

АСУ ТП ЭНЕРГОБЛОКОВ ТЭС «ЮЖНЫЙ БАГДАД»

Симкин Б.Е., Михальчук И.Д., Чишинский Н.Ф. – ЛьвовОРГРЭС (Львов)
Чернышов М.А., Белохин О.М., Дорошенко К.Н. – Вестрон (Харьков)

Введение

В статье представлено описание современных цифровых распределенных АСУ ТП, предназначенных для контроля и управления энергоблоками тепловой электростанции (ТЭС) «Южный Багдад». Работы по проектированию, изготовлению, испытаниям и внедрению программно-технических комплексов (ПТК) для АСУ ТП ТЭС «Южный Багдад» выполнены предприятиями Интерэнергосервис (Москва), Вестрон (Харьков), ЛьвовОРГРЭС (Львов) и Институтом «Энергопроект» (Харьков). ПТК построен на базе комплекса технических средств Вулкан/Вулкан-М разработки и изготовления предприятия Вестрон.

1. Характеристика объекта автоматизации

Первая очередь ТЭС «Южный Багдад» состоит из 4-х энергоблоков (рис. 1), каждый номинальной электрической мощностью 55 МВт. Реконструкция АСУ ТП с заменой части технологического оборудования производится на энергоблоках 3 и 4, которые управляются с одного БЩУ.



Рис. 1. ТЭС «Южный Багдад»

В состав основного оборудования реконструированных энергоблоков входят:

- новый котельный агрегат типа Е-230-6,6-490МД производства ОАО «Красный котельщик» со вспомогательным оборудованием;
- существующая конденсационная паровая турбина фирмы «General Electric» со вспомогательным оборудованием;
- существующий генератор фирмы «General Electric» типа АТВ-2.

Котлоагрегат барабанный с естественной циркуляцией, уравновешенной тягой, газоплотный, рассчитан на сжигание 4-х видов жидкого топлива - мазута, сырой нефти, дизельного топлива и газойля. Газойль является растопочным топливом. Одновременно в горелках котла может сжигаться два вида любого из 4-х видов топлив.

Паровая конденсационная турбина фирмы «General Electric» представляет собой одноцилиндровый агрегат, имеющий пять нерегулируемых отборов пара и служит для привода генератора переменного тока. Турбина рассчитана на номинальную мощность 55155 кВт при частоте вращения 3000 об/мин и параметрах «острого» пара - давлении 6,0 МПа и температуре 482 °С.

«Острый» пар поступает от котла к турбине через один стопорный клапан. Регулирование расхода пара выполняется регулирующими клапанами, управление которыми осуществляется от электрогидравлической системы регулирования.

Система регенерации турбины состоит из двух поверхностных подогревателей низкого давления ПНД-1 и ПНД-2, деаэратора и двух поверхностных подогревателей высокого давления ПВД-4 и ПВД-5.

Энергоблоки имеют поблочную компоновку - один котел подает пар на одну турбину. Существуют связи между энергоблоками в системах пара собственных нужд, сжатого воздуха и охлаждающей воды.

2. Архитектура и описание системы

В новых АСУ ТП энергоблоков реализованы следующие виды контроля и управления:

- основной контроль и управление с БЩУ через ПТК;
- автономные системы контроля, связанные с ПТК (контроль мехвеличин турбин и автоматический химконтроль водного режима);
- аварийное управление с БЩУ и по месту;

- контроль и управление с МЦУ;
- автономный контроль и управление с БЦУ электротехническим оборудованием.

Автономные системы контроля передают информацию в ПТК для представления информации на дисплеях оперативного контура и регистрации.

Структурная схема АСУ ТП энергоблока ТЭС «Южный Багдад» приведена на рис. 2.

