

УДК 621.165

М.В. ШЕХТЕР, начальник отдела микропроцессорных систем управления,
ЗАО «Уральский турбинный завод», Екатеринбург, Россия;
И.Ю. КЛЯЙНРОК, инженер ЗАО «Уральский турбинный завод»,
Екатеринбург, Россия

СОВРЕМЕННАЯ ЭЛЕКТРОГИДРАВЛИЧЕСКАЯ СИСТЕМА РЕГУЛИРОВАНИЯ И ЗАЩИТЫ ПАРОВЫХ ТУРБИН ЗАО «УРАЛЬСКИЙ ТУРБИННЫЙ ЗАВОД»

Представлена электрогидравлическая система регулирования и защиты (ЭГСРиЗ) паровых турбин ЗАО «Уральский турбинный завод», изложены функциональные возможности и особенности конструктивного исполнения системы, а также перспективы развития.

Представлено електрогідравлічну систему регулювання і захисту (ЕГСРиЗ) парових турбін ЗАТ «Уральський турбінний завод», викладені функціональні можливості й особливості конструктивного виконання системи, а також перспективи розвитку.

Provided with electrohydraulic control and protection system of the steam turbines CJSC «Ural turbine plant», outlines the functionality and features of the system design, as well as the prospects for development in this direction.

Введение

В настоящее время все паровые турбины ЗАО «Уральский турбинный завод» как вновь изготавливаемые, так и модернизируемые оснащаются современными электрогидравлическими системами регулирования и защиты (ЭГСРиЗ), выполненными на базе промышленной микропроцессорной техники с использованием передовых технологий в области проектирования и производства. В рамках данной статьи рассматриваются основные подходы и особенности конструктивного исполнения, применяемые ЗАО «Уральский турбинный завод» при разработке ЭГСРиЗ для паровых турбин.

Структура ЭГСРиЗ и ее функциональные возможности

На рис. 1 в качестве примера представлена структурная схема ЭГСРиЗ для паровой турбины Т-63/76-8,8 в составе ПГУ мощностью 230 МВт.

ЭГСРиЗ состоит из трёх основных частей: гидравлической части (ГЧСРиЗ), электрической части (ЭЧСРиЗ) и электрогидравлических преобразователей (ЭГП). Рабочей жидкостью системы регулирования является турбинное масло.

ГЧСРиЗ паровой турбины Т-63/76-8,8 в составе ПГУ включает в себя силовой насос, расположенный на валу турбины в блоке переднего подшипника, снабжающий маслом объединенную систему смазки и регулирования; один автозатвор и два сервомотора высокого давления, установленных на блоке клапанов контура высокого давления (БКВД); один сервомотор и автозатвор низкого давления, установленные на блоке клапанов контура низкого давления (БКНД); сервомотора ЧНД регулирующей поворотной диафрагмы отопительных отборов турбины.

