

УДК 621.165

Статистический анализ повреждаемости паротурбинных установок ТЭС

Таранчук А.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент КАЧАН С.А.

Совершенствование системы ремонтов тепломеханического оборудования ТЭС на основе анализа его повреждаемости является одним из эффективных направлений повышения надежности и снижения эксплуатационных затрат в энергетике.

В [1] произведен статистический анализ информации о повреждениях, вызвавших отказы паротурбинного оборудования, повреждениях, выявляемых при выполнении плановых ремонтов оборудования, о неполадках в работе оборудования, проявившихся в процессе эксплуатации, а также на анализе основных факторов, приводящих к повреждаемости этих деталей и узлов оборудования.

В результате обобщения статистических данных о причинах отказов более чем 300 паротурбинных энергоблоков мощностью от 200 до 800 МВт выявлено [1]:

- 16 % отказов энергоблоков связано с отказами турбин,
- 8,6 % - вспомогательного оборудования паротурбинных установок,
- 8,1 % - арматуры и
- 2,1 % - трубопроводов.

Статистический анализ причин отказов турбин и турбинного оборудования более чем по 800 паротурбинным установкам мощностью от 100 до 800 МВт разных типов и разных заводов-изготовителей более чем за 25-летний период эксплуатации позволил объединить отказы турбин в выборки по следующим элементам, вызвавшим отказ [1]:

- проточная часть,
- система парораспределения,
- система регулирования,
- подшипники;
- маслосистема,
- трубопроводы и арматура,
- прочие элементы.

Распределение отказов и времени восстановления турбин по причинам представлено на рисунке 1.

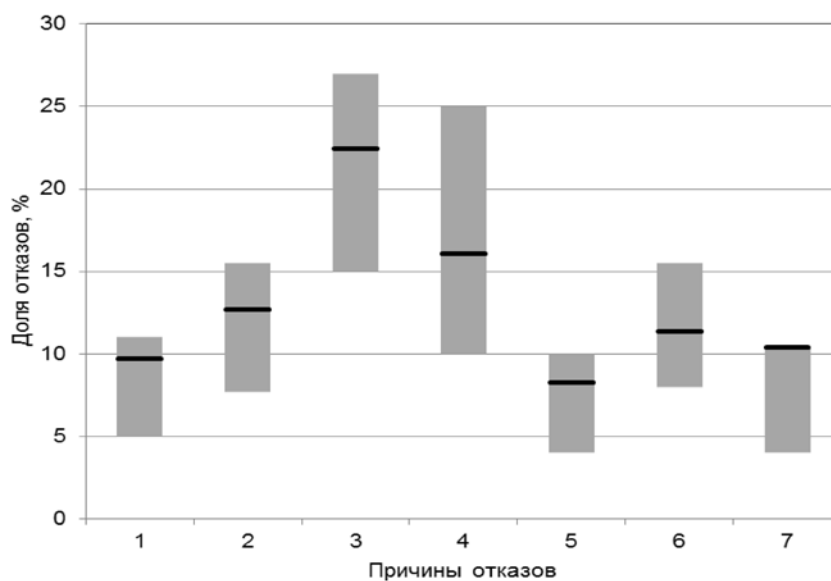


Рисунок 1 – Распределение отказов и времени восстановления турбин по причинам:

- 1 – повреждения проточной части; 2 – повреждения систем парораспределения; 3 – повреждения систем регулирования; 4 – повреждения подшипников; 5 – повреждения маслосистем; 6 – повреждения трубопроводов и арматуры; 7 – прочее

Результаты анализа данных показали, что собранная информация статистически однородна. При этом доля отказов и доля времени восстановления из-за повреждений каждого элемента практически для всех типов турбин имеют близкие значения.

Как видно из рисунка 3, доля отказов и доля времени восстановления из-за повреждений каждого элемента практически для всех типов турбин имеют близкие значения: разброс значений по отказам составляет от 5 до 15 %.

В [2] приведены результаты анализа, проведенного на основании документации по расследованию инцидентов и актов дефектации турбин при их ремонтах на предприятиях Представительства «Центрэнерго» в 2000 г. Исследованы документы 66 паровых турбин различных типов. Имевшие место повреждения объединены в группы по виду и представлены в таблице 1.

В таблице 2 представлены данные по причинам повреждаемости проточной части турбин ТЭЦ.

