

УДК 621.165.62–5

## СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПАРОВЫХ ТУРБИН АЭС И АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ МАШИННЫХ ЗАЛОВ АЭС РОССИИ

И.З. ЧЕРНОМЗАВ, А.Д. МЕЛАМЕД, К.А. НЕФЕДОВ, Т.Н. РУМЯНЦЕВА

ЗАО «Интеравтоматика»  
Автозаводская, 14, г.Москва, 115280, Российская Федерация

Поступила в редакцию 23 октября 2015

Приведена типовая структура системы регулирования паровой турбины К-1000-60/3000, разработанная и внедренная ЗАО «Интеравтоматика» на энергоблоке № 4 Калининской АЭС. Широкий спектр испытаний подтвердил выполнение всех функций управления, защит и противоаварийной автоматики. На основе этой структуры разработаны проекты ЭЧСР энергоблоков К-1200-60/3000 Нововоронежской АЭС и БН800 Белоярской АЭС. Применительно к турбине 1200 МВт Белорусской АЭС предполагается использовать эти же проверенные решения, но на базе новой, разработанной ВНИИА аппаратуре ТПТС НТ.

*Ключевые слова:* паровая турбина, электронная часть системы регулирования, противоаварийная автоматика.

Авария на АЭС «Фукусима» в Японии привела к пересмотру концепции безопасности и, как следствие, запрету строительства новых АЭС в Германии с последующим выводом из работы действующих ядерных энергетических установок в этой стране. В других странах такой тенденции не наблюдается и, даже наоборот, увеличивается строительство АЭС в Индии и Китае. В России продолжается строительство атомных электростанций с соблюдением новых норм ядерной безопасности.

В соответствии с выданной Федеральной службой по экологическому технологическому и атомному надзору лицензией ЗАО «Интеравтоматика» может выполнять работы по АСУТП на АЭС для оборудования 2 и 3 классов безопасности.

Важным аспектом деятельности ЗАО «Интеравтоматика» является разработка электрогидравлических систем регулирования паровых турбин АЭС, проводимая совместно с ОАО «Силовые машины – ЛМЗ». Если на паровой турбине К-1000-60 для блока №3 Калининской АЭС с ВВЭР-1000 электронная часть системы регулирования (ЭЧСР) была разработана и внедрена ЗАО «Интеравтоматика» применительно к традиционной гидравлической части системы регулирования турбины, а электрогидравлическое управление предназначалось только для противоаварийного управления, то для турбины блока №4 была разработана и внедрена современная электрогидравлическая система со всережимным воздействием на регулирующие клапаны от электронной системы регулирования через электрогидравлические преобразователи-сумматоры (ЭП-С) разработки ЛМЗ. Структурная схема системы регулирования турбины блока №4 приведена на рис.1. В быстродействующем контуре управления (БКУ) ЭЧСР, для которого в ФГУП «ВНИИА» разработаны специальные «быстрые» модули по техническому заданию ЗАО «Интеравтоматика», реализованы функции:

- измерения и преобразования частоты вращения и ее производной;
- регулятора частоты вращения;
- позиционеров регулирующих клапанов;

– аварийной импульсной разгрузки и быстродействующего длительного ограничения мощности турбины для обеспечения соответственно динамической и статической устойчивости генератора;

- предварительной защиты;
- релейной форсировки и дифференциатора.

В БКУ также реализован быстродействующий регулятор минимального давления пара перед турбиной.

В медленнодействующем контуре управления (МКУ) ЭЧСР реализуются алгоритмы, обеспечивающие управление турбиной в следующих режимах работы: разворот ротора турбины до номинальной частоты вращения; набор начальной нагрузки; управление мощностью в пределах регулировочного диапазона с учетом допустимой скорости ее изменения; регулирование давления пара перед турбиной; плановый останов турбины.

Внедрение микропроцессорной ЭЧСР явилось основой для привлечения энергоблока № 4 Калининской АЭС к участию в режиме общего первичного регулирования частоты (ОПРЧ). Впервые в отечественной атомной энергетике в промышленных условиях была доказана возможность работы энергоблока АЭС с реакторной установкой (РУ) ВВЭР в режиме нормированного первичного регулирования частоты (НПРЧ) с отклонениями мощности до  $\pm 2\%$  номинальной без перемещения регулирующих стержней реактора, за счет саморегулирования РУ.

