



УДК 62-503.5

СОСТАВ И ХАРАКТЕРИСТИКИ МОДУЛЕЙ АВТОМАТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА НАРУШЕНИЙ РАБОТЫ КОТЕЛЬНОГО И ТУРБИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС

Канд. техн. наук ЯНИЦКИЙ В. А.

РУП «БЕЛТЭИ»

В современных системах управления работой оборудования тепловых электрических станций информация, поступающая от оборудования, предварительно обрабатывается средствами вычислительной техники и представляется оперативному персоналу в виде заранее скомпонованных форм. Представление логически связанных данных с выделением величин, требующих повышенного внимания, позволяет персоналу быстро ориентироваться в складывающихся ситуациях, восстанавливать связи между событиями и обоснованно принимать необходимые решения.

Обычно формы представления информации, содержащие сведения о составе и схемах соединения работающего оборудования и контролируемых параметрах, формируются по различным признакам. В одних случаях объединяются сведения, относящиеся к контуру циркуляции какого-либо рабочего тела, в других – информация объединяется по выполняемым функциям. Могут использоваться и другие принципы компоновки представляемых данных. При нормальной работе оборудования в регулировочном диапазоне нагрузок и незначительных нарушениях использование заранее скомпонованных форм позволяет оперативному персоналу эффективно выполнять свои функции.

Для режимов пусков-остановов оборудования формы представления информации также формируются заранее, но с учетом особенностей управления оборудованием в этих режимах. Однако при существенных нарушениях работы оборудования, например резком изменении параметров острого пара, полном сбросе нагрузки турбиной, быстром ухудшении вакуума в конденсаторе и др., эффективность использования заранее скомпонованных форм невелика.

Так, при полном сбросе нагрузки турбиной оперативный персонал должен быстро определить, какие изменения произошли в работе системы регулирования и защиты, системы смазки, изменились ли параметры и расход свежего пара, состояние подшипников и вибрация турбины, относи-

тельное положение ротора и статора, относительные расширения роторов ЦВД, ЦСД, ЦНД, разности температур в корпусах турбины, вакуум в конденсаторе, положения запорно-регулирующих органов, работа системы регенерации турбины, в том числе подача пара в деаэратор, к эжекторам и на уплотнения турбины.

При достаточно сложных нарушениях и ограниченном запасе времени на анализ ситуации персонал должен последовательно просмотреть несколько видеogramм, мысленно сформировать модель, отображающую сложившуюся ситуацию, и принять решение.

Из-за недостатка времени и необходимости обрабатывать большие объемы информации оперативный персонал часто допускает ошибки. Для сокращения их количества в случаях существенных нарушений работы оборудования необходимо использовать систему автоматического анализа ситуаций, позволяющую изменять формы представления информации в зависимости от конкретных условий.

В [1, 2] описаны основные принципы построения системы автоматического анализа технологических ситуаций, позволяющей компоновать формы представления текущей информации в зависимости от сложившейся ситуации и формировать сообщения о рекомендуемых действиях. Система включает: следящую программу-диспетчер, диагностические модули, программу формирования сообщений на дисплее щита управления и формирования протокола анализа технологических ситуаций. Следящая программа фиксирует нарушение (или изменение) режима: выход контролируемого параметра из допустимого диапазона или его изменение большее, чем на контрольную величину, и затем вызывает программу-диспетчер. Диспетчер уточняет общую ситуацию и при подтверждении необходимости анализа вызывает диагностический модуль (далее – модуль АН – анализ нарушения). Модуль АН анализирует автоматически поступившую информацию с целью выявления причин нарушения.

Перечень автоматически вводимой информации обычно определяется заказчиком системы контроля исходя из его финансовых возможностей. Поэтому во многих ситуациях анализ автоматически введенной информации не позволяет выявить причину нарушения, однозначно определяющую действия оперативного персонала. В таких случаях выполнение модуля АН завершается формированием сообщения, содержащего выводы по результатам анализа автоматически введенной информации и указания оперативному персоналу о том, какие диагностические действия необходимо выполнить для обеспечения требуемой полноты анализа.