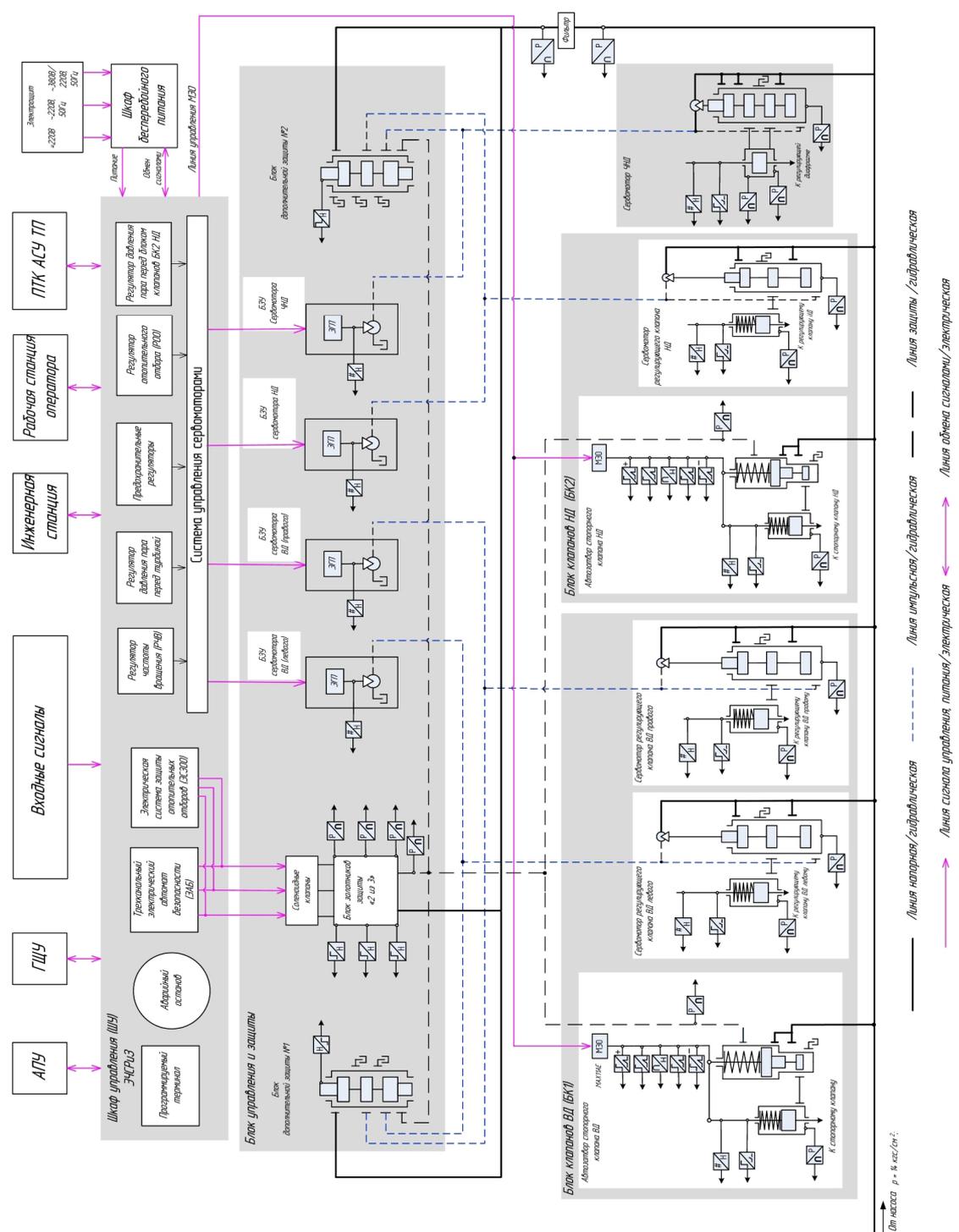


Рис. 1. Структурная схема ЭГSRi3 паровой турбины Т-63/76-8,8 в составе ПГУ мощностью 230 МВт АПУ – аварийный пульт управления; ГЩУ – главный щит управления; ПТК АСУ ТП – программно-технический комплекс

ЭПП защиты и регулирования расположены в отдельно стоящем блоке управления и защиты (БУЗ), см. рис. 2, установленном в районе переднего подшипника, что позволяет беспрепятственно осуществлять окончательный монтаж автозатворов и сервомоторов, в дальнейшем, обвязав их только силовыми и импульсными масляными линиями на стадии наладки ЭГСРиЗ. К тому же такой подход обеспечивает высокую монтажную готовность собственно БУЗ, отгружаемого с площадки завода-изготовителя в полностью испытанном и собранном состоянии, а также удобство обслуживания и ремонта как самих ЭПП, так и главных сервомоторов (ГС) и автозатворов стопорных клапанов (АСК). Данное обстоятельство особенно актуально для турбин ЗАО «УТЗ», учитывая расположение одного из ГС внутри блока переднего подшипника [1, 2].