Таблица 1 – Повреждаемость турбин ТЭЦ на докритические параметры пара

Элемент	Число отказов из-за повреждений элементов турбин, %	Время восстановления, %	Число отказов турбин из-за недостатков эксплуатации, %
Проточная часть	9,7	33,7	27,3
Подшипники	16,1	19,6	18,1
Маслосистема	8,3	5,2	17,4
Регулирование	22,5	17,8	7,6
Парораспределение	12,7	8,4	12,8
Трубопроводы и арматура	11,4	4,1	9,4
Прочие элементы	10,4	11,1	7,4
Число отказов без повреждений	8,9	0,1	
Итого	100,0	100,0	100,0

Таблица 2 – Повреждаемость проточных частей турбин ТЭЦ

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

На основе собранной информации в [1] обобщены данные о характерных повреждениях элементов турбин, их причинах, а также об изменениях в состоянии оборудования, которые наблюдаются при этих повреждениях.

По *проточной части* турбин показано, что наибольшее число повреждений элементов приходится на долю рабочих лопаток (48 %); повреждаемость вала ротора составляет 17 %, при этом 75 % повреждений вала ротора — это прогиб вала. Установлено, что 62 % случаев повреждений элементов проточной части вызывает изменение вибрационного состояния турбины.

По *системе парораспределения* турбин показано, что 38 % отказов этого узла происходит из-за повреждений в механизме парораспределения; 68 % этих повреждений вызвано заклиниванием опорных подшипников кулачкового распределительного вала и, как следствие, разрушения сепаратора подшипника.

По *системе регулирования* турбин показано, что практически все ее элементы имеют значительное количество повреждений, при этом 33 % повреждений вызваны механическим износом, а 17 % — наличием механических примесей в масле.

По *опорным подшипникам* турбин показано, что при 50 % повреждений этого узла происходит изменение вибросостояния подшипников, при 22 % повреждений — повышение температуры баббита и при 13 % — течь масла.

По *упорным подшипникам* турбин показано, что характерными признаками повреждений являются увеличение осевого сдвига ротора (64 %), уровня вибрации подшипника (12 %), повышение температуры баббита колодок (18 %).

По результатам анализа актов отказов, а также данных, полученных методом экспертных оценок, показано, что для ряда турбин до 30 % неплановых остановов вызваны их неудовлетворительным вибросостоянием.

Результаты статистического анализа показателей надежности оборудования показали, что значительное число остановов ПТУ происходит из-за отказов *вспомогательного оборудования* турбоустановки.

Среди вспомогательного оборудования энергоблоков наибольшее количество отказов и время восстановления приходится на долю питательных насосов (ухудшение вибрационного состояния, заклинивание насоса, износ уплотнений) и конденсаторов (загрязнение трубок, нарушение водяной герметичности), а на станциях с поперечными связями происходит большое количество отказов конденсатных насосов (подсос воздуха в подводящем трубопроводе, износ уплотнений рабочих колес, заедание в подшипниках, нарушение центровки, износ вкладыша подшипника и т. п.).

На рисунке 2,а представлено распределение отказов вспомогательного оборудования турбоустановок, а на рисунке 2,б — доля отказов вспомогательного оборудования, вызывающая остановки турбин [1].

Установлены наиболее повреждаемые элементы *насосного оборудования* и характерные причины:

- у циркуляционных насосов — подшипники (54,2 %), проточная часть (до 16,7 %);
- у конденсатных насосов распределение отказов качественно совпадает с данными по циркуляционным насосам;
- у питательных насосов 14 % отказов связано с повреждениями арматуры и трубопроводов в пределах насосной установки (заклинивание обратных клапанов, повреждения сальников задвижек, обрывы трубопроводов и т.п.), 7 % вызваны повреждениями подшипников, а 18,6 % отказов — дефектами изготовления, монтажа и ремонта.