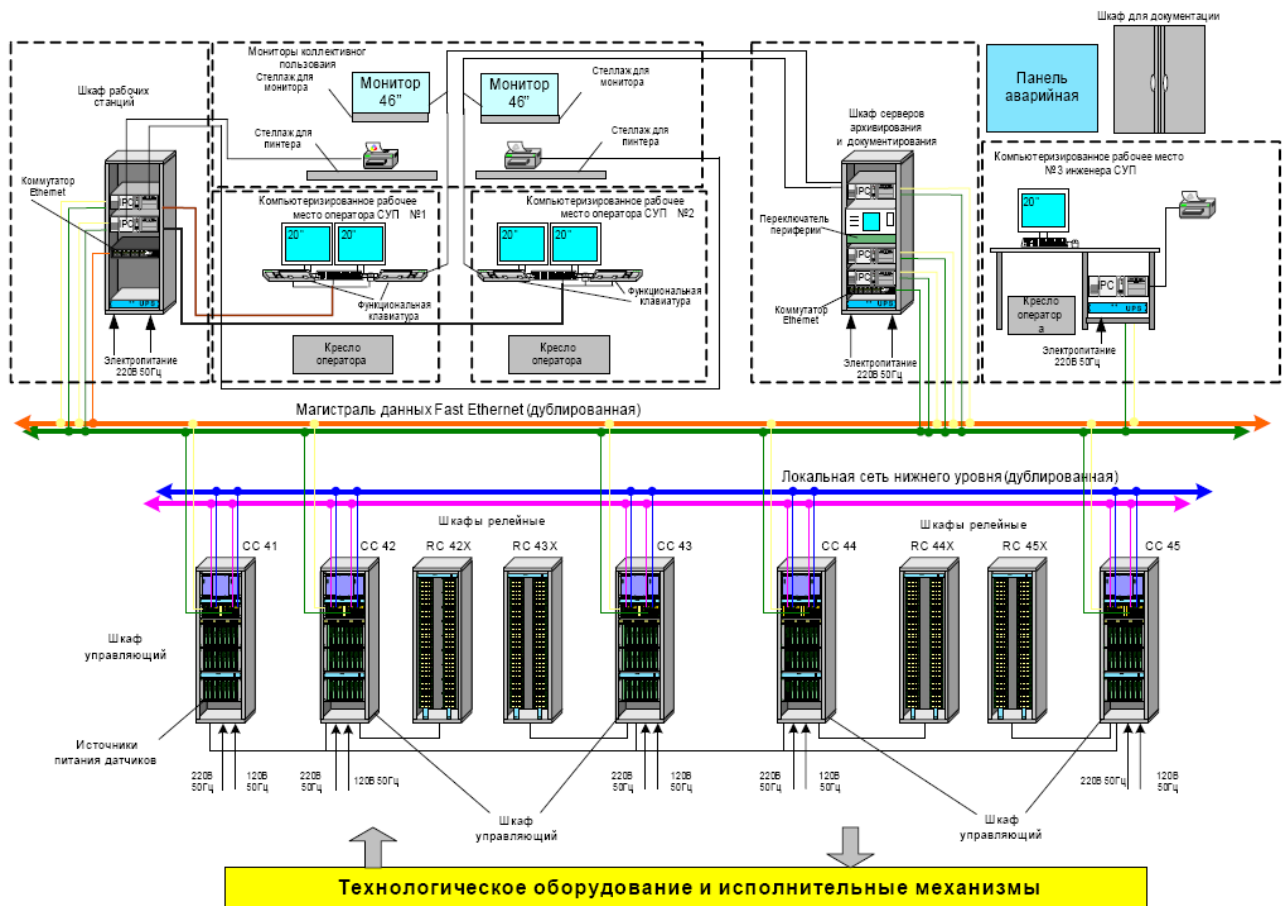


Рис. 2. Структурная схема АСУ ТП энергоблока ТЭС «Южный Багдад»

АСУ ТП представляет собой двухуровневую резервированную распределенную систему, реализованную на базе КТС Вулкан/Вулкан-М. В системе реализован принцип однократного ввода информации и широкополосной передачи информации между узлами верхнего и нижнего уровня системы на базе дублированной магистрали данных Fast Ethernet. Узлы нижнего уровня (контроллеры управления) объединены между собой также локальной сетью «жесткого» реального времени.

Основной контроль и управление с БЦУ осуществляется с основных автоматизированных рабочих мест операторов - технологов (АРМ ОТ) по котлу и

турбине с использованием дисплеев, манипуляторов типа «мышь» и функциональных промышленных клавиатур. Для удобства работы операторов БЦУ оснащен также экранами коллективного пользования. Контроль и управление с БЦУ распространяется на все оборудование котла и турбины. Традиционные показывающие и регистрирующие приборы и ключи управления на БЦУ отсутствуют, весь интерфейс оператора осуществляется через ПТК. Вид БЦУ энергоблока 4 ТЭС «Южный Багдад» после реконструкции представлен на рис. 3.