Состав БУЗ (см. рис. 2) на сегодняшний день является типовым для ЭГСРиЗ ЗАО «Уральский турбинный завод» и включает в себя:

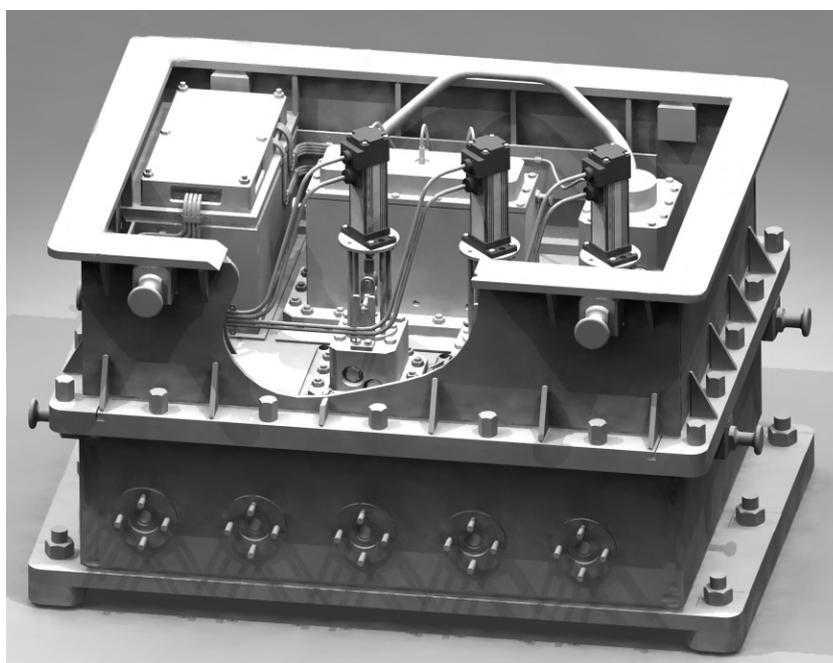


Рис. 2. Блок управления и защиты в сборе (на рисунке представлен БУЗ в составе трех БЗУ и одного БДЗ для турбин с тремя главными сервомоторами)

- Трехканальный блок золотников защиты (БЗЗ), рис. 3, является основным элементом, преобразующим электрический сигнал на останов турбины от ЭЧСРиЗ в соответствии с заложенными алгоритмами в гидравлический с посадкой стопорных клапанов (СК). Выходом БЗЗ является давление масла в «линии защиты» (импульсной линии автозатворов стопорных клапанов) в соответствие с логикой «2 из 3». Это означает, что все сигналы на останов турбины поступают параллельно в каждый канал защиты, вызывая посадку золотников. Конструкция БЗЗ выполнена таким образом, что при посадке любой пары золотников давление масла в линии защиты падает, вызывая закрытие автозатворов стопорных клапанов. В то же время, посадка любого одного золотника не приводит к останову, что позволяет осуществить расхаживание каждого канала защиты на полный ход под нагрузкой. Ранее для преобразования электрического сигнала защит в гидравлический использовался отдельно стоящий блок, включающий в