Согласование работы модулей АН осуществляется через «Доску объявлений», что позволяет исключить дублирование расчетов, а также учесть общую ситуацию при формировании сообщений.

На рис. 1 представлен состав модулей АН, используемых при анализе нарушений работы котла и его вспомогательного оборудования.

Для анализа нарушений газовоздушного тракта котла предусмотрено использование пяти модулей АН. Первые три модуля запускаются при поступлении дискретных сигналов об отключении соответствующих устройств. Если поступили сигналы об отключении двух дымососов, двух дутьевых вентиляторов или двух РВП, то формируются сообщения об этих

нарушениях и рекомендуется убедиться в отключении устройств по амперажу электродвигателей, в останове котла защитой и правильной работе защиты. В противном случае – остановить котел дистанционно и выполнить действия, связанные с переводом котла в новое состояние.

КОТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ			
Газовый тракт котла	Пароводяной тракт котла	Тракт питательной воды	Подача топлива в котел
<p>↓</p> <p>Модули АН</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Отключение одного или двух дымо-сососов 2. Отключение одного или двух дутьевых вентиляторов 3. Останов одного или двух РВП 4. Пожар в РВП 5. Разрежение вверху топки котла 	<p>↓</p> <p>Модули АН</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Температура пароводяной среды на выходе из топки котла* 2. Давление пара в барабане котла 3. Уровень воды в барабане котла 4. Температура острого пара 5. Давление острого пара 6. Температура пара пром. перегрева** 	<p>↓</p> <p>Модули АН</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Температура питательной воды перед котлом 2. Давление питательной воды перед котлом 	<p>↓</p> <p>Модули АН</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Давление природного газа перед котлом 2. Температура мазута перед котлом 3. Давление мазута перед котлом

* Для прямоточного котла.

**Для энергоблоков с промежуточным перегревом пара.

Рис. 1. Модули анализа нарушений работы котельного оборудования

При отключении одного из устройств (кроме сообщения о факте отключения) рекомендуется убедиться в этом по амперажу двигателя, проследить разгрузку котла защитой. В случае несрабатывания защиты – отключить регулятор нагрузки котла на «прибавить» и часть горелок – дистанционно, проконтролировать закрытие шиберов и направляющих аппаратов остановленного механизма, отключить другие механизмы газоздушного тракта на стороне остановленного механизма.

При быстром повышении температуры уходящих газов и воздуха за РВП формируется сообщение о пожаре в РВП. Следует проверить наличие других признаков: выбивание дыма из лючков, нагрев несущих конструкций и др. Рекомендуется проследить останов котла защитой. В противном случае – остановить котел дистанционно, проконтролировать закрытие шиберов РВП, убедиться в останове соответствующих ДВ и ДС, закрытии шиберов и направляющих аппаратов и включить пожаротушение.

При отсутствии этих нарушений и отклонений от нормы разрежения вверху топки котла вызывается модуль анализа этого вида нарушения. В случае выполнения модуля оценивается изменение режима работы тягодутьевых механизмов, подачи топлива в котел, а также необходимо проверить состояние горелок, отсутствие сквозных повреждений поверхностей нагрева.

Схема согласования работы модулей АН при анализе нарушений работы газоздушного тракта котла показана в [2].

Состав используемых модулей АН и методы анализа нарушений работы пароводяного тракта для прямоточных и барабанных котлов существенно отличаются. Возмущения в топке барабанного котла в значительной степени компенсируются за счет аккумулирующей способности барабана и регулирования в нем параметров пароводяной среды. В прямоточном котле генерация пара осуществляется при последовательном прохождении пароводяной среды через все поверхности нагрева, что требует более точного регулирования тепловыделения в топке и других поверхностях нагрева. Для настройки системы регулирования тепловыделения в топке прямоточного котла обычно строятся переходные функции для параметров пара на выходе из топки при возмущениях расходом и температурой питательной воды, расходом пара, топлива и воздуха. Поддержание параметров пара на выходе из топки в заданном диапазоне является необходимым условием поддержания параметров острого пара в допустимом диапазоне.