Рис. 3. БЦУ энергоблока 4 ТЭС «Южный Багдад»

Температурный контроль всех основных узлов и систем охлаждения генератора производится в ПТК.

Управление главной электрической схемой, схемами собственных нужд энергоблока и система возбуждения не являются объектами автоматизации ПТК и выполняются на традиционных средствах.

Аварийное управление с БЦУ реализуется на аварийном пульте управления котла и турбины, устанавливаемом в оперативном контуре БЦУ. Ключи аварийного пульта управления (АПУ) введены непосредственно в

электрические схемы исполнительных механизмов. Объем аварийного управления с БЦУ минимизирован и обеспечивает безопасное аварийное отключение оборудования и останов энергоблока при выходе из строя ПТК. АПУ выполнен по функционально-групповому принципу, каждый ключ с соответствующим количеством контактов останавливает технологически связанную группу оборудования.

В проекте реализованы МЩУ, связанные с ПТК по управлению (местные щиты горелок котла с управлением через блокировки, реализованные в ПТК), и МЩУ с автономным контролем и управлением, не связанные с ПТК (местный щит обдувки поверхностей нагрева, обдувки РВП).

Нижний уровень (НУ) системы реализован на базе субкомплексов сбора и обработки информации (СКСО) КТС «Вулкан-М» (см. рис. 4).



Рис. 4. СКСО и релейный шкаф ПТК

В состав каждого СКСО ПТК входит набор модулей связи с объектом (ввода/вывода), взаимодействующих по стандартным интерфейсам с резервированными контроллерами СКСО. Модули ввода/вывода с гальванической развязкой входных и выходных электрических сигналов содержат микроконтроллеры, реализующие первичную обработку информации и связь с

контроллерами СКСО. В СКСО реализован прием информации, как от нерезервированных, так и резервированных (дублированных или троированных) датчиков по независимым каналам. Выбор достоверной входной информации осуществляется контроллерами СКСО.

Контроллеры СКСО представляют собой одноплатные IBM PC-совместимые ЭВМ с тактовой частотой 330...400 МГц, и обеспечивают выполнение функций ввода/вывода информации, управления, регулирования, защит, блокировок и прием/передачу информации с/на ВУ по сети Fast Ethernet, а также в смежные СКСО по локальной сети «жесткого» реального времени.

Ввод/вывод дискретных сигналов напряжением 220 В переменного и 125 В постоянного тока производятся через релейные шкафы ПТК (см. рис. 4).

Распределение функциональных задач по СКСО производится по технологической принадлежности оборудования с организацией управления по режимному и функционально-групповому признакам, а также в соответствии с требованиями к надежности. ПТК НУ включает следующие функциональные системы:

- авторегуляторов и двигателей котла (АРД-К);
- авторегуляторов и двигателей турбины (АРД-Т);
- технологических защит (СТЗ);
- регулирования турбины (СРТ);
- защит, блокировок и управления горелками котла (ГК), а также температурного контроля (СТК) турбины и котла.

Верхний уровень системы (ВУ) реализован на базе субкомплексов рабочих станций/серверов (СКРС) и другого оборудования КТС «Вулкан».

В состав ВУ входят:

- два СКРС, выполняющие функции операторских станций АРМ оператора-технолога (АРМ ОТ) для отображения информации и дистанционного управления оборудованием;
- два дисплея экрана коллективного пользования (ЭКП) для отображения информации;
- СКРС, выполняющий функции рабочей станции для дисплеев экрана коллективного пользования, серверов архивирования;
- СКРС, выполняющий функции инженерной станции АРМ инженера;
- сетевое оборудование.

СКРС ВУ реализованы на базе промышленных IBM PC-совместимых ЭВМ (рис. 5).



Рис. 5. СКРС ВУ ПТК

АРМ ОТ и рабочая станция ЭКП обеспечивают выполнение следующих функций:

- отображение оперативному персоналу информации о работе технологических систем, систем управления и регулирования, технологической сигнализации, результатов диагностики ПТК;
- дистанционное управление ИМ;
- представление информации по состоянию программных ключей ввода/вывода защит и блокировок, а также ИП, ИМ в ремонтное состояние;
- просмотр ведомостей регистрации с возможностью вывода на печать;
- представление справочной информации по технологическому оборудованию и системам управления.