На энергоблоке были проведены опыты по отработке режимов ОПРЧ и НПРЧ при имитации отклонения частоты сети от номинальной, которые подтвердили возможность выполнения требований СО ЦДУ ЕЭС к работе блоков АЭС с реакторами ВВЭР-1000 в этих режимах. Работы по внедрению режимов ОПРЧ и НПРЧ велись на энергоблоке ст. № 4 под руководством ОАО ВНИИАЭС с участием ЗАО «Интеравтоматика», «Атомтехэнерго», ОАО ОКБ «Гидропресс», ФГУ НИЦ «Курчатовский институт», ОАО «Корпорация ВНИИЭМ», ФГУП «ВНИИА». На энергоблоках № 3 и № 4 Калининской АЭС были проведены также успешные испытания по их привлечению к решению задач энергосистемной противоаварийной автоматики (ПАА). В настоящее время к обоим энергоблокам подключены воздействия системных устройств ПАА.

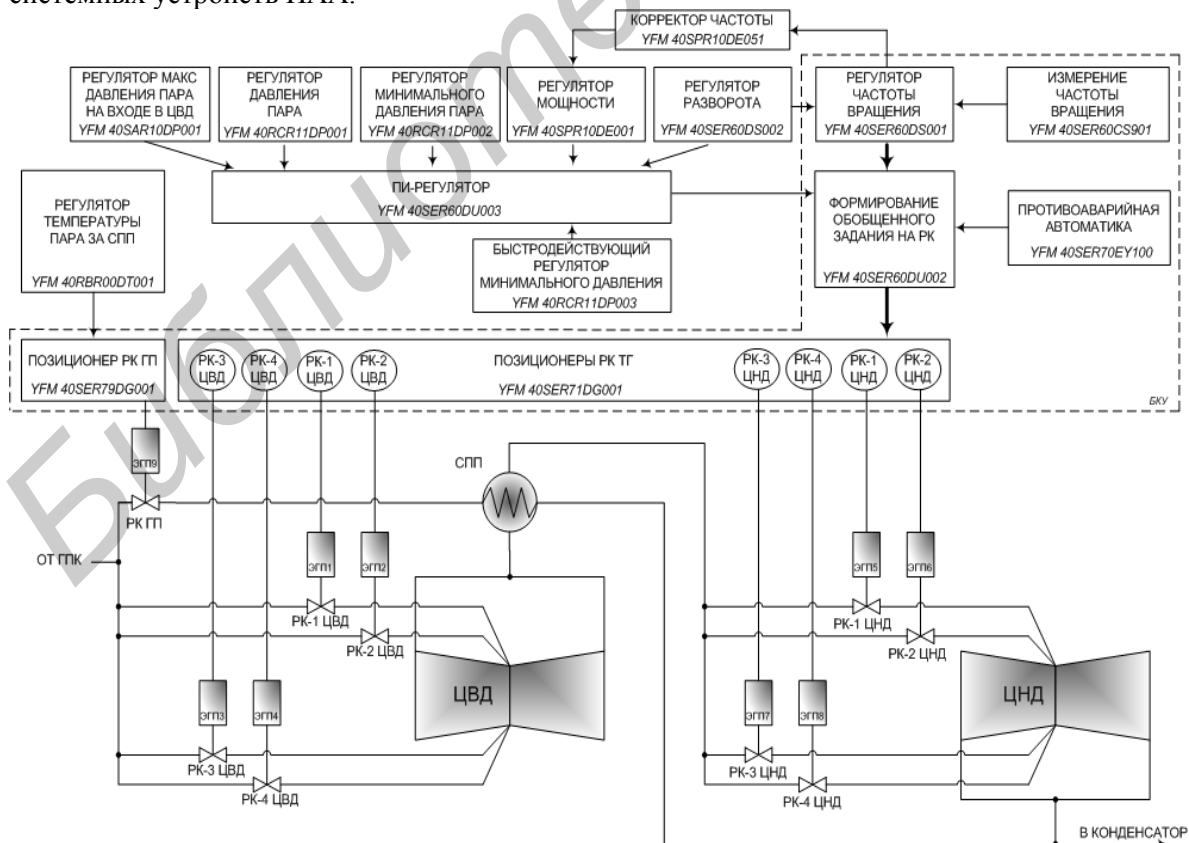


Рис. 1. Структурная схема системы регулирования паровой турбины К-1000-60/3000 ст. № 4

