

АВТОМАТИЗАЦИЯ И ТЕПЛОВОЙ КОНТРОЛЬ В ЭНЕРГЕТИКЕ

УДК 621.311.22

Опыт эксплуатации микропроцессорных АСУ ТП мощных модернизированных энергоблоков¹

© 2013 г. Биленко В.А., Грехов Л.Л., Сви́деский А.Г., Струков А.П.

ЗАО “Интеравтоматика”²

Приведены результаты длительного периода эксплуатации 11 крупных энергоблоков восьми электростанций после модернизации традиционных систем контроля и управления (СКУ) с использованием ПТК Teleperm XP-R (ТПТС-51 и ОМ-650). Анализ работы модернизированных АСУ ТП проводился на основе специальной анкеты, вопросы которой затрагивали различные аспекты оценки результатов модернизации: от правильности принятых принципиальных решений до проблем эксплуатации установленных ПТК. Рассмотрен опыт эксплуатации аппаратуры контроллерного и верхнего уровней управления, прикладного программного обеспечения – технологических защит, автоматических систем регулирования (АСР), шаговых программ, видеопрограммного обеспечения, расчетных задач. Проанализированы оценки рассмотренных проблем специалистами электростанций.

Ключевые слова: модернизация АСУ ТП, опыт эксплуатации ТПТС-51 и ОМ-650, пылеугольные и газомазутные энергоблоки, микропроцессорные ПТК, надежность технических средств, пульт аварийного останова, АСР энергоблока, шаговые программы управления, регулирование частоты и мощности.

DOI: 10.1134/S0040363613100019

За 20 лет своей деятельности ЗАО “Интеравтоматика” внедрило около 120 проектов АСУ ТП отечественного энергетического оборудования [1, 2]. Конечно, значительная их доля приходится на последние 5–7 лет, однако существенное коли-

чество внедренных систем эксплуатируется уже долгие годы. Первым из автоматизированных ЗАО “Интеравтоматика” объектов был котел производительностью 480 т/ч № 1 Новгородской ТЭЦ-1, модернизация СКУ которого была выполнена в 1995 г. В 1997 г. была введена в эксплуатацию АСУ ТП первого в практике ЗАО “Интеравтоматика” крупного объекта – пылеугольного энергоблока 500 МВт № 10 Рефтинской ГРЭС. В последующие годы разработка и внедрение АСУ ТП крупных паросиловых энергоблоков [наряду с парогазовыми установками (ПГУ)] были и остаются основным направлением деятельности ЗАО “Интеравтоматика”. Общая численность подобных проектов составляет более 40 [1, 2].

Информация об опыте разработки, наладки и начального периода эксплуатации нескольких модернизированных АСУ ТП была представлена в [3–5]. К настоящему времени с момента проведения указанной выше модернизации СКУ энергоблока № 10 Рефтинской ГРЭС прошло уже более 15 лет. Длительное время эксплуатируются и многие другие модернизированные АСУ ТП крупных энергоблоков. Задача данной публикации – проанализировать результаты уже продолжительного периода использования микропро-

¹ В подготовке материала статьи принимали участие:

От Рефтинской ГРЭС – главный инженер Бебенин П.А.; ведущие инженеры-электронщики Хохлов С.Б. и Сырчин М.В.; ведущий инженер по ремонту Московец Н.С.

От Березовской ГРЭС – заместитель начальника цеха ТАИ Ширяев О.В.

От Пермской ГРЭС – начальник цеха АСУ ТП Шаламов А.И.; заместитель начальника цеха АСУ ТП Панасенко А.И.; начальники участков и лабораторий Бурмантов С.В., Смирнов О.А., Лежнин А.В.

От Сургутской ГРЭС-1 – начальник цеха АСУ ТП Тетерман С.Г.; заместитель начальника цеха АСУ ТП по АСУ Бортников Ю.А.; начальник участка АСУ Иванов Д.Ю.

От Змиевской ТЭС – начальник ЦТАИ Елецкий А.В.; заместитель начальника ЦТАИ по АСУ Коломиец К.В.; ведущий инженер-программист ЦТАИ Шабанов Д.А.

От Среднеуральской ГРЭС – начальник службы ремонта АСУ ТП и КИПиА Меншатов М.М.; главный специалист по эксплуатации АСУ ТП и КИПиА Кобылкин С.Я.

От ТЭС “Аксу” (ЭС АО ЕЭК) – заместитель начальника отдела реконструкции и развития производства управления инвестиционной деятельности АО ЕЭК Колосков Т.С.; заместитель начальника ЦТАИ по АСУ Паустьянов Р.В.

