

СПОСОБ И СИСТЕМА ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ УЗЛОВ
ГАЗОВОЙ ТУРБИНЫ

ОБЛАСТЬ ТЕХНИКИ

Изобретение относится к системе оценки технического состояния узлов
5 газовой турбины по температурным полям и применяющегося в ней способа.

УРОВЕНЬ ТЕХНИКИ

Энергетика является одной из ведущих и наиболее высокоорганизованных
отраслей промышленности. В процессе развития энергетики непрерывно
повышается экономичность энергетических предприятий, что выражается в
10 снижении затрат на производство и передачу тепловой и электрической
энергии. Производство и доставка потребителям электрической энергии
характеризуются некоторыми особенностями, отличающими этот
технологический процесс от производства и распределения других видов
продукции. Во-первых, это – непрерывность и высокая скорость производства
15 и транспортирования энергии и, во-вторых, - невозможность ее хранения.

Как и в большинстве других отраслей промышленности, повышение
эффективности в энергетике достигается двумя путями.

Первый из них связан с совершенствованием вновь выпускаемого
оборудования в направлении снижения удельных расходов тепла на единицу
20 выработанной энергии для уменьшения топливной составляющей
себестоимости и в направлении снижения удельной стоимости и повышения
надежности этого оборудования для уменьшения амортизационных
отчислений. Повышение единичной мощности агрегатов и их автоматизация
снижают затраты на сооружение и обслуживание.

25 Для достижения этих целей необходимы систематические научные
исследования, направленные на разработку новых и совершенствование
существующих технологических процессов, поиски новых материалов и др.

Реализация этих мероприятий требует затраты больших средств и сказывается на эффективности эксплуатации лишь вновь сооружаемых электростанций.

- Второй путь – рациональная эксплуатация существующих установок, заключающаяся в выборе на выгоднейшего состава работающего оборудования, проведении ремонтных и диагностических мероприятий в оптимальные сроки, наиболее оптимальном распределении нагрузки между работающими агрегатами. Рациональная эксплуатация каждого отдельного агрегата заключается в реализации наиболее выгодного в экономическом отношении режима с учетом конкретных особенностей данного агрегата.
- 10 Одной из важнейших особенностей энергетического производства является жесткая зависимость режима работы электрических станций от режима потребления электроэнергии. Электропотребление изменяется под влиянием различных факторов: технологические особенности производства, сменности работы, климатических факторов и др. Существенный вклад в
- 15 неравномерность графиков электропотребления вносит коммунально-бытовой сектор, удельный вес которого в большинстве стран мира неуклонно растет.

- На сегодняшний день практически все объекты генерации оборудованы развитыми АСУ ТП (Автоматизированная система управления
- 20 технологическим процессом). Применяемые АСУ ТП по своей природе не являются инструментами анализа изменений в техническом состоянии, хотя во многом служат для предотвращения наступления аварийного события. Статистика инцидентов и аварий свидетельствует о том, что автономные и встроенные в АСУ ТП системы мониторинга и диагностики энергетического
- 25 оборудования недостаточно эффективны [1].

Контроль технического состояния основан на сравнении соответствий значений параметров и критериев их пределам и нормам, и параметров с эталонными энергетическими характеристиками. Такие системы

функционируют как набор модулей, анализирующих работу различных подсистем объекта мониторинга. Для определения изменений в техническом состоянии и поиска их причин предполагается трудозатратный автоматизированный анализ работы систем мониторинга большим количеством экспертов. Применяемые методы бессильны при недостоверной или неполной информации о пределах и нормах ключевых технологических параметров, критериев, взаимосвязях между параметрами. В большинстве случаев это является причиной несвоевременного выявления зарождения дефектов, их бесконтрольного развития, когда техническое состояние является «работоспособным» и, как следствие, приводит объект в «неработоспособное» или «предельное» состояние. Мероприятия по техническому обслуживанию осуществляются, как правило, после срабатывания предупредительной или аварийной сигнализаций. Дефекты оборудования определяются после его вскрытия, что приводит к «недоремотам» вследствие отсутствия необходимых запасных частей и технических решений для устранения проблем.