Аналогичную структуру ЗАО «Интеравтоматика» использовало в проекте энергоблока № 1 Нововоронежской АЭС-2. Эти же принципиальные решения предполагается реализовать при создании ЭЧСР с электронным регулятором частоты вращения турбины К-1200 Белорусской АЭС. В этом же проекте будут решены задачи противоаварийного управления с целью повышения устойчивости Белорусской энергосистемы. Близкие решения ЗАО «Интеравтоматика» реализует, разрабатывая в настоящее время ЭЧСР для паровой турбины блока БН- 800 МВт Белоярской АЭС.

Еще одним направлением работы ЗАО «Интеравтоматика» для АЭС является создание сервисных средств ЭЧСР (эмулятор и математическая модель) для наладки ПО ЭЧСР. Эта работа была выполнена совместно с ТСО «ЭНИКО». Эмулятор и математическая модель предназначены для выполнения наладки ПО ЭЧСР и ее взаимодействия с гидравлической системой регулирования (ГСР), а также взаимодействия ЭЧСР с системой контроля и управления (СКУ) энергоблока перед выполнением пусковых операций. Для этого в эмуляторе воспроизводятся свойства основного оборудования энергоблока на базе использования упрощенных моделей объектов управления – парогенератора, ГПК, БРУ-К, турбины, ГСР и др.

В составе эмулятора функционируют модель ЭЧСР, построенная на базе его GET-проекта и модель гидравлической части системы регулирования турбины (ГСР), предназначенная для проверки и отработки алгоритмов контроля и управления. Это позволяет проверить взаимодействие объекта управления и алгоритмов системы управления, оценить корректность реализованных в ЭЧСР алгоритмов управления, уточнить их реализацию до пусковых операций на энергоблоке. Контроль за процессом испытаний организован с помощью отображения на экранах динамических данных. Дистанционное управление исполнительными механизмами выполняется с помощью типовых манипуляторов типа «мышь», клавиш и выносного пульта. Эти задачи реализуются на АРМ эмулятора. Для отображения текущей информации, построения графиков, ведения архива, а также приема и выдачи аналоговых и дискретных сигналов, включая инициативные, предусмотрено измерительно-командное устройство (ИКУ).

Разработка сервисных средств выполнена для паровой турбины К-1100-60/1500-2М производства ОАО «Турбоатом» – г. Харьков для энергоблока № 3 Ростовской АЭС и может быть использована в других аналогичных проектах.

Эмулятор ЭЧСР представляет собой информационно-управляющую систему, осуществляющую сбор, обработку и представление технологической информации, имитацию технологического объекта управления с учетом его характеристик. Эмулятор связан с реальной аппаратурой ЭЧСР по согласованным интерфейсам (шина EN и физические связи).

Задачи, выполняемые эмулятором, следующие.

1. Моделирование внешних сигналов для проверки основных эксплуатационных режимов:

- режим разворота;
- режим мощности и включения в сеть;
- режим РД-1;
- режим РД-2;
- режим поддержания частоты;
- режим сброса нагрузки;
- режим УРБ (УПЗ);
- режимы ПА и ИРПА.

2. Моделирование отклонения частоты вращения турбины для проверки режимов первичного регулирования (НПРЧ и ОПРЧ).

3. Проверка быстродействия контуров регулирования с обратными связями по мощности, давлению в ГПК, частоте вращения и положению РК.

4. Проверка реакции на сигналы длительной и импульсной разгрузки турбины.

Эмулятор может использоваться следующим образом:

1) без воздействия на исполнительную часть (при этом моделируется значение сигналов «Положения сервомотора РК» согласно предварительным настройкам и процессу регулирования);

2) с воздействием на исполнительную часть (при этом моделирование положения не требуется).

Функционирование эмулятора возможно в двух режимах: off-line и on-line. В режиме off-line в эмуляторе реализуются модели: ЭЧСР (на базе GET-проекта), гидравлической части системы регулирования, собственно турбины, парогенератора с главным паровым контуром, БРУ-К и упрощенная модель АРМ реактора (рис. 2).