При оценке допустимости температуры нагреваемой среды на выходе из топки необходимо учитывать внешние возмущения, если переходный процесс, вызванный ими, к моменту анализа еще не завершился. Упрощенный метод расчета параметров среды по окончании переходного процесса, основанный на использовании переходных функций котла, описан в [3].

Вычисленное значение температуры среды в установившемся режиме используется при формировании рекомендации об изменении расхода топлива в котел. Если анализ измеряемой информации не выявил нарушений, которые могли привести к отклонению температуры пара, то рекомендуется оценить работу горелок, убедиться в целостности поверхностей нагрева.

Если температура острого пара достигла уставки срабатывания защиты, то рекомендуется убедиться в срабатывании защиты или остановить котел дистанционно. Если же отклонение температуры пара не достигло предельно допустимых значений, то следует проанализировать правильность работы впрысков. Проверяется допустимость температур пара за отдельными поверхностями нагрева и разверок температур по потокам.

При изменении давления пара в барабане котла необходимо проверить, были ли возмущения расходом или температурой питательной воды, расходом или изменением параметров топлива, подаваемого в котел, расходом острого пара; оценить правильность работы автоматики, допустимость разностей температур металла барабана в контрольных точках.

При отклонении от допустимого диапазона уровня воды в барабане рекомендуется убедиться в этом, сравнив его с показаниями водоуказательных стекол; оценить изменение расхода питательной воды в котел и расход пара за котлом. При понижении уровня воды в барабане следует убедиться в целостности экранных и опускных труб, правильности положения арматуры на трубе аварийного слива; при недопустимом отклонении уровня – в срабатывании защиты или отключить котел дистанционно.

При понижении давления питательной воды перед котлом уточняются количество работающих ПЭН, уровень воды и давление в деаэраторе, уровни конденсата греющего пара в ПВД. Проверяется (если отсутствуют необходимые измерения, формируется рекомендация персоналу) наличие рециркуляции ПЭН, плотность обратного клапана неработающего ПЭН, работа гидромфты ПЭН, перепад на сетке перед ПЭН. Рекомендуется

оценить правильность положения запорно-регулирующей арматуры в тракте питательной воды, отсутствие посторонних шумов в работающих ПЭН.

При понижении температуры питательной воды перед котлом важно оценить распределение нагрева питательной воды между ПВД и проверить положение клапана на байпасе ПВД.

При падении давления природного газа перед котлом следует проверить давление в подающей магистрали, правильность работы регулятора давления газа, арматуры на подаче газа в котел.

При падении давления мазута перед котлом проверяется давление за масляными насосами, количество работающих насосов, правильность работы регулятора давления мазута и положения арматуры на линии подачи мазута в котел, арматуры на линии рециркуляции мазута, а также необходимо убедиться в отсутствии утечек.

Для реализации системы автоматизированного анализа нарушений работы газомазутного котла с барабаном паропроизводительностью 420 т/ч требуется автоматическое измерение 120–150 аналоговых сигналов и 120–130 дискретных сигналов.

Состав модулей анализа нарушений работы турбинного оборудования представлен на рис. 2.

ТУРБИННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ					
Турбоагрегат	Система смазки	Система регенерации	Конденсатор	Система регулирования	Теплофикационная установка
↓	↓	↓	↓	↓	↓
Модули АН	Модули АН	Модули АН	Модули АН	Модули АН	Модули АН
1. Сброс нагрузки 2. Наброс нагрузки 3. Осевой сдвиг ротора 4. Относительное расширение ротора 5. Температура масла смазки за опорным подшипником 6. Температура баббита и масла смазки за упорным подшипником 7. Вибрация	1. Температура масла смазки перед турбиной 2. Давление масла смазки перед турбиной	1. Давление конденсата турбины за конденсатными насосами 2. Давление в деаэраторе 3. Уровень воды в деаэраторе 4. Уровень конденсата в ПНД 5. Уровень конденсата в ПВД	1. Давление пара в конденсаторе 2. Уровень конденсата в конденсаторе	Давление рабочей жидкости за насосом системы регулирования	1. Давление сетевой воды за теплофикационными подогревателями 2. Уровни конденсата в теплофикационных подогревателях