От Ставропольской ГРЭС – начальник ЦТАИ Панков А.В.; заместитель начальника КТЦ Михин А.В.; заместитель начальника ЦТАИ Пожидаев А.А.; мастер бригады автоматики энергоблоков ЦТАИ Беляков Н.Т., а также руководители рассмотренных проектов от ЗАО “Интеравтоматика”: Гальперина А.И., Меламед А.Д., Пилюгин А.В., Шавочкин И.А.

² 115280, Москва, Автозаводская ул., д. 14. ЗАО “Интеравтоматика”.

цессорных АСУ ТП: не ухудшилась ли надежность работы программно-технических средств, остались ли в работе впервые внедренные более совершенные алгоритмы управления, как относятся к “новшествам” оперативный и эксплуатационный персонал электростанций, возникают ли затруднения при смене персонала операторов-технологов и специалистов по обслуживанию АСУ ТП?

Для выяснения действительной картины текущего состояния модернизированных АСУ ТП сотрудниками ЗАО “Интеравтоматика” была подготовлена специальная анкета, затрагивающая различные аспекты оценки результатов модернизации, в первую очередь правильности принятых принципиальных решений по модернизации СКУ, проблем эксплуатации установленных ПТК и внедренных АСУ ТП в целом.

Характеристика выбранных для анализа энергоблоков

При подготовке статьи было решено ограничиться одной группой объектов — реконструированными традиционными мощными энергоблоками с относительно большим (более 7 лет) сроком эксплуатации и использованием ПТК Teleperm XP-R [6]. Их перечень и основные данные представлены в таблице.

Из анализа данных таблицы можно сделать следующие выводы.

1. Автоматизацией охвачен весь спектр номинальных мощностей крупных энергоблоков: 200, 300, 500 и 800 МВт.

2. Большинство составляют энергоблоки с прямоточными котлами, и только энергоблок 200 МВт Сургутской ГРЭС имеет барабанный котел.

3. На одной половине рассмотренных энергоблоков сжигается или только газ, или газ и мазут, а на второй половине — уголь, причем только на энергоблоке 300 МВт Змиевской ТЭС используется схема обработки и подачи топлива с промежуточным бункером, а на остальных — с прямым вдуванием пыли.

4. На большинстве объектов модернизация СКУ совмещалась с модернизацией управления нагрузкой турбины: на некоторых энергоблоках только в объеме реализации ЭЧСР, на других — с реконструкцией системы регулирования с установкой электромеханических преобразователей (ЭМП) и выполнением электронного регулятора скорости (см. колонку САР в таблице). На Пермской ГРЭС дополнительно была реконструирована противоразгонная защита.

Лишь на двух из рассматриваемых энергоблоков: 500 МВт Рефтинской ГРЭС и 200 МВт Сургутской ГРЭС-1 — никаких мероприятий, связанных с модернизацией управления нагрузкой турбины, не проводилось.

5. Модернизированные энергоблоки отличаются “возрастными” показателями: временем проведения модернизации по сравнению с исходным сроком пуска в эксплуатацию и “абсолютным возрастом” — от момента начала эксплуатации по сей день. “Возрастные” показатели определяют такие характеристики модернизируемых объектов, как уровень исходных технологических решений и решений по СКУ, заложенных при их проектировании; степень изношенности технологического оборудования и оборудования СКУ на момент модернизации и т.д.

Условно по первому из указанных показателей анализируемые энергоблоки можно разделить на две группы: со сроками эксплуатации на момент модернизации более 20 лет (первая группа) и 20 лет и менее (вторая группа). Энергоблоки Змиевской ТЭС, Среднеуральская ГРЭС и ТЭС “Аксу” по “абсолютному возрасту” вполне могут быть отнесены к “ветеранам”, так как их строительство и ввод в эксплуатацию относятся к первому этапу широкого внедрения энергоблоков с прямоточными котлами. Это конец 60-х — начало 70-х годов XX в. Точно так же обстоит дело и с “молодым поколением”. Энергоблоки 800 МВт Пермской и Березовской ГРЭС, введенные в эксплуатацию в 80-е годы прошлого столетия — последнее десятилетие существования Советского Союза — можно отнести к “молодому поколению”.

Энергоблоки Рефтинской, Сургутской и Ставропольской ГРЭС, с одной стороны, по срокам ввода относятся к концу 70-х — началу 80-х годов, а с другой стороны, вследствие унификации проектов и принятой в СССР очередности вводов, по техническим решениям относятся скорее к более ранним энергоблокам — 70-х годов.