Инженерная станция дополнительно к функциям АРМ ОТ выполняет следующие функции:

- ведение и документирование баз данных ПТК;
- модификацию программного обеспечения ПТК;

- создание фрагментов отображения информации;
- загрузку базового и прикладного программного обеспечения ПТК;
- коррекцию настроечных параметров подсистем управления;
- ввод/вывод защит и блокировок, ввод/вывод в ремонтное состояние ИП и ИМ;
- задание значений входных аналоговых сигналов ПТК для проведения опробований систем управления;
- сброс памяти отказа троированных измерений для их включения в работу на двух исправных каналах;
- создание и документирование ведомостей текущего состояния систем управления;
- отладку библиотек алгоритмов, технологических алгоритмов и программ;
- ведение единого времени в узлах ПТК АСУ ТП энергоблока;
- представление в режиме ON LINE информации о работе алгоритмов управления.

Сервер архивирования осуществляет:

- регистрацию информации;
- создание ведомостей регистрации и отчетов;
- создание по запросу персонала архивов на оптических дисках для долгосрочного хранения;
- отключение от регистрации «шумящих» параметров.

3. Основные характеристики системы

3.1 Надежность и отказоустойчивость

Расчетные показатели надежности для управляющих и информационных функций АСУ ТП приведены в табл. 1.

Таблица 1. Показатели надежности для функций АСУ ТП

Функции АСУ ТП	Показатели надежности			
	Tав, ч	W, 1/ч	L	Tср, ч
Н – функции регулирования (на один регулятор)	50000	–	–	$2 \cdot 10^4$
Д – функции технологических защит (на одну защиту)	–	$1 \cdot 10^{-5}$	0,99	–
Д – функции технологических блокировок (на одну блокировку)	–	$1 \cdot 10^{-5}$	0,98	–
Н – функции термоконтроля (на канал)	50000	–	–	$2 \cdot 10^4$

Функции АСУ ТП	Показатели надежности			
	Тав, ч	W, 1/ч	L	Тср, ч
Н – функции передачи информации между шкафами контроллеров				$1 \cdot 10^5$
Д – функции дистанционного управления (на один ИМ)	–	$1 \cdot 10^{-5}$	0,98	–
Н – функции регистрации информации				$1 \cdot 10^5$
Н – функции представления информации				$1 \cdot 10^5$

Примечание: Н-функции – непрерывно выполняемые функции;
Д-функции – дискретно выполняемые функции

Архитектура ПТК и его отдельных элементов совместно с базовым программным обеспечением КТС Вулкан/Вулкан-М (VMS 1.5) обеспечивают диагностику и устойчивость к единичным отказам аппаратных средств на разных уровнях системы. В частности, СКСО и СКРС запитываются от двух независимых источников электропитания, вторичные источники питания СКСО, контроллеры СКСО ПТК, сети обмена данными резервированы (дублированы). СКРС дублированы. Отказ любого из этих элементов системы или даже несколько отказов на разных уровнях (в разных узлах) системы, не влияют на выполнение системой ее функций. Замена отказавших элементов и восстановление резервирования производятся на фоне выполнения системой ее функций в полном объеме.

Прикладное программное обеспечение имеет функциональную избыточность и выполняет требуемые функции в случаях отказов датчиков и/или отдельных модулей ввода/вывода. Отказы модулей ввода/вывода диагностируются базовыми средствами КТС Вулкан-М и по функциональным признакам. Замена модулей производится без снятия питания с СКСО.

В ПТК приняты меры и предусмотрены средства, направленные на исключение ошибочных действий персонала при оперативном и техническом обслуживании и восстановлении ПТК:

- сервисные функции по контролю и оперативному обслуживанию - специальные фрагменты на АРМ ОТ уставок защит, блокировок, систем автоматического регулирования, контроля троированных датчиков и т.д.;
- санкционируемый доступ к изменению настроечных параметров;
- коэффициенты и уставки, которые не должны быть доступны в оперативном порядке, находятся в теле программы и могут изменяться только при регенерации загрузочного модуля;

- контроль допустимости вводимых значений настроечных параметров при изменении;
- обеспечение безударности в поддержании регулируемых параметров при рестарте системы;
- формирование признака плохого качества сигналов при отказе датчиков и замене модулей, исключение при этом формирования ложных команд управления;
- сохранение предыдущего значения параметра при замене датчиков, путем вывода заменяемого датчика в ремонтное состояние с инженерной станции и последующего его ввода в работу;
- составные части ПТК, относящиеся к разным независимым резервированным каналам, имеют маркировку, позволяющую при техническом обслуживании и восстановлении безошибочно идентифицировать их принадлежность к соответствующему каналу;
- исключение ошибок операторов-технологов путем реализации в ПТК системы приоритетности выполнения управляющих функций.