В настоящее время важно не только определять вид технического состояния, в частности: «работоспособное», «частично работоспособное», «предельное», но и отслеживать изменения в уже определенном (первом и втором) состоянии [2]. Наиболее остро стоит задача контроля изменений в «работоспособном» техническом состоянии оборудования, вызываемых зарождением любого дефекта деталей, узлов и систем из существующего множества, для обнаружения нежелательных тенденций и прогнозирования их развития с целью предотвращения инцидентов и аварий.

Техническое диагностирование — это аппарат мероприятий, который позволяет изучать и устанавливать признаки неисправности (работоспособности) оборудования, устанавливать методы и средства, при помощи которых дается заключение (ставится диагноз) о наличии (отсутствии) неисправности (дефекта). Другими словами, техническая

диагностика позволяет дать оценку состояния исследуемого объекта. Такая диагностика направлена в основном на поиск и анализ внутренних причин неисправности оборудования.

К результатам диагностики можно отнести:

- 5 1. Определение состояния диагностируемого оборудования (оценка состояния оборудования);
2. Выявление вида дефекта, его масштабы, место расположения, причин появления, что служит основой для принятия решения о последующей эксплуатации оборудования (выводе в ремонт, дополнительном обследовании,
- 10 продолжении эксплуатации и т. п.) или о полной замене оборудования;
3. Прогноз о сроках последующей эксплуатации — оценка остаточного ресурса работы электрооборудования.

Следовательно, можно сделать вывод, что для предупреждения образования дефектов (или выявления на ранних стадиях образования) и поддержания

15 эксплуатационной надежности оборудования необходимо применять контроль оборудования в виде системы диагностики.

Ниже представлены основные методы неразрушающего контроля (МНК), наиболее часто применяемые для электротехнического оборудования:

- 1) магнитный,
- 20 2) электрический,
- 3) вихретоковый,
- 4) радиоволновой,
- 5) тепловой,
- 6) оптический,
- 25 7) радиационный,
- 8) акустический,
- 9) проникающими веществами (капиллярный и течеискания).

Тепловые методы контроля, согласно ГОСТ 53689–2009, основаны на регистрации тепловых или температурных полей объекта контроля.

Развитие газовых турбин, сопровождающееся ростом начальных параметров рабочего тела, повышением их технических характеристик и маневренных качеств, выдвинуло широкий круг проблем обеспечения прочности и долговечности деталей газотурбинных установок. Среди разнообразных
5 аспектов этих проблем особо важное значение имеет дальнейшее совершенствование методов расчета, а также исследования систем охлаждения и термонапряженного состояния лопаток газовых турбин.

На данный момент известно множество решений, реализующих процессы оценки технического состояния узлов газовой турбины и прогнозирования
10 выхода из строя тех или иных её узлов.

Известен способ обнаружения частичного погасания факела в газотурбинном двигателе (патент US 8474269 B2, Siemens AG, 02.07.2013). В данном патенте газовая турбина имеет газовый канал для направления движущего газа и несколько камер сгорания, при этом каждая из камер сгорания ведет в газовый
15 канал и содержит горелку. Способ содержит этапы: измерения через определенное время первой температуры в каждой из, по меньшей мере, двух точек измерения, расположенных ниже по потоку камер сгорания в газовом канале, измерения через определенное время второй температуры в каждой из, по меньшей мере, двух горелок и обнаружения частичного погасания факела
20 из измерений первых температур и измерений вторых температур, при этом обнаружение частичного погасания факела включает в себя этап определения первого параметра обнаружения, при этом первый параметр обнаружения определяется из скорости изменения разброса между измерениями первых температур в различных точках измерения.

25 Известен способ контроля температуры топлива в газовой турбине (патентная заявка US 2014033731 A1, ROLLS ROYCE DEUTSCHLAND, 06.02.2014), в котором параметры определяются как входные значения и сравниваются с номинальными значениями, оптимизированными для эмиссии, после чего

определяется оптимальная температура топлива и топливо соответственно подается в камеру сгорания с подогревом или охлаждением.

В данных решениях отсутствует возможность удаленного мониторинга технического состояния узлов газовой турбины по температурным полям, что не позволяет быстро и точно определить возможное будущее нарушение в работе узлов газовой турбины.

РАСКРЫТИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ

Тепловые методы контроля (ТМК) основаны на измерении, оценке и анализе температуры контролируемых объектов. Главным условием применения диагностики с помощью тепловых МНК является наличие в диагностируемом объекте тепловых потоков.