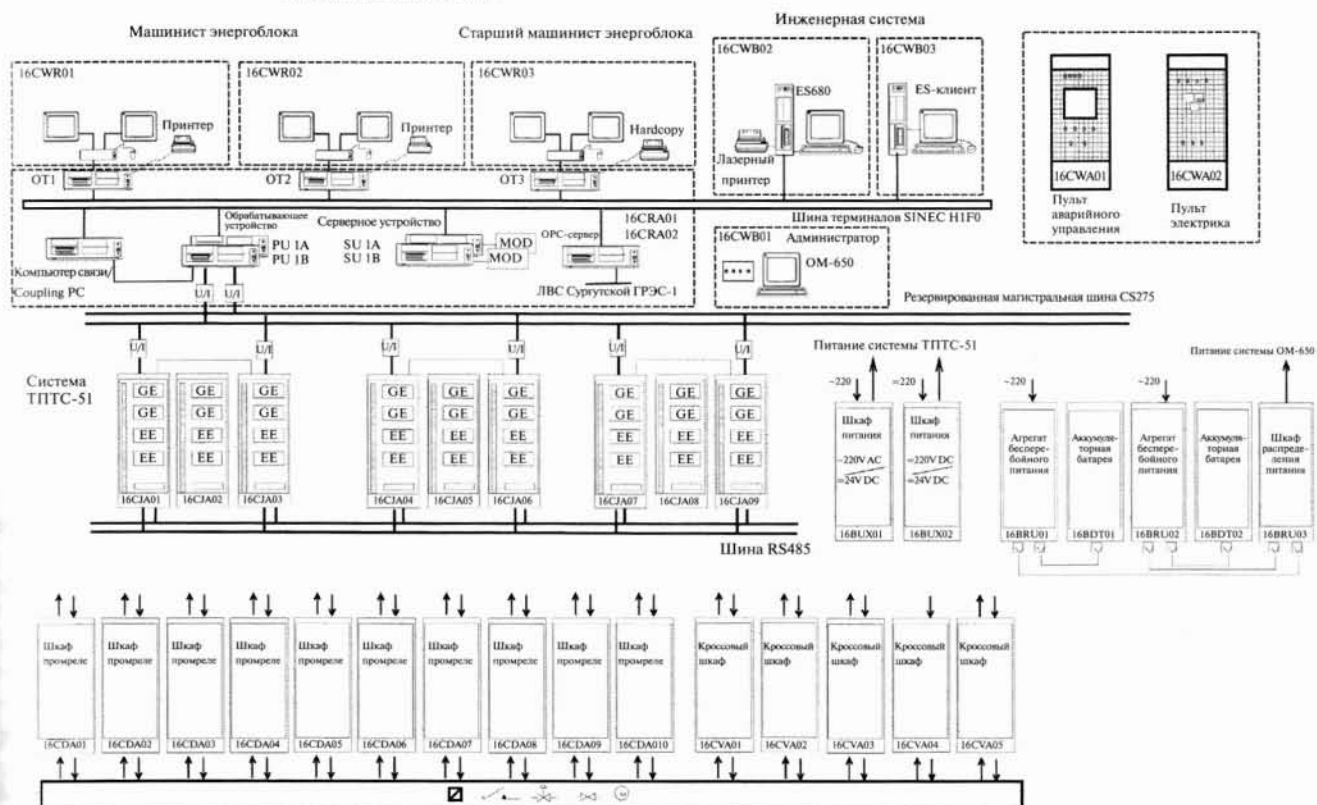
6. На период модернизации все рассмотренные энергоблоки имели традиционную для “домикропроцессорной эры” структуру СКУ с автономной реализацией отдельных подсистем: технологических защит, автоматического регулирования, информационно-вычислительную и т.п. Для “младшей” и промежуточной групп объектов сохранялись в силе проектные решения, для “старшей” в конце 80-х годов проводился определенный объем реконструкции. На большинстве объектов использовались датчики унифицированного сигнала 0—5 мА: для “младшей” и промежуточной групп объектов в соответствии с исходным проектом, для объектов “старшей” группы — в результате первого этапа модернизации. На некоторых энергоблоках к моменту рассматриваемой модернизации сохранялись датчики с неунифицированным выходом. Впоследствии на ряде объектов был осуществлен полный или частичный переход на датчики 4—20 мА.