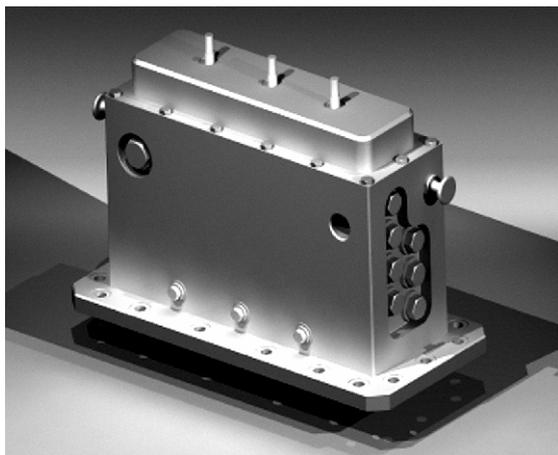


Рис. 3. Блок золотников защиты

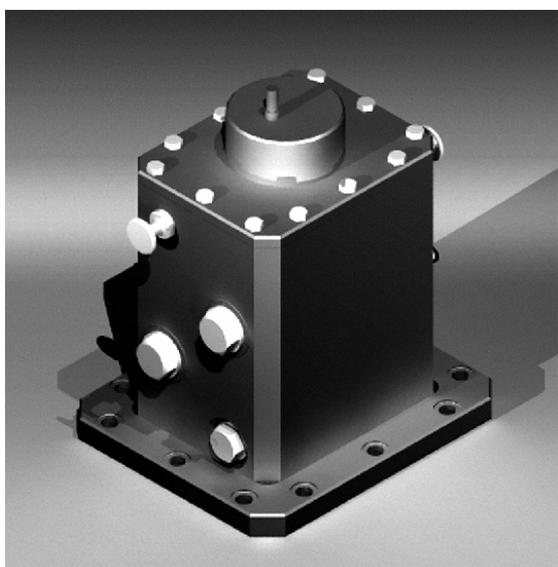


Рис. 4. Блок дополнительной защиты

себя три нормально открытых электромагнитных клапана, соединенных импульсными линиями с камерами под соответствующими золотниками БЗЗ.

При исчезновении питания клапана открываются и осуществляют слив масла из линии защиты. В конструкции БЗЗ, которая используется в ЭЧСРиЗ сегодня, электромагнитные клапаны установлены непосредственно в блоке золотников защиты. Данное конструктивное изменение позволяет отказаться от импульсных линий, выполненных в виде тонких длинных трубок, что улучшает силовые и временные характеристики работы блока за счет снижения гидравлического сопротивления, а также повышает надежность за счет исключения возможности засорения импульсных линий. В то же время это приводит к снижению вероятности ложных срабатываний при повреждении трубок. Дополнительно в каждую импульсную камеру соответствующего золотника защиты устанавливается преобразователь избыточного давления, позволяющий диагностировать состояние любого электромагнитного клапана. Измерители избыточного давления совместно с бесконтактными датчиками приближения, установленными над соответствующими золотниками защит, образуют комплексную систему диагностики состояния блока золотников защиты. Более подробно

структура БЗЗ и системы защит в целом рассмотрены в [3].

- Блок дополнительной защиты (БДЗ), рис. 4, предназначен для закрытия всех сервомоторов системы регулирования независимо от ЭЧСРиЗ посредством слива масла из импульсных камер ГС через дополнительный гидравлический канал защиты. Для повышения надёжности работы БДЗ и обеспечения постоянного контроля его работоспособности, золотник выполнен вращающимся, что контролируется в работе бесконтактным дискретным датчиком приближения, аналогичным применяемому в БЗЗ. В нормальном режиме работы золотник вращается на гидроупоре, поддерживаемый в верхнем положении давлением масла в линии защиты. При этом окна в импульсных линиях сервомоторов закрыты. При срабатывании БЗЗ и исчезновении давления в линии защиты золотник опускается на нижний упор, открывая сливные окна в импульсных линиях сервомоторов, в результате чего сервомоторы зарываются.

- Блок золотника управления (БЗУ), рис. 5, управляет расходом масла из импульсной линии отсечного золотника главного сервомотора. В качестве



Рис. 5. Блок золотника управління

управляющего элемента используется линейный золотник, перемещаемый с помощью сервопривода типа «Exlar», обладающего высоким быстродействием и точностью позиционирования.