Температура — самое универсальное отражение состояния любого оборудования. При практически любом, отличном от нормального режима работы оборудования изменение температуры является самым первым показателем, указывающим на неисправное состояние. Температурные реакции при разных режимах работы в силу своей универсальности возникают на всех этапах эксплуатации электротехнического оборудования.

Серьезной проблемой, с которой сталкиваются при эксплуатации газотурбинных установок (ГТУ), является выход из строя рабочих и направляющих лопаток первой ступени турбины высокого давления (ТВД), связанный с неравномерностью температурного поля продуктов сгорания.

Горячие рабочие газы нагревают внешнюю поверхность лопаток газовой турбины, но эти лопатки могут охлаждаться изнутри, например, воздухом, подаваемым компрессором, или паром, подаваемым от системы утилизации теплоты. Поэтому между внешней и внутренней частью охлаждаемых лопаток возникает градиент температур. При этом, наиболее нагруженными элементами газовой турбины являются рабочие лопатки ее первой ступени, разрушение которых происходит чаще всего из-за термической усталости.

Задачей изобретения является создание новой системы и реализуемого в ней способа для оценки технического состояния узлов газовой турбины по температурным полям, что позволит на ранней стадии выявлять изменения в техническом состоянии объектов и прогнозировать выход их строя, как

5 критически важных элементов объекта контроля, так и всего объекта в целом.

Техническим результатом является повышение точности определения температурного отклонения от начального значения.

За счет данного определения температурного отклонения выявляют значительные нарушения в работе узлов газовой турбины.

10 Заявленный результат достигается с помощью реализации компьютерно-реализованного способа для удаленного мониторинга технического состояния узлов газовой турбины по температурным полям, заключающийся в выполнении этапов, на которых:

- измеряют на выходе газовой турбины, в различные моменты времени, с

15 помощью термопар температуру газового потока идущего от камер сгорания через газоходы и лопаточный аппарат;

- получают измеренные термопарами указанные температурные показатели газовой турбины;

- для каждого момента времени полученные от каждой термопары

20 температурные показатели преобразуют в векторные величины, где температура термопары является модулем вектора, а угловое расположение термопары в плоскости выхлопа его направлением;

- формируют, на основании полученных векторных величин, равнодействующее векторное значение температуры, конец этого

25 равнодействующего вектора является эпицентром теплового поля;

- осуществляют построение координатной сетки с нанесением на нее конца равнодействующего вектора;
- каждый раз добавляют на координатную сетку концы равнодействующих векторов, рассчитанных по поступающим данным о новых температурных показателях на выходе газовой турбины в разные промежутки времени;
- определяют на координатной сетке величину отклонения концов новых векторов от начального значения.

В частном варианте осуществления в случаях ассиметричного расположения термопар используются поправочные коэффициенты.

- 10 В другом частном варианте осуществления группы термопар характеризуют работу отдельных камер сгорания.

В другом частном варианте осуществления координатная сетка представляет собой полярную систему координат или декартову систему координат.

- 15 В другом частном варианте осуществления мониторинг осуществляется в онлайн или офлайн режиме.

- Заявленный технический результат достигается также за счет системы удаленного мониторинга технического состояния узлов газовой турбины, по температуре газового потока определенной с помощью термопар и передаче данных показателей на первичные контроллеры, которые связаны с основным сервером АСУ ТП объекта контроля, предназначенным для накопления получаемых с контроллеров данных и последующей передачи упомянутых данных из зоны нижнего уровня системы удаленного мониторинга, содержащей, по меньшей мере, сервер нижнего уровня системы удаленного мониторинга, из которой посредством сети передачи данных, данные об измеренных температурных показателях газовой турбины передаются в зону верхнего уровня системы удаленного мониторинга, которая содержит сервер верхнего уровня, выполненный с возможностью выполнения способа для
- 20
- 25

удаленного мониторинга технического состояния узлов газовой турбины, описанному выше.

В другом частном варианте осуществления заявленной системы термопары расположены несимметрично по окружности и используют поправочные коэффициенты, которые учитывают асимметрию. Поправочные коэффициенты рассчитываются как величина смещения эпицентра теплового поля по координатам X и Y от центра координат в случае равенства температур всех термопар, расположенных ассиметрично. В частном случае симметричного расположения термопар при равенстве температур эпицентр теплового поля будет находится в центре координат и поправочный коэффициенты будут равны 0.