Исключением не только среди рассматриваемых здесь объектов, но и для всей советской энер-

Таблица. Информация о рассмотренных энергоблоках

Электростанция	Тип и мощность энергоблока	Топливо	Тип котла, завод	Тип турбины, завод	Объем модернизации управления турбиной		Номер энергоблока	Год	
					ЭЧСР	САР		ввода энергоблока в эксплуатацию	модернизации СКУ
Рефтинская ГРЭС	Моноблок 500 МВт	Уголь	П-57 ЗиО	К-500-240 "Турбо-атом"	—	—	10	1980	1997
Березовская ГРЭС	Моноблок 800 МВт	Уголь	П-67 ЗиО	К-800-240 ЛМЗ	+	—	1	1987	2001
							2	1990	2003
Змиевская ТЭС (Украина)	Дубль-блок 325 МВт	Уголь	ТПП-210 ТКЗ	К-300-240 "Турбо-атом"	+	+	8	1969	2003
Сургутская ГРЭС-1	Моноблок 200 МВт	Газ	ТГ-104 ТКЗ	К-210-130 ЛМЗ	—	—	16	1983	2003
Среднеуральская ГРЭС	Дубль-блок 300 МВт	Газ, мазут	ТГМП-114 ТКЗ	К-300-240 ЛМЗ	+	—	10	1970	2003
ТЭС "Аксу" (Казахстан)	Дубль-блок 300 МВт	Уголь	ПК-39 ЗиО	К-300-240 "Турбо-атом"	Аппаратура фирмы СССР	Аппаратура фирмы СССР	4	1971	2003
					+	+	3	1970	2006
Пермская ГРЭС	Моноблок 800 МВт	Газ	ТГМП-204 ТКЗ	К-800-240 ЛМЗ	+	+	2	1987	2003
Ставропольская ГРЭС	Моноблок 300 МВт	Газ, мазут	ТГМП-3114 ТКЗ	К-300-240 "Турбо-атом"	+	+	1	1986	2006
					+	+	5	1978	2005

Операторские станции ОМ-650



Структурная схема АСУ ТП энергоблока № 16 Сургутской ГРЭС-1

гетики являлись энергоблоки Пермской ГРЭС, уже при исходном проектировании которых была сделана ставка на использование импортных средств АСУ ТП. Поэтому были применены датчики унифицированного сигнала 4–20 мА и более развитые по сравнению с советскими аналогами технические средства решения задач управления и обработки информации.

Непосредственно для ввода в ПТК использовалось напряжение 24 В DC (direct current — постоянный ток). Для преобразования исходного 220 В DC и 220 В AC (alternating current — переменный ток) с полевого оборудования 24 В DC и обратно (команды управления) применялись разработанные по техническому заданию ЗАО “Интеравтоматика” специализированные релейные модули.

Аппаратная реализация АСУ ТП

Почти все рассматриваемые АСУ ТП выполнены на базе ПТК Teleperm XP-R [6], включающего в себя аппаратуру контроллерного уровня ТПТС-51 производства ВНИИА им. Духова — российский аналог ПТК Teleperm ME фирмы Siemens и оригинальную разработку Siemens — систему верхнего уровня ОМ-650. Исключением является только АСУ ТП энергоблока № 10 Рефтинской ГРЭС,

так как в период ее разработки и внедрения производство ТПТС-51 еще не было налажено и был использован ПТК Teleperm ME немецкого производства. Серийный выпуск ТПТС был начат в 1998 г. с поставки ПТК для проекта ЗАО “Интеравтоматика” энергоблоков 800 МВт ТЭС “Суйджун” в Китае. В дальнейшем ПТК ТПТС был усовершенствован, одним из важнейших направлений его развития были разработка и выпуск по техническому заданию ЗАО “Интеравтоматика” комплекса функциональных модулей для регулирования частоты и мощности паровых и газовых турбин, включая задачи противоаварийной автоматики (ПАА) энергосистем. Применительно к паровым турбинам эта разработка нашла широкое применение и в рассмотренных энергоблоках (см. колонки ЭЧСР и САР в таблице).

В качестве примера на рисунке приведена структурная схема АСУ ТП энергоблока 200 МВт № 16 Сургутской ГРЭС-1 (аналогичная информация была опубликована по проектам Рефтинской, Березовской и Пермской ГРЭС [3–5]). Основные количественные данные по объекту автоматизации таковы. Общее количество аналоговых сигналов датчиков температуры, давления, уровня, механических величин, вводимых в ПТК, около 1200. При этом количество сигналов 0–5 мА — 115,

а сигналов 4–20 мА – 430. Количество управляемых объектов: регулирующих клапанов, задвижек, двигателей, соленоидов и электрооборудования с воздействием от ПТК – около 450. Количество видеogram – 150.