3.2 Диагностика

В системе предусмотрено техническое диагностирование датчиков и исполнительных механизмов, а так же технических и программных средств ПТК.

Диагностика датчиков проводится путем контроля отклонения аналоговых сигналов датчиков от заданных пределов диапазона изменений электрической величины сигнала, а также с помощью алгоритмов функциональной диагностики, осуществляющих контроль границ и скорости изменения физических значений сигналов и взаимный контроль резервированных сигналов.

Контроль технического состояния исполнительных механизмов проводится путём:

- выполнения алгоритмов функциональной диагностики, контролирующей выполнение команд управления за заданное время;
- «эхо-контроля» управляющих выходных дискретных сигналов, диагностирующего целостность цепей управления при отсутствии управляющей команды и прохождение управляющей команды при ее формировании;
- «эхо-контроля» управляющих выходных аналоговых сигналов, включая непрерывный контроль управляющего сигнала заданного положения регулирующих клапанов системы СРТ;

- диагностику сигналов положения РК.

Диагностика технических и программных средств ПТК осуществляется базовыми средствами Вулкан/Вулкан-М и включает в себя:

- контроль работы контроллеров ПТК;
- контроль состояния шкафов ПТК;
- контроль состояния каждого модуля ввода/вывода;
- контроль источников питания устройств;
- контроль правильности функционирования оборудования передачи данных;
- самодиагностирование программных средств с использованием методов:

а) контроля данных в постоянной памяти;

б) контроля продолжительности выполнения задач.

Диагностирование технических средств и программного обеспечения ПТК при основной работе оборудования происходит непрерывно.

3.3 Временные характеристики

Временные параметры, характеризующие функционирование АСУ ТП, приведены в табл. 2.

Таблица 2. Временные характеристики ПТК

Наименование	Значение
Время запаздывания информации с момента изменения сигнала на входе ПТК до отображения на мониторах	Не более 2 с
Время реакции системы от момента подачи команды дистанционного управления с АРМ ОТ на БЩУ	Не более 0,5 с
Цикл отображения информации на верхнем уровне	1 с
Время реакции СТЗ, включая опрос аналоговых и дискретных сигналов, выдачу команд на отсечную арматуру или срабатывание АВР и расчет алгоритмов управления	Не более 0,1 с
Время реакции СРТ, включая опрос аналоговых и дискретных сигналов, а также расчет алгоритмов и выдачу управляющего сигнала на сервопозиционер	Не более 0,1 с
Задержка выдачи форсирующего сигнала на закрытие регулирующих клапанов турбины при отключении генератора от сети	Не более 0,05 с
Для ПТК, кроме СТЗ и СРТ циклы опроса и обработки - аналоговых сигналов - дискретных сигналов	Не более 1 с 0,1 с
Восприятие импульсных команд дистанционного управления задвижками и механизмами с БЩУ	При одином нажатии кнопки «трэтбола»
Восприятие импульсных команд управления с местных щитов при длительности команды	Не менее 0,2 с

Наименование	Значение
Разрешающая способность фиксации времени событий по инициативным сигналам	Не более 0,02 с
Цикл обмена информацией между шкафами контроллеров по цифровому каналу	0,1 с
Цикл обмена между НУ и ВУ по дублированной вычислительной сети типа Ethernet	1 с
Разрешающая способность формирования команд регуляторов с широтно-импульсной модуляцией	0,1 с

3.4 Входные и выходные сигналы

Типы и количество входных сигналов, используемых ПТК, а также выходных сигналов (управляющих воздействий на объект) приведены в табл. 3.