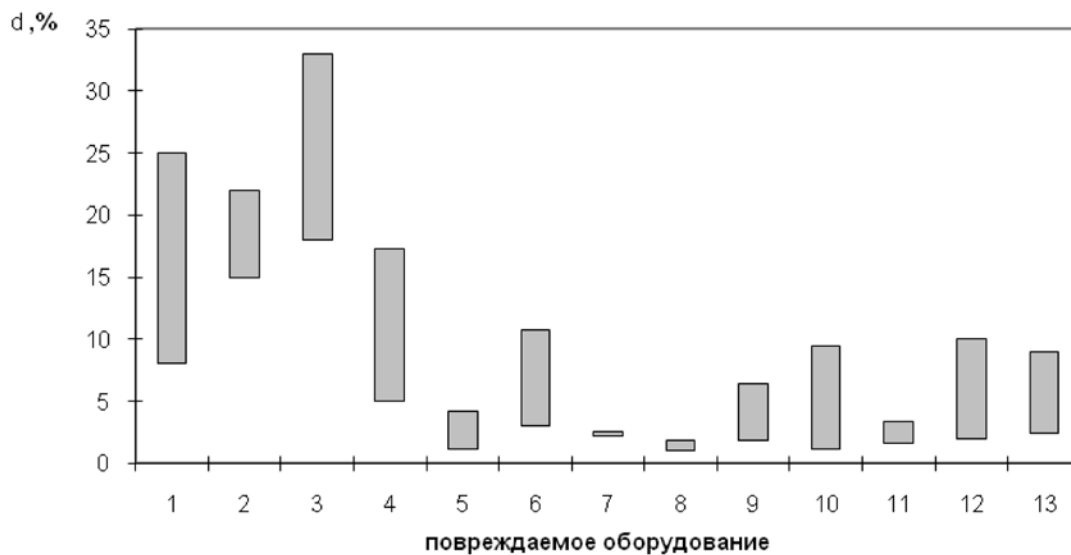
Исследования отказов *теплообменного оборудования*, установленного в схемах более 150 паровых турбин, которые привели их к аварийным остановам, показали следующее [1]:

1) для многих теплообменных аппаратов ПТУ (в особенности для подогревателей сетевой воды) характерна меньшая реальная наработка их трубных систем до исчерпания ресурса по сравнению с нормативными сроками службы;

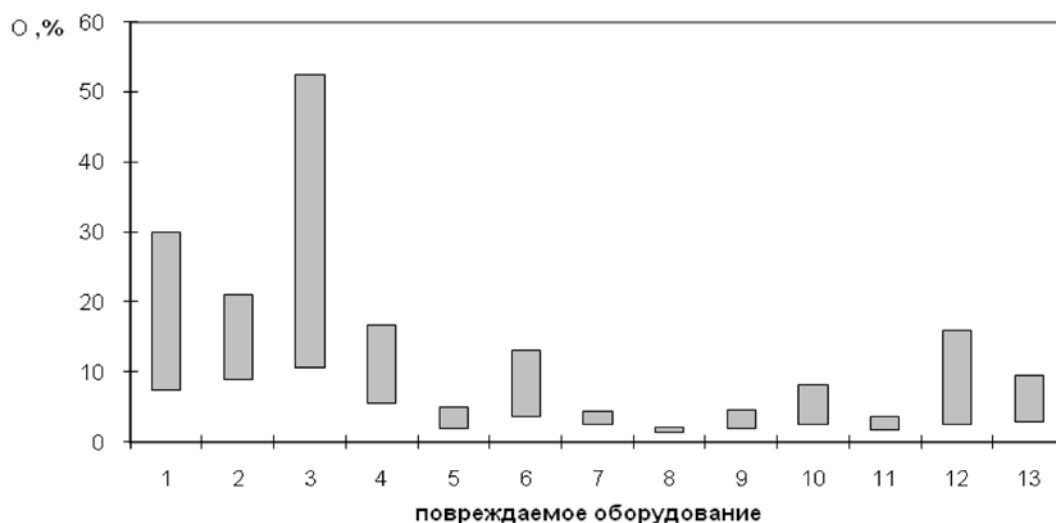
2) теплообменные аппараты ПТУ, работающие с теплоносителями более высоких параметров (давление и температура), имеют меньший срок службы по сравнению с аппаратами, работающими с низкими параметрами;

3) теплообменные аппараты ПТУ, работающие в переменных режимах, имеют меньшую долговечность по сравнению с аппаратами, установленными в схемах ПТУ, эксплуатируемых преимущественно в базовом режиме.

