

**III Всероссийская (с международным участием) молодежная
научно-практическая конференция «ЭНЕРГОСТАРТ»**

103-1

12-14 ноября 2020 года

УДК 621.311

А.В. Благочиннов, инженер исследователь, Филиал ФГБОУВО НИУ МЭИ
в г. Волжском
г. Волжский

**ПРИМЕНЕНИЕ ЦИФРОВЫХ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА И
ДИАГНОСТИКИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС
ДЛЯ ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ.**

Исходя из энергетической стратегии России до 2030 года, требующие особого внимания проблемы в энергетической отрасли России являются:

- высокий процент износа основных фондов топливно-энергетического комплекса (в электроэнергетике может достигать 60 процентов);
- низкая степень инвестиционных вложений в развитие отраслей энергетики (только за последние 5 лет объем инвестиций составил порядка 75 процентов от объема, который предусматривался энергетической стратегией России на 2020 год);
- производственный потенциал отечественного энергетического комплекса не соответствует научно-техническому уровню европейских стран [1] [4].

Перечисленные проблемы приводят к снижению надежности оборудования и росту количества аварий на объекте. Для поддержания надежности на высоком уровне требуется проведение своевременных ремонтов и грамотного технического обслуживания [2]. Из мирового опыта известно, что диагностика состояния, устранение выявленных дефектов и замена вышедших из строя узлов, требуют значительно меньших финансовых вложений по сравнению с вводом новых мощностей. Выполнение мониторинга состояния оборудования является важным направлением обеспечения надежности ТЭС, а поиск мероприятий по повышению надежности энергетических установок, находящихся в эксплуатации, должен выполняться на основе сбора и анализа статистики повреждений однотипного оборудования, анализа надежности работы узлов оборудования разных типоразмеров, результатов диагностирования элементов оборудования в процессе ремонта и эксплуатации [3].

Поэтому диагностику тепломеханического оборудования необходимо начинать с определения наиболее часто повреждаемых и представляющих наибольшую опасность элементов и их уязвимых зон. На всех крупных энергетических объектах (ТЭС, ТЭЦ, ГЭС, АЭС) эти опасные элементы и их уязвимые зоны для большинства технических устройств

III Всероссийская (с международным участием) молодежная научно-практическая конференция «ЭНЕРГОСТАРТ»

103-2

12-14 ноября 2020 года

известны. Также для многих из них уже разработаны методики и порядок проведения диагностики и ремонтных кампаний.

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
Число отказов без повреждений	8,9	0,1
Прочие элементы	10,4	11,1

Рис. 1. Повреждаемость турбогенераторов электростанций.

В таблице на рисунке перечислены наиболее повреждаемые зоны паровых турбин. Зачастую к перечню представлены такие сведения, как метод диагностики, период диагностирования, минимально необходимые нормы по диагностированию/контролю основного оборудования станций. Анализируя эту информацию, можно определить степень безопасности действующего основного и вспомогательного оборудования.

Для приближенного вычисления показателей надежности турбинной установки (как пример) используются статистические данные, которые определяются опытным путем. Классификация информации проводится по разным признакам: степени влияния отказа на работоспособность энергетического объекта, отношению к оцениваемым показателям надёжности, выделяются существенные и несущественные отказы, полные и частичные отказы, повреждения и т.д.

Анализ и определение группы отчетных параметров (определение которых возможно только на остановленном оборудовании) после проведения средних и капитальных ремонтов, позволяющих анализировать динамику изменения показателей надежности, также очень важная задача.

Основополагающими показателями, определяющими возможность и безопасность эксплуатации энергетического оборудования, являются эксплуатационные параметры.

Количество параметров измеряется десятками, и чтобы эффективнее вести их съем, контроль и мониторинг, объект (рассмотрим для примера паровую турбину) разбивают на системы и подсистемы:

- ротор-подшипники;
- регулирование-парораспределение;
- вспомогательное оборудование.

В дальнейшем проходит мониторинг основных параметров подсистемы (частота вращение ротора, давление пара в отборе, положение

III Всероссийская (с международным участием) молодежная научно-практическая конференция «ЭНЕРГОСТАРТ»

103-3

12-14 ноября 2020 года

регулирующих органов парораспределения и т.д.) с помощью цифровых систем с последовательной разработкой комплексной системы диагностики состояния паротурбинной установки [7].