Рис. 2. Модули анализа нарушений работы турбинного оборудования

Одним из опасных режимов работы паротурбинной установки, требующих предельной концентрации внимания и уверенных своевременных действий персонала, является сброс нагрузки турбины. Сброс нагрузки может быть частичный, полный с закрытием стопорных и регулирующих

клапанов (СК и РК) и разгрузка до режима холостого хода с отключением электрического генератора. Особенно высокие требования к действиям персонала предъявляются при возникновении двух последних режимов.

Полный сброс нагрузки происходит при срабатывании защиты турбины или ее ручном (дистанционном) отключении. Для исключения разгона турбины из-за неплотности СК и РК при отключенном генераторе блокировка отключает генератор через 4–5 мин после подтверждения, что генератор работает в моторном режиме. Если такая блокировка отсутствует, персонал при отключении должен принять дополнительные меры: закрыть запоры на паропроводах или включить БРОУ, при необходимости следует подорвать предохранительные клапаны котла или принудительно сорвать вакуум в конденсаторе. И только после этого нужно отключить генератор, если не устранены неисправности, приведшие к разгрузке турбины.

Сброс нагрузки турбины до режима холостого хода происходит при отключении генератора защитами или ручном его отключении из-за неполадок в электрической части. Удержание турбины в работе при режиме холостого хода требует тщательного контроля всех важнейших параметров турбоустановки, а также выполнения переключений, которые позволяют привести в соответствие работу вспомогательных механизмов и устройств новому установившемуся режиму.

При частичном сбросе нагрузки необходимо установить причину изменения режима, а также проконтролировать параметры, определяющие условия безопасной работы турбины.

При полном сбросе нагрузки указывается причина сброса (работа защиты, ручное отключение котла, турбины), проверяются и сообщаются персоналу значения важнейших параметров: осевое положение ротора, вакуум в конденсаторе, давление масла в системе смазки, температура свежего пара (пара промежуточного перегрева), вибрация подшипников, закрытие обратных клапанов отборов. При ложном срабатывании защиты или ошибочных действиях персонала рекомендуется нагрузить турбину, предварительно убедившись в ее нормальном состоянии.

Если состояние турбины не позволяет увеличить нагрузку и отсутствует блокировка, отключающая генератор с выдержкой времени при работе его в моторном режиме, то нужно вручную отключить генератор. Перед этим – закрыть задвижки на паропроводах свежего пара. Указываются дополнительные возможные меры безопасности: подрыв предохранительных клапанов котла, срыв вакуума в конденсаторе турбины, включение БРОУ.

При отключении электрического генератора и сбросе нагрузки до холостого хода контролируется изменение числа оборотов турбины. Если число оборотов превысило предельное и не сработал автомат безопасности, то следует отключить турбину вручную. Если работа турбины стабилизировалась на нагрузке холостого хода, то необходимо установить номинальную частоту вращения и поддерживать турбину в состоянии готовности к включению в сеть.

Если турбина находится под нагрузкой или работает на холостом ходу, контролируются следующие величины: параметры пара перед турбиной, давление и температура масла смазки, давление рабочей жидкости в системе регулирования, вакуум в конденсаторе, давление пара на эжекторы и

уплотнения, осевое и относительное положение роторов, давление пара в деаэраторе, вибрация и температура подшипников, уровень конденсата в конденсаторе. При глубокой разгрузке турбины контролируются также разность температур верха и низа ЦВД и ЦСД, разность температур по сторонам цилиндров и ширине фланцев, температура выхлопного патрубка ЦНД. При режиме холостого хода проверяется закрытие обратных клапанов отборов турбины. При режиме холостого хода и невозможности быстрого нагружения турбины следует оставить в работе один питательный и конденсатный насосы, отключить сливной насос ПНД, отрегулировать расход воды на газоохладители генератора, отключить теплофикационную установку. В зависимости от особенностей тепловой схемы состав контролируемых параметров и содержание рекомендаций могут отличаться.