Также установлено, что количество повреждений, явившихся причиной отказов при эксплуатации, составляет менее 3 % дефектов, выявленных во время ремонтов. Это значит, что большинство дефектов, выявляемых во время плановых ремонтов, не являются критичными и либо вообще не проявляются в процессе эксплуатации, либо влияют на экономичность турбины и другие показатели, которые выявляются специальными испытаниями ПТУ.



а)



б)

Рисунок 2 – Отказы вспомогательного оборудования: распределение отказов вспомогательного оборудования турбоустановок (а); доля отказов вспомогательного

оборудования, вызывающая остановки турбин (б): 1 – конденсаторы; 2 – питательные

электронасосы; 3 – питательные турбонасосы; 4 – подогреватели высокого давления;

5 – подогреватели низкого давления; 6 – сальниковые подогреватели; 7 – эжекторы;

8 – деаэраторы; 9 – циркуляционные насосы; 10 – конденсатные насосы; 11 – бустерные насосы; 12 – арматура; 13 – трубопроводы

На основе анализа ремонтной документации почти сорока турбин типа Т-100-130, Т-175/210-130 ЗАО УТЗ, К-100-90, К-200-130, Т-180/210-130 ОАО ЛМЗ выявлено, что наибольшее количество дефектов фиксируется в процессе ремонта проточной части турбин, большое количество дефектов (до 30 %) обнаружено при ремонте узлов парораспределения; дефекты узлов системы регулирования в процессе капитального ремонта встречаются редко (порядка 8 % случаев) и в основном те, которые требуют большого объема восстановительных работ и соответственно не могут быть устранены в текущие и средние ремонты; дефекты подшипников составляют не более 5 % всех обнаруженных дефектов.

На основе анализа ремонтной документации выявлено, что повреждения трубопроводов и арматуры для разных турбоустановок вызывают от 4 до 15 % общего числа отказов, при этом

повреждения арматуры составляют 10 % повреждений вспомогательного оборудования, арматуры — соответственно 12 %.

Показано, что и для энергоблоков, и для станций с поперечными связями наибольшее количество повреждений имеют клапаны (обратные – 22 % и отсечные – 21 %); наибольшее время требуется для ремонта задвижек – 39 % общего времени восстановления всей арматуры. Выявлено, что наибольшее количество дефектов арматуры связаны с протечками вдоль штока через сальники, а также с повреждениями самих штоков и затворов.

Комплексный статистический анализ надежности работы турбин и вспомогательного турбинного оборудования в различных условиях эксплуатации позволил определить критические (наиболее повреждаемые) элементы, лимитирующие надежность ПТУ [1]:

- системы регулирования и парораспределения,
- подшипники и система тепловых расширений турбин,
- трубные пучки теплообменных аппаратов.

Реализация мероприятий по устранению выявленных причин повреждений позволит снизить общее количество отказов турбин:

- реконструкция систем регулирования – на 15-20 %,
- реализация систем вибромониторинга, осуществляющего непрерывный контроль за состоянием подшипников – на 2,0-5,0 %,
- разработка мероприятий по предотвращению течи масла из подшипников турбин – на 0,5-1,0 %,
- устранение причин заклинивания механизма парораспределения – на 1,8-4,2%.

Для повышения надежности вспомогательного оборудования ПТУ приоритетной является задача оптимизации срока замены трубных пучков теплообменных аппаратов, а также повышение надежности арматуры (это позволит снизить количество unplanned остановов турбоустановок на 16 %).

В заключение отметим, что диагностика состояния, устранение выявленных дефектов, замена и реконструкция отдельных узлов для обеспечения надежности оборудования, находящегося в эксплуатации требуют значительно меньших затрат по сравнению с вводом новых мощностей. При этом разработка и реализация мероприятий по повышению надежности элементов паротурбинных установок, находящихся в эксплуатации, дает возможность сокращения затрат на их эксплуатацию и ремонт, продление срока эксплуатации.

Литература

1. Мурманский Б.Е. Разработка, апробация и реализация методов повышения надежности и совершенствования системы ремонтов паротурбинных установок в условиях эксплуатации: дисс... докт. техн. наук: 05.04.12 / Мурманский Б.Е.; [Место защиты: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б. Н. Ельцина"].- Екатеринбург, 2015.- 457 с.

2. Рабенко В. С. О повреждениях паровых турбин ТЭС / Поздышев А. А., Рабенко В. С. // «Вестник ИГЭУ» Вып.2. 2004 г.