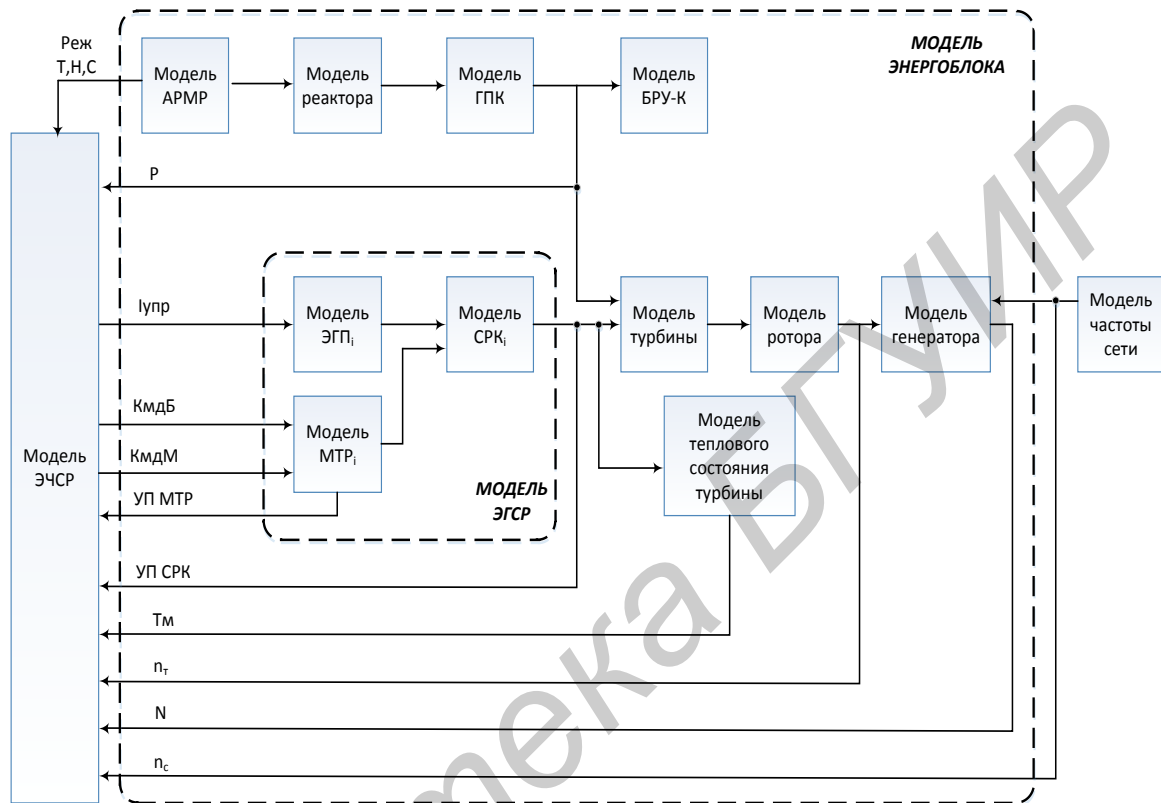


Рис. 2. Принципиальная структурная схема эмулятора ЭЧСР

В режиме on-line эмулятор должен обеспечить (без воздействия на реальный объект управления) проведение наладочных работ реальной ЭЧСР в указанном выше объеме, при этом в реальной ЭЧСР используется математическая модель гидравлической части системы регулирования турбины, которая реализована с использованием дополнительных модулей ТПТС.

В режиме on-line эмулятор обеспечивает (с воздействием на реальную ГЧСР):

- настройку и проверку функционирования позиционеров, усилителей, а также каналов управления ЭГП и МТР;

- настройку и проверку сигналов положения сервомоторов и МТР;

- проверку функционирования каналов ПАА и релейной блокировки.

Эмулятор может использоваться для обучения персонала станции при имитации различных режимов работы технологического оборудования (рис. 3).