Таблица 3. Входные и выходные сигналы ПТК

Типы сигналов	Характеристики	Кол-во
Входные		
Сигнал «сухой контакт»	= 24 В	302
Дискретный потенциальный сигнал	~ 125 В	3
Дискретный потенциальный сигнал	= 125 В	45
Дискретный потенциальный сигнал	~ 220 В	782
Унифицированный токовый сигнал	4...20 мА	313
Сигнал термодпары	0...31 мВ	86
Сигнал термометра сопротивления	100...212 Ом	127
Сигнал термометра сопротивления	50...80 Ом	
Аналоговый потенциальный сигнал	-1...1 В	2
Выходные		
Сигнал «сухой контакт»	= 24 В	138
Сигнал «сухой контакт»	= 125 В	30
Сигнал «сухой контакт»	~ 220 В	349
Сигнал «сухой контакт»	= 220 В	
Унифицированный токовый сигнал	4...20 мА	2
	Всего:	2179

4. Основные функции системы

4.1 Технологические защиты

Система технологических защит (СТЗ) реализована в ПТК на программном уровне и имеет следующие особенности:

- защиты энергоблока выполнены в дублированном исполнении (датчики, модули ввода/вывода, центральные контроллеры др.);
- для реализации защит используется типовой алгоритмический модуль защит, выполняющий общие для всех защит функции - автоматический ввод/вывод защит, включение/отключение защит по командам инженерной станции, аварийную и предупредительную сигнализацию, запоминание срабатывания защиты, формирование информации на фрагменты контроля работы защит, выдержку времени срабатывания защиты и представление

оператору информации об оставшемся до срабатывания защиты времени, выбор и реализацию действий при отказах датчиков защит;

- удобное информационное сопровождение защит – специальные фрагменты контроля состояния защит, фрагменты контроля реализации команд защит, представление на мнемосимволах исполнительных механизмов признака того, что на механизм воздействует защита.

Описанное информационное сопровождение существенно упрощает эксплуатацию, в особенности опробование, защит.

4.2 Автоматические системы регулирования

Реализованная в проекте автоматическая система регулирования (АСР) разработана с использованием развитой библиотеки типовых модулей автоматического регулирования. Основными отличительными свойствами АСР являются:

- безударность включения в работу автоматических регуляторов;
- автоматическое отключение регуляторов при отказах датчиков;
- контроль исправности исполнительных механизмов;
- автоматическая компенсация неравномерности регулирования П-регуляторов;
- задаваемая пауза между последовательными импульсами регуляторов с широтно-импульсной модуляцией;
- компенсация люфта в исполнительных механизмах;
- использование производной по регулируемому параметру в регуляторах уровня;
- работа регуляторов в широком диапазоне нагрузок с использованием автоматических переключений с пускового режима/пускового клапана в основной режим, автоподстройкой параметров динамической настройки при изменении нагрузок, вводом дополнительных воздействий по возмущающим факторам.

АСР энергоблока спроектированы для работы в маневренном режиме с учетом удовлетворения требований UCTE к первичному и вторичному регулированию частоты сети.

Управление турбиной в нормальных и аварийных режимах осуществляется через быстродействующий электрогидравлический преобразователь (ЭГП), связь СРТ с ЭГП осуществляется через сервопозиционер фирмы WOODWARD, который с циклом 8 мс регулирует положение

регулирующего клапана турбины по заданию работающего с циклом 100 мс контроллера СРТ. В СРТ реализованы алгоритмы регулирования мощности, давления пара перед турбиной и частоты вращения ротора, а также ограничения величины и скорости изменения нагрузки по заданию оператора и при изменении частоты. Выполнено координированное регулирование нагрузки котла и мощности турбины.

4.3 Технологические блокировки и АВР

Технологические блокировки и АВР реализованы на программном уровне со следующими особенностями:

- для реализации АВР используется типовой алгоритмический модуль АВР, выполняющий общие для систем АВР механизмы функции. К ним относятся: автоматический ввод/вывод АВР, включение/отключение АВР по командам оператора, контроль готовности АВР, выбор вариантов работы АВР при отказах датчиков, контроль реализации команд АВР, перенос команд АВР на следующий механизм при отказе включения резервного, сигнализацию срабатывания АВР;
- предусмотрены блокировки запрета управления ИМ, которые предотвращают ложные команды оператора;
- удобное информационное сопровождение блокировок и АВР – специальные фрагменты контроля состояния блокировок, представление на мнемосимволах исполнительных механизмов признака того, что на механизм воздействует блокировка.