Для преобразования мощности электродвигателя в линейное перемещение серводвигателя «Exlar» используется механизм роliko-винтовой пары. Благодаря данному механизму, «Exlar» выдерживает большие нагрузки при высоких скоростях и обладает длительным сроком службы. Для исключения проворачивания роliko-винтовой пары «Exlar» установлено антиповоротное устройство собственного производства. Преобразующие компоненты серводвигателя установлены в специальном герметичном кожухе, что обеспечивает надежную работу в самых жестких условиях эксплуатации. Применение промежуточных гидроусилителей БЗУ позволило использовать электродвигатели относительно небольшой мощности. Опыт эксплуатации ЭГСРиЗ с промежуточным гидроусилителем показал, что качество

управления турбоагрегатом при этом не уступает схеме, выполненной с установкой электромеханических преобразователей непосредственно на отсечных золотниках ГС. Аналогичный анализ и выводы были сделаны в работе [4].

Положение АСК, сервомоторов регулирующих клапанов, а также регулирующей диафрагмы отслеживаются блоком датчика положения (БДП). Основным элементом БДП является электрический датчик вращения, формирующий цифровой сигнал о положении своего вала. Более подробно принцип работы БДП изложен в [5].

Для автоматического выполнения процедур расхаживания автозатворов и снятия характеристик используются механизмы электрические однооборотные (МЭО), установленные непосредственно на автозатворах СК.

Диагностика работы ГС и АСК осуществляется с помощью сигналов от преобразователей избыточного давления, установленных в импульсных камерах золотников, и в камерах под и над поршнями. В совокупности с показаниями соответствующих БДП и обобщенными сигналами от ЭЧСРиЗ, образуют диагностический комплекс системы регулирования и защиты в целом.

Все функции управления, регулирования и защиты турбины реализуются в ЭЧСРиЗ, в состав которой входят:

- шкаф управления с дублированным контроллером;
- шкаф бесперебойного питания;
- инженерная станция;
- комплект датчиков для обеспечения работы ЭГСРиЗ (в том числе датчики оборотов, устанавливаемые в блоке переднего подшипника для измерения частоты вращения турбины по шести независимым каналам);

- электрические привода МЭО.

Управление турбиной осуществляется посредством автоматизированного рабочего места в составе автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) с целью единообразия человекомашинного интерфейса всех подсистем энергоблока, создания единой базы данных и привязки последней к единому времени. При необходимости в состав ЭЧСРиЗ может входить отдельная станция оператора (например, при отсутствии АСУ ТП энергоблока).

В общем случае ЭЧСРиЗ согласно заложенным алгоритмам работы паровой турбины реализует следующие основные функции регулирования:

- поддержание частоты вращения с точность 0,5 об/мин со степенью неравномерности $4,5 \pm 0,5$ % и степенью нечувствительности 0,02...0,06 %;
- поддержание активной мощности с точность 1 % от номинальной с частотной коррекцией;
- поддержание давления пара в регулируемых отборах пара (на отопление) с точностью 5 кПа или температуры (нагрева) сетевой воды с точностью 1 °С;
- поддержание давления пара в производственном отборе;
- поддержание температуры подпиточной воды во встроенном пучке конденсатора с точностью 1 °С;
- поддержание давления пара «до себя».

В ЭЧСРиЗ также реализуются следующие защиты, выполненные в отдельных измерителях независимых от основного контроллера:

- от разгона – трёхканальный электрический автомат безопасности (ЭАБ), с логикой «2 из 3», позволяющей проводить опробование и расхаживание каждого канала защиты «насквозь» до срабатывания золотника на работающей турбине без останова;
- от недопустимого повышения давления пара в регулируемых отборах (с логикой «2 из 3» аналогично защите от разгона);
- останов турбины от сигналов электрических и технологических защит.

ЭЧСРиЗ реализует функции предельных регуляторов для обеспечения безопасной эксплуатации турбины и недопущения неправильных действий оперативного персонала:

- от недопустимого повышения давления в регулируемых отборах пара (на отопление и производство);
- от недопустимого повышения давления в конденсаторе;
- от недопустимого повышения давления в камере регулирующей ступени;
- от недопустимого снижения/повышения параметров пара перед турбиной.