В другом частном варианте осуществления заявленной системы группы термопар могут характеризовать работу отдельных камер сгорания.

В другом частном варианте осуществления заявленной системы мониторинг изменения технического состояния осуществляется в онлайн или офлайн режиме.

В другом частном варианте осуществления заявленной системы сеть передачи данных представляет собой сеть Интернет.

В другом частном варианте осуществления заявленной системы передача информации посредством сети Интернет осуществляется через защищенный канал передачи данных.

В другом частном варианте осуществления заявленной системы сервер верхнего уровня выполнен с возможностью передачи информации о состоянии объекта контроля на удаленные устройства пользователей.

В другом частном варианте осуществления заявленной системы передача данных на удаленные устройства пользователей осуществляется с помощью проводного и/или беспроводного типа связи.

В другом частном варианте осуществления заявленной системы проводной тип связи представляет собой ЛВС Ethernet типа.

В другом частном варианте осуществления заявленной системы беспроводной тип связи выбирается из группы: Wi-Fi, GSM, WiMax или MMDS (Multichannel Multipoint Distribution System).

В другом частном варианте осуществления заявленной системы данные о состоянии объекта контроля передаются с помощью сообщений электронной почты и/или SMS-сообщений и/или PUSH-уведомлений на удаленные устройства пользователей.

10 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ЧЕРТЕЖЕЙ

Фиг. 1 иллюстрирует архитектуру систему удаленного мониторинга технического состояния узлов газовой турбины по температурным полям.

Фиг. 2 иллюстрирует основные этапы выполнения заявленного способа.

Фиг. 3 иллюстрирует расположение термопар на выходе из газовой турбины.

15 ОСУЩЕСТВЛЕНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ

На Фиг.1 представлена общая архитектура заявленного решения, в частности, система удаленного мониторинга технического состояния узлов газовой турбины по температурным полям (100). Система удаленного мониторинга (100) состоит из систем нижнего (15) и верхнего (18) уровней. Оба уровня реализованы на серверах (150, 180), выполняющих специальные функции. Задачей сервера нижнего уровня (150) является сбор, первичная обработка, буферизация и обеспечение передачи данных на сервер верхнего уровня (180), задача которого - решение аналитических задач, связанных с осуществлением контроля технического состояния узлов газовой турбины по температурным полям (объекта мониторинга) (10).

Процесс сбора и передачи данных реализован на основе двух серверной схемы. Процесс получения данных начинается на нижнем уровне, уровне газовой турбины (объекта мониторинга) (10), где осуществляется запись значений температурных показателей камер сгорания и лопаточного аппарата с помощью термопар (11), расположенных по окружности выхлопного диффузора.

Термопары (11) измеряют температуру в отдельных секторах газовой турбины и сигнализируют о состоянии её узлов. По результатам измерений получают максимальную температуру, которую фиксируют на термопарах, и получают минимальную температуру. На основе этого возможно определить разность между максимальной и минимальной температурами.

Показания с термопар (11), а именно значения температурных показателей камер сгорания и лопаточного аппарата направляются в первичные контроллеры (12), откуда затем передаются на основной сервер АСУ ТП объекта контроля (130).

Сервер системы нижнего уровня (150) системы удаленного мониторинга технического состояния узлов газовой турбины по температурным полям (100) устанавливается в собственном шкафу в специализированном помещении серверной, в непосредственной близости от имеющихся серверов АСУ ТП объекта контроля (130). Передача данных с технологической сети (14), образованной с помощью одного или нескольких серверов АСУ ТП (130), осуществляется на сервер нижнего уровня системы удаленного мониторинга технического состояния узлов газовой турбины по температурным полям (150). Передача данных на сервер нижнего уровня (150) может осуществляться с использованием протокола OPC (OLE for Process Control) и технологии OPC туннелирования.

Зона нижнего уровня системы удаленного мониторинга технического состояния узлов газовой турбины по температурным полям (15) может быть

выполнена в виде демилитаризованной зоны, организованной с помощью сетевых экранов (151), которые осуществляют прием данных от сервера АСУ ТП (130) и передачу данных в зону верхнего уровня (18). Такая схема изолирует работу АСУ ТП объекта (130) и системы нижнего уровня (15), а также обеспечивает сохранность получаемых данных при возникновении
5 внештатных ситуаций.