4.4 Автоматизация пусковых операций

Предусмотрена автоматизация следующих пусковых операций:

- розжиг горелок;
- разворот турбины;
- регулирование технологических параметров при пуске и автоматическое переключение с пусковых регуляторов на основные.

Функционально-групповое управление пусковыми операциями не предусматривалось техническими требованиями Заказчика.

5 Программное обеспечение и отработка системы

На верхнем уровне ПТУ АСУ ТП используется ОС Windows 2000, на нижнем уровне (в контроллерах СКСО) – ОС реального времени QNX 6.2. В качестве базового ПО (БПО) ПТК используется БПО VMS 1.5, которое обеспечивает выполнение базовых функций АСУ ТП путем его конфигурирования. БПО обеспечивает в том числе: контроль работы алгоритмов (их внутренних переменных) в режиме ON LINE на инженерной станции, безударность переключения основной/резервный контроллер СКСО, возможность «горячей» замены программного обеспечения контроллеров СКСО.

Разработка прикладного программного обеспечения АСУ ТП автоматизирована. Для разработки использована сертифицированная Сертатомом среда «Алгокад», функционирующая под управлением ОС WINDOWS 2000/XP и реализующая:

- создание алгоритмов методом рисования - выбора алгоблоков из библиотеки, их переноса в алгоритм и проведения линий связи между ними;
- автоматизированное создание базы данных внутренних переменных алгоритмов;
- тестирование алгоритмов заданием входных сигналов с возможностью контроля всех промежуточных переменных;
- генерацию загрузочной программы для контроллеров, работающих под управлением ОС реального времени QNX.

Верификация и валидация программного обеспечения производится до поставки ПТК на объект. Верификация отдельных подсистем ПО производится на автономных стендах (стенды верификации ПО). После интеграции оборудования и ПО ПТК производится комплексная верификация ПО, а также валидация ПО в составе ПТК. Для валидации использовались математические модели энергоблока. В частности, для проведения валидации защит и блокировок к ПТК подключались модели исполнительных механизмов, и контролировалось выполнение команд на фрагментах АРМ операторов-технологов и по ведомостям регистрации. Валидация СРТ производилась с использованием модели турбины как объекта регулирования, включая модель гидравлической системы регулирования, и модели котла как источника энергии, совместно с котельным регулятором мощности.

На заключительном этапе испытаний ПТК на площадке Вестрона были проведены заводские приемочные испытания, которые проводились комиссией в составе представителей организаций Заказчика, разработчиков ПТК и проектировщика энергоблока. Целью этих испытаний было подтверждение соответствия ПТК требованиям Технического задания. По результатам испытаний комиссией было принято решение о готовности ПТК к поставке на объект.

6. Обеспечение качества ПТК

Качество выполнения работ и высокие характеристики ПТК обусловлены:

- строгим соблюдением всеми организациями, участвующими в проекте, требований систем управления качеством в соответствии с ISO 9001;
- построением ПТК на базе КТС Вулкан/Вулкан-М, который сертифицирован для применения и успешно используется в системах АСУ ТП АЭС;
- использованием апробированных программных средств, включая базовое ПО, системы автоматизированного проектирования, математических моделей, библиотек стандартных алгоритмических модулей и элементов отображения информации;
- проведением полного цикла испытаний ПТК и его компонентов до его поставки, включая последовательное проведение верификации математического и программного обеспечения и комплексной валидации ПТК.

Выводы

1) Разработана современная цифровая распределенная отказоустойчивая АСУ ТП для энергоблоков ТЭС, обладающая высокими техническими и эксплуатационными характеристиками.

2) Оптимизировано управление энергоблоком с БЩУ. В АСУ ТП отсутствуют традиционные показывающие и регистрирующие приборы и ключи управления. На БЩУ установлены АРМ операторов-технологов и экраны коллективного пользования.

3) Разработана удобная система информационной поддержки оператора, включающая организованные по режимному принципу технологические фрагменты и фрагменты контроля работы систем управления.

4) Применение при разработке АСУ ТП современных и апробированных ранее программно-аппаратной платформы, средств функционального

проектирования и моделирования, технологии разработки и верификации программного обеспечения позволили организациям, участвовавшим в проекте, реализовать его в кратчайшие сроки.