Аппаратура ТПТС-51 представляет собой мультимикропроцессорный программно-технический комплекс распределенного управления, основой которого является *система автоматизации*. Она состоит из так называемых функциональных модулей, каждый из которых имеет собственный микропроцессор, память, каналы ввода/вывода информации и представляет собой автономный контроллер, способный самостоятельно решать достаточно крупную задачу управления. Каждая система автоматизации реализуется в зависимости от объема решаемых ею задач в одном, двух или полутора шкафах. Именно последний вариант с применением так называемых триад использован в рассматриваемом проекте (см. рисунок): 3 триады, 6 систем автоматизации, 9 шкафов. Для связи аппаратуры контроллерного уровня с полевым оборудованием установлено 10 шкафов промежуточных реле и 6 шкафов промежуточных клеммников.

Верхний уровень АСУ ТП – распределенная система оперативного контроля, управления и обработки информации ОМ-650 – выполнен по клиент-серверной архитектуре и представляет собой комплекс средств, объединенных шиной терминалов SINEC H1F0 (типа Ethernet) и работающих под управлением операционной системы UNIX. Комплекс состоит из процессорных (обрабатывающих) устройств (processing unit – PU), служащих для обмена информацией с контроллерным уровнем, ее обработки, реализации краткосрочного архива и выполнения расчетных задач; серверного устройства (server unit – SU), обеспечивающего, кроме функций долгосрочного архивирования и хранения другой информации, также запись данных на магнитно-оптический диск (MOD); собственно операторских терминалов (OT), обслуживающих от одного до двух видеомониторов. Обработывающие (PU) и серверные устройства (SU) полностью дублированы, включая их устройства питания.

К верхнему уровню АСУ ТП обычно относят и инженерную систему, созданную на базе инженерной станции ES680, которая обеспечивает проектирование и наладку прикладного математического обеспечения АСУ ТП как нижнего, так и верхнего уровней.

В проекте использовано три OT – два для операторов энергоблока и один для старшего машиниста. Четыре секции больших экранов с диагональю 46 дюймов установлены позднее, при дальнейшей реконструкции АСУ ТП. Для связи с общестанционной АСУ к шине терминалов подключен OPC-сервер.

Связь между нижним и верхним уровнями АСУ ТП осуществляется через магистральную шину CS275, с которой связана и ES680. Дополнительно предусмотрена системная шина RS485, обеспечивающая обмен информацией на контроллерном уровне.

На энергоблоке установлены пульта:

аварийного останова с двумя типами ключей, один из которых обеспечивает режим останова оборудования через соответствующие алгоритмы технологических защит, а другой непосредственно воздействует на исполнительные органы: стопорные клапаны турбины, подачи газа на котел и управления маслососами смазки турбины;

электрика с ключами управления выключателем генератора, системой возбуждения и колонкой с приборами синхронизации, а также с показывающими приборами контроля цепей генератора и возбуждения.

Общие подходы и решения, принятые при модернизации энергоблоков

Основной целью внедрения модернизированных АСУ ТП было достижение на реконструированных энергоблоках принципиально нового, современного уровня автоматизации технологических процессов как основы эффективной безаварийной эксплуатации энергоблока, характеризующегося:

практически полностью автоматической работой энергоблока в рабочем диапазоне нагрузок с требуемым качеством соблюдения коммерческого графика нагрузки и выполнения требований Системного оператора к первичному и вторичному регулированию частоты;

обеспечением автоматизированных пусков и остановов энергоблока с автоматическим управлением основными этапами и сохранением за оператором функций наблюдения и координации операций, управления неэлектрифицированной арматурой, принятия решений по устранению причин задержек и режимных отклонений;

автоматическим учетом во всем диапазоне режимов технологических ограничений и функциональных отказов датчиков и исполнительных органов с недопущением ухудшения качества поддержания основных технологических параметров и минимально возможным отклонением от заданного графика изменения нагрузки;

обеспечением записи в архив режимной информации и действий оператора для возможности подробного анализа режимных отклонений и аварийных ситуаций.

Базовые условия для достижения поставленной цели следующие [7]:

соответствующие требуемому уровню автоматизации функциональные характеристики ПТК Teleperm-XP-R, в первую очередь высокая на-

дежность и развитое базовое программное обеспечение;

применение принципиально новых алгоритмов автоматического регулирования и пошагового логического управления [4, 8–10], разработанных специалистами ЗАО “Интеравтоматика” и электростанций, где внедрялись АСУ ТП.