Данные показателей технологического состояния, получаемые от термодатчиков (11) газовой турбины (10) передаются в единый архив сервера верхнего уровня (180) системы удаленного мониторинга технического состояния узлов газовой турбины по температурным полям. Передача данных на сервер верхнего
10 уровня (180) осуществляется с помощью ЛВС, например, глобальной сети Интернет. Для передачи данной информации может использоваться защищенный канал передачи данных ЛВС, который обеспечивает передачу данных в режиме реального времени без потери качества, используя
15 процедуру синхронизации серверов (150, 180) нижнего (15) и верхнего уровней (18). Кроме того, получение данных в полном объеме на сервере верхнего уровня (180) обеспечивает возможность подробного анализа технического состояния объекта специалистами, работающими с системой верхнего уровня (18), что дает возможность контролировать техническое
20 состояние газовой турбины и её компонентов (10) силами этих специалистов.

Сервер верхнего уровня (180) настроен на аналитическую обработку данных в режиме онлайн, автоматически осуществляемую математической моделью объекта на основе сформированных эталонных параметров работы исправного объекта.

25 Согласно Фиг. 2 показан способ (200), который выполняется на упомянутом сервере верхнего уровня (180), с помощью которого реализуется мониторинг технического состояния узлов газовой турбины по температурным полям (10).

На этапе (201) измеряют с помощью термопар (11) температуру газового потока идущего от камер сгорания через газоходы и лопаточный аппарат.

На этапе (202) сервер верхнего уровня (180) получает температурные показатели от газовой турбины.

- 5 Далее на этапе (203) для каждого момента времени полученные от каждой термопары температурные показатели преобразуют в векторные величины, где температура термопары является модулем вектора, а угловое расположение термопары в плоскости выхлопа его направлением.

- 10 Далее на этапе (204) формируют, на основании полученных векторных величин, равнодействующее векторное значение температуры, конец этого равнодействующего вектора является эпицентром теплового поля.

- На этапе (205) осуществляют построение координатной сетки с нанесением на нее конца равнодействующего вектора и на этапе (206) каждый раз добавляют на координатную сетку концы равнодействующих векторов, рассчитанных по
15 поступающим данным о новых температурных показателях на выходе газовой турбины в разные промежутки времени.

На этапе (207) определяют на координатной сетке величину отклонения концов новых векторов от начального значения.

- Передача необходимой информации, в частности, при получении сигналов
20 при отклонении работы газовой турбины (10) может выполняться по общеизвестным проводным и беспроводным типам связи, например: ЛВС Ethernet типа (LAN сеть), Wi-Fi, GSM, WiMax или MMDS (Multichannel Multipoint Distribution System) и т.п.

- Информация от системы верхнего уровня (18) системы для удаленного
25 мониторинга технического состояния узлов газовой турбины по температурным полям (100) может передавать на различные удаленные компьютерные устройства, например, АРМ, выполненные на базе

компьютеров типа IBM PC, или мобильные устройства пользователей системы, например, смартфоны, планшеты или ноутбуки, получающие данные от сервера верхнего уровня (180) с помощью сообщений электронной почты и/или SMS-сообщений и/или PUSH-уведомлений.

- 5 Контроль компонентов газовой турбины (10) может выполняться через стандартный веб-браузер и портал в сети Интернет, предназначенный для отображения параметров состояния узлов газовой турбины (10). Также, возможно оперативное контролирование узлов газовой турбины (10) с помощью специального программного приложения, устанавливаемого на
10 устройства пользователей.

Уведомление о наступлении предельного состояния узлов газовой турбины или необходимости проверки каких-либо узлов газовой турбины (10), которые в будущем могут привести к предельному состоянию или деградации, может направляться на устройства до тех пор, пока сервер (180) в ответ на
15 рассылаемые уведомления не получит сообщение о том, что уведомление было просмотрено пользователем. Данная функция может быть реализована с помощью отправки электронных сообщений с заданным промежутком времени или с помощью специализированного приложения или веб-портала, которое в ответ на идентификацию пользователя, связанного с системой
20 уведомления сервера верхнего уровня (180), анализирует статус получения упомянутым пользователем упомянутого уведомления. Статус может быть привязан к изменению состояния параметра уведомления на сервере, который может представлять собой запись в базе данных отметки о получении ответного сообщения от устройства пользователя.