При набросе нагрузки определяется его причина и контролируются значения важнейших параметров в новом установившемся режиме. Перечень контролируемых параметров включает те же величины, которые контролируются при частичных сбросах нагрузки. Кроме того, контролируются давления в контрольных точках проточной части турбины. Определив причины наброса нагрузки, кроме действий, рассмотренных ранее, необходимо проверить, имело ли место сокращение отпусков пара из отборов турбины.

При увеличении осевого сдвига ротора, относительного положения роторов, вибрации подшипников, температуры масла контролируется изменение параметров, влияющих на надежность работы турбины, рассмотренных при анализе сбросов и набросов нагрузки. Формируются сообщения, указывающие обнаруженные изменения параметров. Рекомендуется убедиться в отсутствии признаков заброса воды в турбину, отсутствии посторонних шумов.

При повышении температуры масла, подаваемого на смазку, необходимо проверить неизменность давления воды за циркуляционными насосами, отсос воздуха из верхних водяных камер, открыв воздушники в этих точках, а также убедиться в отсутствии засорения водяных фильтров через маслоохладители, обрыва запорных задвижек маслоохладителей по воде.

При снижении давления масла смазки необходимо проанализировать, не было ли снижения уровня масла в чистом отсеке масляного бака (это может свидетельствовать об утечке масла). Рекомендуется убедиться в плотности обратного клапана резервного маслонасоса, проверить гидравлическое сопротивление задвижек, маслоохладителей, положение маслоспускного клапана.

При повышенном нагреве баббита и масла на сливе подшипников проверяется температура масла после маслоохладителей, вибрация подшипников, отсутствие парений из уплотнителей турбины, следует уменьшить температуру масла и увеличить его давление.

При признаках нарушений работы упорного подшипника проверяется давление масла смазки, давления пара в контрольных точках проточной части турбины, понижение температуры острого пара или пара промперегрева, наличие переключений в системе регенерации, резкое увеличение

расхода свежего пара, вибрации подшипников. Следует убедиться в отсутствии признаков гидравлического удара в турбине.

При понижении давления конденсата за конденсатными насосами проверяется количество работающих конденсатных насосов, уровень конденсата в конденсаторе, наличие рециркуляции, плотность обратных клапанов резервных конденсатных насосов.

При изменении давления в деаэраторе проверяется, изменились ли горячие и холодные потоки в деаэратор, в том числе сливы ПВД или расход пролетного пара при снижении уровня в первом по ходу питательной воды ПВД, снижение температуры конденсата за ПНД, давление пара в отборе, из которого подается пар в деаэратор. Необходимо проследить исправность клапана, регулирующего подачу пара в деаэратор.

При отклонении от нормы уровня воды в деаэраторе для оценки общей ситуации в тракте основного конденсата турбины важно сравнить уровень конденсата в конденсаторе и воды в деаэраторе. При пониженном уровне в деаэраторе и повышенном в конденсаторе необходимо выяснить причины сниженного расхода конденсата за конденсатными насосами. При повышенном уровне в деаэраторе и низком в конденсаторе нужно снизить расход конденсата за конденсатными насосами. Для уточнения ситуации необходимо также проверить, изменялся ли расход основного конденсата в деаэратор. Рекомендуется проверить работу конденсационных насосов, убедиться в отсутствии пропусков пара из общестанционной магистрали, правильности положения задвижек на линии перелива воды из деаэратора, по сигнальным лампочкам оценить правильность работы регулятора уровня.

Причинами повышения уровня в ПНД могут быть неправильная работа регулятора уровня, неплотности в трубной системе или повышенная тепловая нагрузка ПНД. Последняя причина может быть выявлена в результате несложных вычислений.