В числе основных технических решений, принятых при модернизации, следует отметить:

реализацию полномасштабных АСУ ТП с включением в состав автоматизируемого всего тепломеханического оборудования (ТМО) энергоблока и, где было необходимо, тесно связанного с ним технологического общестанционного оборудования, а также блочного электротехнического оборудования (ЭТО);

отказ от традиционных щитов управления с ключами, приборами, мнемосхемой, табло сигнализации и т.п., переход к компактным моделям щитов с видеомониторами, “мышками” и минимально используемой клавиатурой, а позднее — с большими экранами коллективного пользования;

применение резервного пульта управления ТМО только как средства аварийного останова оборудования с ограниченным объемом резервных средств, а также пульта управления электротехническим оборудованием;

сохранение, как правило, датчиков 0–5 мА, существующих сборок задвижек и комплектных распределительных устройств (КРУ) 6.3 и 0.4 кВ;

распределение сигналов, управляющих командами и алгоритмов по системам автоматизации только по технологическому (а не функциональному) признаку с реализацией принципа однократного ввода информации и ее дальнейшего многократного использования с цифровой передачей внутри системы;

перенос в ПТК реализованных в релейных схемах алгоритмов первого уровня, блокировок, автоматического включения резерва (АВР), логики переключения скоростей и т.п. (с ликвидацией соответствующих релейных устройств).

И наконец, наряду с техническими принципами проведения модернизации важнейшее значение уделялось активному привлечению к модернизации персонала станции — его участию в подготовке исходных данных, проектировании, монтаже и наладке с предварительным проведением в ЗАО “Интеравтоматика” двухнедельного курса обучения характеристикам используемого ПТК и особенностям его применения для российских энергоблоков.

Обзор результатов анкетирования

По результатам обобщения ответов на вопросы анкеты и устного интервьюирования технических руководителей и специалистов электростан-

ций можно сделать следующие выводы о долгосрочных результатах реконструкции СКУ.

Концепция управления. Решение о модернизации СКУ с внедрением полнофункциональной АСУ ТП признается полностью себя оправдавшим. Все участники опроса подтверждают правильность принятых при реконструкции принципов, а именно:

интеграции в рамках единой АСУ ТП управления тепломеханическим и электротехническим оборудованием (в объеме, достаточном для оперативного контроля и управления);

полного исключения из средств контроля и управления энергоблоком резервных ключей управления, в том числе и регулируемыми органами, показывающих и регистрирующих приборов; хотя на отдельных станциях некоторый объем ключей был сохранен, что объясняется исторически сложившимися традициями или опасениями специалистов станции о возможных затруднениях в управлении при аварийной ситуации, однако практика этого не подтвердила;

использования вместо рекомендованных РД 153-34.1-35.523-2002 средств резервного и аварийного управления небольшого пульта аварийного останова энергоблока с минимальным количеством органов управления и индикации;

исключения из сборок задвижек, ранее выполнявшихся на аппаратной основе алгоритмов первого уровня управления АВР с переносом их (алгоритмов) реализации в контроллеры;

организации пульта управления генератором для выполнения основных операций (возбуждение и переходы с рабочего на резервное возбуждение и обратно, синхронизация генератора, ручное отключение генератора) с приборами основных электрических параметров генератора.

Существовавшее мнение о том, что современные средства автоматизации не смогут нормально выполнять своих функций из-за возможных массовых дефектов оборудования полевого уровня (отказов конечных выключателей, датчиков, отключения автоматов питания из-за перегрузки приводов старой арматуры, неудовлетворительной работы регулирующих органов и т.п.), не подтвердилось. Подобные дефекты в незначительном объеме имели место и создавали определенные неудобства, но не являлись серьезным препятствием для обеспечения работоспособности системы в целом.

В качестве отдельных замечаний, относящихся к первым по времени проектам модернизации, в анкетах указывались отсутствие выделенного операторского терминала для дежурного электрика и необходимость оснащения щита управления экранами коллективного пользования. В последующих проектах практически всегда эти решения были реализованы.

Надежность и качество работы технических средств. В советской, а затем и в российской нормативной документации обычно указывались общие требования к сроку службы технических средств АСУ ТП: или конкретные цифры (10, 15, 20 лет), или срок службы обслуживаемого технологического оборудования. Опыт эксплуатации современных ПТК показывает, что сроки службы могут быть принципиально различными для разных устройств. Если для аппаратуры контроллерного уровня общепринятым сроком эксплуатации считается срок не менее 20 лет, то для систем верхнего уровня средний срок эксплуатации оценивается в 8 лет, а для видеомониторов он не превышает 3 лет.

Очевидно, что указанный 8-летний срок связан прежде всего не с физическим, а с моральным старением устройств верхнего уровня АСУ ТП. Бурно развивающиеся информационные технологии позволяют постоянно совершенствовать характеристики обработки информации, операторский интерфейс, способы накопления и хранения данных о работе оборудования, а для претворения в жизнь этих возможностей требуется и соответствующее развитие аппаратных средств. Таким образом, за время “жизни” одного поколения технических средств контроллерного уровня может смениться три-четыре поколения систем верхнего уровня. Именно с таких позиций и следует рассматривать характеристики надежности и качества ПТК.