- 25 В газовой турбине температурное поле оценивается по показаниям термопар, на выходе из газовой турбины.

Тенденция к повышению температуры за газовой турбиной при неизменной её мощности свидетельствует об увеличении температуры перед первой

ступенью газовой турбины, что в свою очередь приводит к снижению ресурса элементов горячего тракта.

В отличие от традиционных способов регистрации, обработки и визуализации показаний датчиков температуры, расположенных за последней ступенью газовой турбины в виде графиков температур в зависимости от времени, нагрузки и других параметров, разработана система визуализации состояния теплового поля турбины по показаниям всех датчиков в виде одного расчетного значения параметра, отображаемого в полярной системе координат в виде радиус вектора $A\varphi$ (где A – значение расчетного параметра, φ – угол) или в виде проекции радиус – вектора в декартовой системе координат X, Y .

Этот расчетный параметр является Эпицентром Теплового Поля (ЭТП) – равнодействующим векторным значением показаний всех термопар, расположенных в плоскости сечения газового потока.

Положение ЭТП изменяется в следующих случаях:

- Изменение режима горения;
- Изменения в работе КС (перераспределение расходов первичного воздуха/газа и т.п.);
- Сезонный фактор;

Визуализатор ЭТП, выполняя обработку данных, преобразует показания всех термопар в одно единственное значение - точку положения ЭТП на координатной плоскости в данный момент времени. Множество точек ЭТП построенных в процессе эксплуатационного контроля конкретной турбоустановки образуют характерные зоны (ХарЗ) базовых и переходных режимных состояний агрегата. Контроль расположения ХарЗ выявляет отклонения технического состояния элементов ГТУ на ранней стадии развития дефектов. Графическое представление центра теплового поля

доступно в 2-х вариантах – в полярных координатах с отображением его изменения во времени и нагрузки (анимация), а также в декартовых, где строятся изменения характеристик вектора от времени.

Измерение температуры выхлопных газов за турбиной производится с помощью термопар. Каждая из термопар установлена под определенным углом по отношению к вертикальной плоскости (см. фиг. 3).

Положение эпицентра теплового поля по показаниям термопар и с учетом их пространственного расположения по координате X определяется соотношением:

$$x = (T1 * \sin \alpha T1 + T2 * \sin \alpha T2 + \dots + Tn * \sin \alpha Tn) / (\text{SUM } (T1: Tn)) + kx$$

Положение эпицентра теплового поля по показаниям термопар и с учетом их пространственного расположения по координате Y:

$$y = (T1 * \cos \alpha T1 + T2 * \cos \alpha T2 + \dots + Tn * \cos \alpha Tn) / (\text{SUM } (T1: Tn)) + ky$$

где, αTn – угол расположения n-ной термопары относительно нулевого положения в плоскости поперечного сечения выхлопа;

kx и ky коэффициенты, учитывающие отклонение ЭТП от центра координат при одинаковом значении температур всех термопар.

Преимуществами заявленного решения является:

1. Высокая чувствительность. Изменение температуры любой термопары на 1°C при средней температуре измерения 550°C вызывает изменение положения ЭТП на 0,002 единицы по координатам X, Y. При этом ХарЗ работы установки на номинальной нагрузке 165-170 МВт ограничена квадратом со стороной менее 0,04 единицы. То есть, разброс температур в ХарЗ составляет около 10°C , а изменение параметров выше данного уровня вызовет существенное смещение ХарЗ и, соответственно, идентификацию изменения состояния объекта.

2. Многократное снижение количества параметров оперативного контроля.

3. Простота реализации и применение для контроля различных систем.

Представленное описание заявленного изобретения раскрывает предпочтительные варианты исполнения заявленного решения и не должно

5 трактоваться как ограничивающее иные, частные варианты реализации, не выходящие за рамки испрашиваемого объема правовой охраны, которые должны быть понятны для специалиста в данной области техники.

10 Список литературы:

1. Кудрявый В.В. Системное разрушение системы // Первое отраслевое электронное СМИ RusCable.Ru, эд. №ФС77-28662. 08.03.2016.

2. Аракелян Э.К., Крохин Г.Д., Мухин В.С. Концепция «мягкого» регулирования и технического обслуживания энергоустановок ТЭС на основе интеллектуальной диагностики // Вестник Московского энергетического
15 института. 2008. № 1. С. 14-20.