Кроме того, ЭЧСРиЗ осуществляет:

- функции контроля основных параметров ЭЧСРиЗ и изменения параметров настройки;
- функцию контроля датчиков, линий связи с объектом и цепей питания;
- функции проведения необходимых испытаний (разгон, повышение давления в отопительном отборе и др.);
- автоматическое снятие характеристик и расхаживание СК;
- изменение величины неравномерности на работающей турбине;
- регулирование частоты сети и мощности в соответствии с ОАО «Системный оператор – Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы» (ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС»);

- функции оповещения, регистрации и архивирования сообщений об изменении режимов и отклонениях в работе турбины (в том числе аварийных);
- функции связи с системами верхнего уровня АСУ ТП.

Электропитание ЭЧСРиЗ резервированное от двух независимых источников питания – 220 В переменного тока с частотой 50 Гц и 220 В постоянного тока.

В таблице представлены паровые турбины в составе ПГУ, для которых ЗАО «УТЗ» разрабатывает и поставляет новую электрогидравлическую систему регулирования и защиты (несмотря на то, что все турбины ЗАО «УТЗ» оснащаются ЭГСРиЗ, перечислить их полный перечень в рамках данной статьи не представляется возможным).

Таблица

Турбины ЗАО «УТЗ» с электрогидравлической системой регулирования и защиты в составе ПГУ

Тип турбины	Электростанция	Тип ПГУ
T-53/67-8.0	Минская ТЭЦ-3	двухконтурная ПГУ-230
T-113/145-12,4	Краснодарская ТЭЦ	трехконтурная ПГУ-410
T-63/76-8,8	Ижевская ТЭЦ-1	двухконтурная ПГУ-230
T-63/76-8,8	Владимирская ТЭЦ-2	двухконтурная ПГУ-230
T-63/76-8,8	Кировская ТЭЦ-3	двухконтурная ПГУ-230
T-63/76-8,8	Ново-Богословская ТЭЦ	двухконтурная ПГУ-230
T-40/50-8,8	Ново-Березниковская ТЭЦ	двухконтурная ПГУ-115
КТ-63-7,7	Академическая ТЭЦ	двухконтурная ПГУ-230
КТ-63-7,7	Нижнетури́нская ГРЭС	двухконтурная ПГУ-230

Необходимо отметить, что ЭГСРиЗ паровой турбины T-113/145-12,4 Краснодарской ТЭЦ, по сравнению с представленной выше, имеет существенные структурные и конструктивные отличия, в виду значительной сложности схемы ПГУ и использования конденсата в качестве рабочей жидкости системы регулирования.

Перспективы развития

В настоящее время на ЗАО «УТЗ» проводятся работы по созданию специальных модулей в структуре ЭЧСРиЗ с целью автоматизации пусковых режимов паровых турбин с момента толчка до набора номинальной нагрузки. Данные мероприятия позволят повысить маневренные характеристики паровых турбин, сохраняя при этом надежность и экономичность работы оборудования.

Известно [6], что одной из основных причин, ограничивающих маневренные характеристики паровой турбины при пусковых режимах работы, являются температурные напряжения, возникающие в высокотемпературных элементах ее конструкции.

Одним из способов решения поставленной задачи, по мнению авторов, является переход от временного графика прогрева цилиндров паровой турбины и контроля за принятыми допустимыми разностями температур к непосредственному определению в реальном масштабе времени температурных напряжений в «критических» элементах ее конструкции с последующей автоматизацией управления его текущим тепловым состоянием.

