-130/13 с промышленным и отопительными отборами пара [5].

Исследованная турбина с номинальной мощностью 80 МВт, максимальной 100 МВт с начальным давлением пара 12,8 МПа, предназначена для непосредственного привода электрического генератора ТВФ-120-2 с частотой вращения 50 Гц и отпуска тепловой энергии для нужд производства и отопления. Турбина имеет следующие регулируемые отборы пара: производственный с абсолютным давлением  $1,275 \pm 0,29$  МПа и два отопительных отбора:

верхний с абсолютным давлением в пределах 0,049...0,245 МПа и нижний с давлением в пределах 0,029...0,098 МПа.

Регулирование давления отопительного отбора в турбине осуществляется с помощью одной регулирующей диафрагмы, установленной в камере верхнего отопительного отбора. Регулируемое давление в отопительных отборах поддерживается: в верхнем отборе - при включенных обоих отопительных отборах, в нижнем отборе - при включенном одном нижнем отопительном отборе. Сетевая вода через сетевые подогреватели нижней и верхней ступеней подогрева пропускается последовательно и в одинаковом количестве. Расход воды, проходящей через сетевые подогреватели, контролируется.



**Рис. 1. Изменение относительно-внутренних КПД  $\eta_{oi}^{цвд}$  и  $\eta_{oi}^{цсд}$  турбоагрегата в зависимости от времени наработки  $\tau$ , ч:**

1, 2 - система регенерации включена и отключена соответственно

Как видно из приведенных на рис. 1 зависимостей, уже через  $\sim 11000$  ч работы падение КПД становится весьма значительным, что свидетельствует об увеличении по сравнению с проектными значениями зазоров в проточной части турбины.

Таким образом, выявленные экспериментальные зависимости позволяют сделать предположение о возможности использования этого показателя в качестве диагностического для оценки технического состояния турбины. При этом надо иметь в виду, что средний межремонтный ресурс турбин данного типа составляет  $\sim 15\,400$  ч, а нормативный  $\sim 30\,000$  ч.

Дальнейшее накопление статистических данных по результатам ЭИ других турбин позволит нормативно установить предельные значения падения КПД, по достижении которых можно ставить вопрос о необходимости начала проведения ремонтных работ. В целом это позволит повысить надежность работы паровых турбин и уменьшить количество их аварийных остановок.

## Выводы

1. Тщательно проводимые с соблюдением всех рекомендаций и соответствующей периодичностью ЭИ при сравнительно небольших затратах и трудоемкости помогают своевременно обнаружить дефекты в техническом состоянии турбоагрегата и его элементов, влияющие на уровень экономичности.

2. Для получения надежных и сопоставимых между собой результатов при проведении последовательных испытаний необходимо соблюдать два основных условия: полная идентичность тепловой схемы и режимных параметров и применение одних и тех же регулярно поверяемых измерительных приборов и датчиков рекомендуемого класса точности.

3. Признаком практически любого сколько-нибудь заметного дефекта проточной части турбины является отклонение от нормы давления пара в одной или нескольких ступенях. Учитывая относительную простоту измерений, контроль давления по ступеням следует осуществлять постоянно в целях своевременной фиксации отклонений от нормы.

4. ЭИ позволяют существенно сократить сроки ремонта турбоагрегатов и снизить затраты на его проведение.

5. Операции ЭИ следует проводить в процессе эксплуатации, их можно выполнять силами персонала ТЭЦ без привлечения сторонних организаций.

## Библиографический список

1. **Энгель-Крон, И.В.** Устройство и ремонт оборудования турбинных цехов электростанций / И.В. Энгель-Крон. – М.: Высш. шк., 1971. – 256 с.
2. **Энгель-Крон, И. В.** Ремонт паровых турбин / И. В. Энгель-Крон. – М.: Энергоиздат, 1981. – 240 с.
3. **Сахаров, А.М.** Тепловые испытания паровых турбин / А. М. Сахаров. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 238 с.
4. **СО 34.04.181-2003.** Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей.
5. Стандарт СТО 70238424.27.040.020-2009 Турбина паровая ПТ-80/100-130/13 ЛМЗ. Технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования. - Москва, 2009.

*Дата поступления  
в редакцию 09.04.2015*

**P.V. Semashko, S.N. Zelenov, I.V. Zemskov**

## THE ANALYSIS OF THE TECHNICAL STATE OF THE TURBINE UNIT of TETs (heat and power plant) IN THE TIME BETWEEN OVERHAULS

Nizhniy Novgorod state technical university n.a. R.E. Alexeev,  
ООО "Heat-power equipment repair - Moscow", Nizhniy Novgorod

**Purpose:** The development of practical recommendations for the Organization of repair of steam turbine power plant.

**Design/methodology/approach:** Experimental and theoretical rationale for the express test to evaluate the technical condition of the turbine.

**Finding:** The main criteria and physical parameters are selected to determine the current technical state of the turbines. A program for thermal testing was developed.

**Research limitations/implications:** The use of the proposed recommendations in practice allows to reduce the time and cost of repairs on units of heat.

**Originality/value:** The effectiveness of the express test was confirmed at the time of planning and conduction of repairing work of heat extraction steam turbine ПТ-80/100-130/13.

*Key words:* the steam turbines, the regime parameters, efficiency, test procedure, repair work.