Модулем диагностики автоматически формируется ряд основных параметрических зависимостей в цифровом виде. Например, если реализовать контроль и получение зависимостей системы регулирования и защиты паровой турбины, то далее возможно автоматически получить (рассчитать) в процессе эксплуатации основные параметры, которые будут характеризовать состояние и настройку системы регулирования и защиты исследуемого объекта.

Разберем пример механогидравлической и гидромеханической системы автоматического регулирования и защиты турбогенератора. Реализовать такую объемную систему контроля и диагностики на постоянной основе, т.е. поставить датчики на все элементы контура, практически невозможно (по конструктивным и экономическим соображениям). Это будет сложно, дорого и не соответствовать требуемой надежности [5] [6].

Положение меняется, если турбогенератор оснащают микропроцессорной электрогидравлической системой регулирования и защиты (ЭГСРиЗ), т.е. с применением цифровых систем мониторинга и диагностики. [7,8] В итоге получается, что все элементы импульсной части, а это датчики, регуляторы и электрогидравлические преобразователи (ЭГП), контролируются в электрической части (ЭЧСРиЗ), которая выполняется дублированной. Это значительно повышает надёжность контроля [7].

Подход к решению задач диагностики состояния САРиЗ турбогенератора в целом требуется дополнительного обеспечения контроля исполнительных механизмов, элементов парораспределения (регулирующих клапанов), и гидромеханической части [8].

Выполнение задачи возможно при реализации цифровых систем мониторинга и диагностики САРиЗ в составе АСУ ТП паровой турбины. В ней уже будут заложены следующие измерения: расходы пара в турбину, расходы в отборы, температура, давление и т.д. Для более качественной диагностики применяется дополнительный контроль положения регулирующих клапанов, давления пара за ними и давления масла в сервомоторе. Сейчас, к сожалению, часто продолжают эти измерения выполнять средствами местного контроля, без реализации современного модуля мониторинга и диагностики регулирования машины.

Если применять описанные выше современные цифровые системы мониторинга и диагностики во всех подсистемах турбоустановки, а также другого энергетического оборудования крупных объектов, то это позволит собирать, отображать, хранить, анализировать информацию в необходимом объеме. Полученные данные использовать для повышения надежности

**III Всероссийская (с международным участием) молодежная
научно-практическая конференция «ЭНЕРГОСТАРТ»**

103-4

12-14 ноября 2020 года

энергетического оборудования и станций в целом. Отсутствие контроля на всех важных узлах системы неизбежно приводит к повышению аварийности и к снижению безопасности объекта.

Список литературы:

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года (Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р).
2. Методы и результаты оценки эффективности ускоренной модернизации электроэнергетики России/ Ф.В. Веселов, А.А. Макаров, А.С. Макарова / Теплоэнергетика, 2013. № 1. С.6—15.
3. Перспективы тепловых электростанций/ Г.Г. Ольховский// Электрические станции, 2010. №1. С.8—17.
4. Перспективы развития электроэнергетики России на период до 2030 г. В.А. Баринов Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса» Сто тридцать третье заседание от 23 октября 2012 года. Издательство ИНП РАН, М.: 2013. 33с.
5. Развитие электрогидравлических систем регулирования паровых турбин ЛМЗ на основе применения микропроцессорной техники/ В. В. Малев, М. С. Фрагин, В. С. Мельников [и др.] // Теплоэнергетика. 1985. № 7. С. 12—16.
6. Реконструкция системы регулирования и защиты паровых теплофизикационных турбин ЗАО «УТЗ» с переводом ее в электрогидравлическую/ В.Б. Новосёлов// Химическая техника. 2010. № 1. С. 6—10.
7. Мурманский Б.Е. Разработка, апробация и реализация методов повышения надежности и совершенствования системы ремонтов паротурбинных установок в условиях эксплуатации. Диссертация. Екатеринбург, 2015. 457 с.
8. СО 34.35.105-2002 Методические указания по оснащению техническими средствами технологической защиты при повышении вибрации турбоагрегата.

Работа выполнена при финансовой поддержке государственного задания Российской Федерации FSWF- 2020-0025 “Разработка методов и анализ способов достижения высокого уровня безопасности и конкурентоспособности объектов энергетических систем на базе цифровых технологий”.

Информация об авторах:

**III Всероссийская (с международным участием) молодежная
научно-практическая конференция «ЭНЕРГОСТАРТ»
12-14 ноября 2020 года**

103-5

Благочиннов Алексей Викторович, инженер исследователь филиала
ВФ МЭИ в городе Волжском, пр. Ленина 146-232., Ablagochinnov@mail.ru