Рекомендуется убедиться в отклонении уровня, сравнив с его значением по водоуказательным стеклам, проверить правильность работы регулятора уровня. Подтверждением повышения уровня являются вибрация и глухие удары в ПНД.

При дальнейшем повышении уровня и несрабатывании защиты нужно отключить ПНД вручную или дистанционно.

При аварийном повышении уровня конденсата в любом ПВД защита обеспечивает пропуск питательной воды через байпас. Таким образом обеспечивается отключение всей группы ПВД, что может привести к нарушению работы других узлов турбоустановки.

Поэтому после срабатывания защиты следует проверить допустимость давлений пара в проточной части турбины, осевой сдвиг ротора, вибрацию, убедиться в закрытии задвижек на подводе пара и питательной воды к ПВД.

Анализ ухудшения вакуума и уровня конденсата в конденсаторе турбины описан в [2].

Анализ отклонения давления масла, подаваемого в систему регулирования, несущественно отличается от анализа отклонения давления масла, подаваемого на смазку подшипников. При анализе нарушений работы

теплофикационной установки используются приемы, аналогичные описанным ранее при анализе нарушений в работе регенеративной схемы турбины.

Для реализации автоматизированного анализа нарушений работы паротурбинной установки с турбиной ПТ-135/165-130/15 потребуется автоматическое измерение 250–280 аналоговых сигналов и 180–200 дискретных сигналов.

Для конденсационной турбины такой же мощности потребуется автоматическое измерение количества сигналов, примерно меньшего на 30–40 %.

Краткие характеристики разработанных диагностических модулей представлены для того, чтобы можно было оценить, насколько полная информация может быть получена при автоматическом анализе технологических ситуаций. Существующий способ представления информации о нарушениях с помощью сигнальных табло указывает только вид нарушения. Остальную информацию оперативный персонал должен собрать самостоятельно в процессе считывания показаний приборов и анализа видеограмм. Применение автоматического анализа ситуаций позволяет сконцентрировать большую часть требуемой информации в одном сообщении.

Диагностическое сообщение, как правило, содержит следующую информацию:

- вид нарушения и его количественные характеристики;
- причины нарушения и количественные показатели, характеризующие его;
- варианты действий по уточнению ситуации и управлению;
- результаты контроля важнейших параметров в новом режиме.

Кроме сообщений на мониторе, формируется также протокол диагностики нарушений, который впоследствии печатается по запросу. Как правило, на мониторе представляются только сведения, необходимые для принятия решения. В протокол могут включаться дополнительные сведения, касающиеся режимов работы и фактического состояния оборудования, которые также косвенно влияют на выявленное нарушение.

На рис. 3 представлены результаты регистрации анализа отклонения от нормы температуры среды за верхней радиационной частью котла ТГМП-314ц одной из московских ТЭЦ. Разделы протокола «Контроль температур» и «Распределение топлива и воздуха по циклонам» в сообщениях на мониторе не включаются. При необходимости оперативный персонал может ознакомиться и с этой дополнительной информацией по запросу.

ВЫВОД

Перечисленный состав диагностических модулей рассчитан на достаточно распространенные типы теплоэнергетического оборудования и схемы их соединения. При появлении новых элементов в технологических схемах ТЭС, например газотурбинных надстроек к паротурбинной части, паротурбинных питательных насосов и др., состав диагностических модулей должен быть пересмотрен.

ПРОТОКОЛ
ОПЕРАТИВНОЙ ДИАГНОСТИКИ НАРУШЕНИЙ РАБОТЫ ЭНЕРГОБЛОКА № 8

АНАЛИЗ ОТКЛОНЕНИЯ ОТ НОРМЫ
ТЕМПЕРАТУРЫ ПАРОВОДАЮЩЕЙ СРЕДЫ ЗА ВРЧ КОТЛА
25. 10. 2001., ВРЕМЯ ВЫБОРА АОВ 15Ч40, 1МИН. ВК- 1
ТЕКУЩЕЕ ВРЕМЯ 15Ч40, 17МИН.