Контроллерный уровень. Надежность работы аппаратуры ТПТС-51 весьма высока, и самопроизвольные отказы модулей для всех объектов крайне редки. Такие отказы наблюдаются, как правило, во время проведения ремонтных работ и вызваны внешними причинами (например, попаданием повышенного напряжения на входы/выходы модулей). Влияние старения оборудования ПТК на увеличение числа отказов модулей пока не наблюдается ни на одном из объектов. Среднее количество отказов модулей в год на преобладающем большинстве объектов составляет 2 модуля на энергоблок при общем количестве модулей на энергоблок от 400 (Сургутская ГРЭС-1) до 1000 (Пермская ГРЭС). Ни к остановкам оборудования, ни к ухудшению качества ведения режимов подобные отказы не приводили.

На большинстве электростанций отмечается необходимость постоянного контроля состояния аккумуляторов в устройствах бесперебойного питания и своевременной замены аккумуляторов, выработавших свой ресурс. Отмечаются и отдельные отказы блоков питания.

В целом надежность аппаратуры контроллерного уровня оценивается как очень высокая.

Система верхнего уровня ОМ-650. Надежность аппаратуры этой системы специалистами электростанций в целом оценивается несколько ни-

же, чем контроллерного уровня. Связано это, в первую очередь, с истощением ресурса отдельных устройств: дисковых накопителей, мониторов, “мышек”. Два последних устройства можно просто заменить, а вот обеспечить надежность эксплуатации магнитооптических накопителей (MOD) оказалось проблемой. В годы, когда создавались анализируемые проекты, удобного и общедоступного носителя DVD еще не существовало, а входящий в комплект ОМ-650 накопитель MOD зарекомендовал себя не с лучшей стороны: на большинстве электростанций дисководы MOD заменяли несколько раз, на части электростанций вообще прекратили их использование. Вместе с тем, существуют и примеры успешного продолжения эксплуатации данных компонентов в течение длительного срока (Рефтинская ГРЭС). В рамках уже начавшейся кампании по модернизации ОМ-650 планируется переход на накопители DVD.

По мере эксплуатации возникали случаи отказов отдельных компьютеров верхнего уровня. Причина отказов — старение конденсаторов. На всех станциях дефект устраняется заменой неисправного конденсатора на новый, после чего устройство восстанавливает работоспособность. На Пермской ГРЭС такая замена делается планово до появления дефекта. Подобный дефект ни разу не приводил к заметным последствиям благодаря резервированию компонентов верхнего уровня.

Несмотря на указанные проблемы, показатели надежности системы верхнего уровня весьма высоки и сравнимы с надежностью контроллерной части. Достаточно сказать, что за все время эксплуатации (а это на некоторых энергоблоках более 15 лет непрерывной работы) не было случаев серьезных отказов ОМ-650, которые привели бы к останову энергоблока или к невозможности его эксплуатации.

Система ОМ-650 выполнена на базе UNIX и отличается высокой стабильностью работы. Функционально в ней представлены все необходимые компоненты для организации информационного взаимодействия и надежной эксплуатации энергоблоков. Конечно, развитие средств оперативного взаимодействия идет очень бурно и появление на рынке новых систем позволяет говорить о моральном устаревании ОМ-650, физическом и моральном старении установленных персональных компьютеров, отработавших 10 лет и более. Необходимость модернизации ОМ-650 действительно назрела и должна быть планомерно осуществлена в ближайшие годы для всех рассмотренных объектов.

Система единого времени. Все АСУ ТП оснащались системой единого времени с точной синхронизацией по спутникам GPS. К работе системы синхронизации времени внутри АСУ ТП замеча-

ний у специалистов ни одной из электростанций нет, но на отдельных установках связь со спутником выведена из работы (во всех случаях — из-за повреждения соединения с антенной или отказа усилителя антенны). Особых неудобств персонал станции при этом не испытывает, так как внутренние часы системы работают весьма стабильно, а периодическая корректировка времени вручную большого труда не представляет. Непринятие мер по восстановлению нормальной связи с антенной вызывает у специалистов ОАО “Интеравтоматика” некоторое недоумение, но оно, очевидно, говорит о том, что востребованность функции сверхточной синхронизации внутренних часов с астрономическим временем не особенно велика.

Алгоритмы управления

Принципиально измененное алгоритмическое обеспечение не вызвало проблем в деятельности ни оперативного персонала КТЦ, ни обслуживающего персонала цеха АСУ ТП.