На основе исследований [7] методами регрессионного анализа удалось установить взаимосвязь между «термонапряженным» состоянием корпуса и температурами металла в его характерных сечениях

$$\sigma_{\text{пер}}^t = \beta_0 + \beta_1 \Delta t_{\text{ст}} + \beta_2 \Delta t_{\text{ос}} + \beta_3 \Delta t_{\text{ст}}^2 + \beta_4 \Delta t_{\text{ос}}^2 + \beta_5 \Delta t_{\text{ст}} \Delta t_{\text{ос}}, \quad (1)$$

где $\sigma_{\text{пер}}^t$ – температурные напряжения в контролируемом сечении корпуса; $\Delta t_{\text{ст}}$ – разность температур по толщине стенки корпуса; $\Delta t_{\text{ос}}$ – разность температур по оси стенки корпуса; $\beta_0, \beta_1, \beta_2, \beta_3, \beta_4, \beta_5$ – коэффициенты влияния составляющих температурного поля, полученные в ходе регрессионного анализа.

Полученная регрессионная зависимость достаточно проста, не требует больших вычислительных ресурсов, и может быть использована для построения цифровых систем контроля и управления паровых турбин.

С учетом этого, авторами разрабатывается программный модуль «вычисления температурных напряжений» позволяющий получать непрерывную информацию о текущем термонапряженном состоянии элементов конструкции паровой турбины.

На основе выходных сигналов данного модуля в составе алгоритмической структуры ЭЧСРиЗ разрабатываются решения, позволяющие осуществлять автоматическое регулирование теплового состояния турбины по температурным напряжениям в «критических» элементах конструкции:

- модуль, формирующий задание темпа нагружения паровой турбины в зависимости от термонапряженного состояния «критических» элементов ее конструкции;
- предохранительный регулятор, автоматически разгружающий паровую турбину при недопустимом тепловом состоянии по превышению температурными напряжениями в «критических» элементах ее конструкции допустимого предела;
- модуль, формирующий блокировки на увеличение частоты вращения или мощности паровой турбины при превышении температурными напряжениями в «критических» элементах ее конструкции допустимого предела.

Список литературы: 1. Паровые турбины и турбоустановки Уральского турбинного завода [Текст] / Г.Д. Баринберг, Ю.М. Бродов, А.А. Гольдберг, Л.С. Иоффе, В.В. Кортенко, В.Б. Новосёлов, Ю.А. Сахнин; под общ. ред. проф., д.т.н. Ю.М. Бродова и к.т.н. В.В. Кортенко. – Екатеринбург: «Априо», 2007. – 460 с. 2. Бененсон, Е.И. Теплофикационные паровые турбины [Текст] / Е.И. Бененсон, Л.С. Иоффе; под ред. Д.П. Бузина. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 272 с. 3. Новосёлов, В.Б. Современная система противоразгонной защиты паровых турбин ЗАО «УТЗ» [Текст] / В.Б. Новосёлов, М.В. Шехтер // Теплоэнергетика. – 2011. – № 1. – С. 21-24. 4. Фрагин, М.С. О принципах модернизации систем регулирования паровых турбин [Текст] / М.С. Фрагин, Д.А. Журавский // Электрические станции. – 2008. – № 3. 5. Новосёлов, В.Б. О применении энкодеров для измерения положения сервомоторов в электрогидравлических САР паровых турбин ЗАО «УТЗ» [Текст] / В.Б. Новосёлов // Теплоэнергетика. – 2011. – № 1. – С. 25-28. 6. Плоткин, Е.Р. Пусковые режимы паровых турбин энергоблоков [Текст] / Е.Р. Плоткин, А.Ш. Лейзерович. – М.: Энергия, 1980. – 192 с. 7. Кляйнрок, И.Ю. Исследование термонапряженного состояния корпуса цилиндра высокого давления паровой турбины Т-53/67-8,0 ЗАО «УТЗ» для ПГУ-230 [Текст] / И.Ю. Кляйнрок, В.Н. Голошумова, Ю.М. Бродов // Надежность и безопасность энергетики. – 2011. – № 3. – С. 65-69.

© Шехтер М.В., Кляйнрок И.Ю., 2012
Поступила в редколлегию 15.02.12