ПАРАМЕТР, РАЗМЕРНОСТЬ	ФАКТ	НОРМА
ПОНИЖЕНА Т СРЕДЫ ЗА ВРЧ КОТЛА, Н-А, ГРАД	412,00	425,00
ПОНИЖЕНА Т СРЕДЫ ЗА ВРЧ КОТЛА, Н-Б, ГРАД	419,00	425,00
РАЗВЕРКА Т СРЕДЫ ЗА ВРЧ ПО НИТКАМ А И Б НА 7,00 ГРАД		

ПЕРЕХОДНЫЙ ПРОЦЕСС, Т ЗА ВРЧ УСТАНОВИТСЯ В НОРМЕ

ОТКЛОН. СОДЕРЖ. КИСЛОРОДА ЗА ТОПКОЙ КОТЛА, ПРОЦ 0,95 30В

ПЕРЕКОС СОДЕРЖ. КИСЛОРОДА ПО ПОЛУТОПКАМ

Н-А 0,64 ПРОЦ, Н-Б 1,26ПРОЦ

ПОНИЖЕНО ДАВЛЕНИЕ МАЗУТА НА КОТЕЛ, КГС/СМКВ. 33,40 35,00

ОТКЛОН. ОТ НОРМЫ ДАВЛЕН. ВОЗДУХА НА ЦИКЛОНЫ ММ. ВСТ. 406,00 380,00

ВКЛЮЧЕН ОДИН ДЫМОСОС РЕЦИРКУЛЯЦИИ

***** КОНТРОЛЬ ТЕМПЕРАТУР ПАРОВОДАЮЩЕЙ СРЕДЫ *****

***** ЗА ВЭ, НРЧ, ЦИКЛОНАМИ *****

ПАРАМЕТР, РАЗМЕРНОСТЬ	ФАКТ.	СРЕДН
ОТКЛОН. ОТ СРЕДН. Т СРЕДЫ ЗА ЦИКЛОНОМ № 3, ГРАД	320,00	312,00
ОТКЛОН. ОТ СРЕДН. Т СРЕДЫ ЗА ЦИКЛОНОМ № 4, ГРАД	306,00	312,00

*** РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ГОРЮЧИВА И ВОЗД. ПО ЦИКЛОНАМ ***

ОТКЛ. ОТ СРЕДН. РАСХ. ОБЩ. В-ХА НА ЦИКЛ. №1, ТИС. МКУБ/Ч 0,00 280,25

ОТКЛ. ОТ СРЕДН. РАСХ. ОБЩ. В-ХА НА ЦИКЛ. №2, ТИС. МКУБ/Ч 567,00 280,25

ОТКЛ. ОТ СРЕДН. РАСХ. ОБЩ. В-ХА НА ЦИКЛ. №3, ТИС. МКУБ/Ч 0,00 250,25

ОТКЛ. ОТ СРЕДН. РАСХ. ОБЩ. В-ХА НА ЦИКЛ. №4. ТИС. МКУБ/Ч 554,00 280,25

АНАЛИЗ ОТКЛОНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУР ЗА ВРЧ ОКОНЧЕН

Рис. 3

ЛИТЕРАТУРА

1. Я н и ц к и й, В. А. Автоматизация принятия решений при оперативном управлении работой оборудования тепловых электрических станций / В. А. Яницкий // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2003. – № 2. – С. 55–68.

2. Я н и ц к и й, В. А. Анализ ситуаций в автоматизированной системе принятия решений при оперативном управлении работой оборудования тепловых электрических станций / В. А. Яницкий // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2004. – № 2. – С. 77–84.

3. Я н и ц к и й, В. А. Автоматический контроль и анализ отклонений от нормы температур пароводяющей среды в котле при помощи ЭВМ / В. А. Яницкий, С. Н. Бачило, Г. И. Стасева // Электрические станции. – 1984. – № 7. – С. 39–41.

Поступила 14.02.2006