Используя накопленный опыт в области традиционной энергетики на основе высокого уровня надежности микропроцессорной техники, ЗАО «Интеравтоматика» участвовало в разработке, поставке и наладке АСУТП оборудования второго контура блока № 3 Калининской АЭС. Технологическое задание на автоматизацию оборудования второго контура было выполнено ВТИ совместно с ЗАО «Интеравтоматика», СПб АЭП, Калининской АЭС и Атомтехэнерго. Основу управления оборудованием составляют всережимные регуляторы и пошаговые программы, управляющие более низким уровнем в виде трактов и групп. В управляемое оборудование по второму контуру входят конденсатный и питательный тракты, система главных трубопроводов, системы парогенераторов по второму контуру и другое вспомогательное оборудование машинного зала, например, система дренажных баков. В системе управления используются различного вида программы: защиты, отключаемые и неотключаемые блокировки, всережимные регуляторы со сложной логикой. Объем защит и

неотключаемых блокировок определен нормативными документами, требованиями поставщиков оборудования и подтвержден опытом эксплуатации действующих блоков. Все режимы работы второго контура взаимосвязаны с первым, и поэтому совместное внедрение управления через общую координацию операций при пуске-останове блока через блочную пошаговую программу является весьма актуальным. АСУТП оборудования второго контура блока № 3 реализована на технических средствах ТПТС-51 производства ФГУП «ВНИИА», разрешенных для применения на АЭС России. На основе накопленного опыта ЗАО «Интеравтоматика» в настоящее время завершает разработку систем автоматизации машинного зала блока 800 МВт Белоярской АЭС.

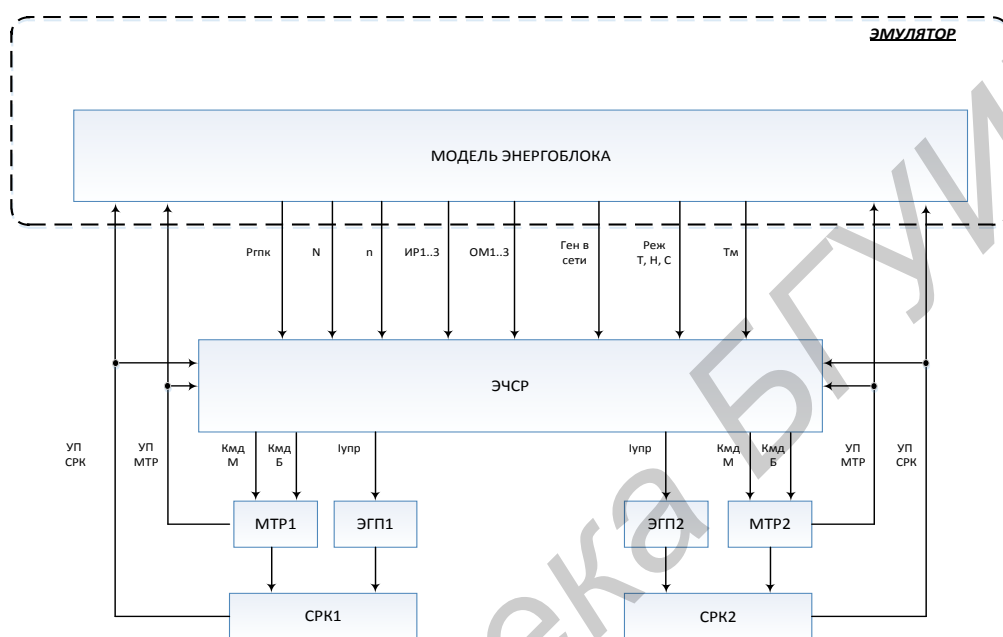


Рис. 3. Принципиальная структурная схема эмулятора ЭЧСР в режиме «Модель энергоблока + Штатный ПТК ЭЧСР + Штатная ГЧСР»

## IMPROVEMENT OF STEAM TURBINE NUCLEAR POWER PLANTS CONTROL SYSTEMS AND AUTOMATION TURBINE BUILDINGS EQUIPMENT OF RUSSIA NUCLEAR POWER PLANTS

I.Z. CHERNOMZAV, A.D. MELAMED, K.A. NEFEDOV, T.N. RUMJANTSEVA

### Abstract

Typical structure of closed-loop control for steam turbine K-1000-60/3000, designed and implemented by «Interavtomatika» at the unit 4 Kalinin NPP are shown. A wide range of tests confirmed execution of all the functions of control, protection and antifault control. Based on this structure were developed projects of electronic part control system for units K-1200-60/3000 Novovoronezh nuclear power station and the BN800 Beloyarsk nuclear power plant. For turbine 1200 MW of the Belarusian nuclear power plant is expected to use the same proven solutions, but on the basis of new VNIIA developments.