Защиты, блокировки, АВР. Собственно алгоритмы этих задач при первичной реализации остались в основном без изменения по сравнению с релейным исполнением. В то же время расширились функции обслуживания и контроля за их работой. В первую очередь это касается технологических защит. Использование для их реализации ПТК позволило обеспечить:

- ввод/вывод защит виртуальными накладками;
- автоматический ввод и вывод защит по технологическим условиям и имитацию ввода и вывода защит при проведении проверок их действия;

- всестороннюю сигнализацию о состоянии защит (срабатывание отдельных каналов, отказы датчиков и деградация схемы действия и т.п.).

Интерфейс оперативного и обслуживающего персонала по работе с защитами реализуется на видеограмме в виде таблицы, включающей в себя элементы управления, индикацию, сигнализацию и др. На многих электростанциях внедрены шаговые программы проверки защит, что обеспечивает персонал полной и своевременной информацией.

В несколько меньшем объеме на некоторых объектах осуществляется контроль за действием неотключаемых блокировок и АВР.

В целом, без учета мелких корректировок, система защит и блокировок после окончания наладки осталась неизменной в течение эксплуатации. Претензий к их работе или к надежности срабатывания у специалистов ни одной из электростанций нет; объем контроля, сигнализации, протоколирования состояния, автоматизации обслуживания защитных алгоритмов достаточен и сложностей при эксплуатации и разборе аварийных ситуаций у персонала не вызывает.

Автоматические регуляторы. В процессе модернизации впервые были существенно усовершенствованы или внедрены большинство основных регуляторов котлоагрегатов и система автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ). Большая часть внедренных решений являются оригинальными разработками ЗАО “Интеравтоматика” и персонала станций [8, 9]. Все энергоблоки удовлетворяют требованиям общего первичного регулирования частоты (ОПРЧ). Энергоблоки Пермской и Ставропольской ГРЭС получили сертификаты готовности к нормированному первичному регулированию частоты (НПРЧ) и автоматическому вторичному регулированию частоты (АВРЧ) и участвуют в рынке системных услуг. На всех энергоблоках реализован автоматический учет технологических ограничений и отказов датчиков и исполнительных органов [11].

На всех рассмотренных энергоблоках введенные в эксплуатацию в результате модернизации АСР основных параметров энергоблока, включая систему АРЧМ, находятся в режиме постоянной эксплуатации, обеспечивая требуемую точность поддержания коммерческого графика нагрузки и выполнение требований энергосистемы. Ни упрощения исходно настроенных по результатам наладочных работ достаточно сложных решений по построению АСР, ни их существенной доработки за прошедшие периоды эксплуатации не потребовалось. Основные проблемы возникают из-за ухудшения характеристик регулирующих органов, в первую очередь появления люфтов, и в определенной степени решаются перенастройкой регуляторов.

Что касается работы регуляторов в пусковых режимах, то здесь основной проблемой является обеспечение работоспособности регулятора сброса из растопочного сепаратора (положительные отзывы получены только от ТЭС “Аксу” и Пермской ГРЭС); на некоторых электростанциях не удалось обеспечить постоянное включение в работу при пусках энергоблоков программаторов нагружения и/или температуры.

Логические алгоритмы верхнего уровня (шаговые программы, отключаемые блокировки). На преобладающем большинстве рассматриваемых объектов (за исключением энергоблоков Пермской ГРЭС) до модернизации этот класс логических алгоритмов не использовался. Тем интереснее тот факт, что на большей части энергоблоков предпринимались значительные усилия по разработке и внедрению логических программ и были получены положительные в целом результаты. Наиболее благоприятные условия для реализации логических программ и их постоянного использования благодаря наибольшей оснащенности электрифицированной арматурой наблюдались на более “молодых” энергоблоках: Березовской,

Пермской, Рефтинской ГРЭС. Наибольшее количество логических программ — более 100 — реализовано на энергоблоках Пермской ГРЭС и Змиевской ТЭС, на несколько десятков меньше — на Рефтинской и Березовской ГРЭС.

Подробный анализ особенностей построения шаговых программ, их технологического содержания, причин успеха или неуспеха применения в целом и на отдельных типах оборудования и т.д., безусловно, может быть предметом отдельной публикации. Примерами успешно работающих достаточно сложных программ являются программы пуска турбины; подключения ПВД по пару, пуска пылесистемы, питания котла (барабанного), подготовки и пуска газовоздушного тракта, розжига котла в целом и т.п. Обобщая результаты внедрения пошаговых программ, следует отметить следующее:

в эксплуатации используется значительная часть выполненных программ, при этом на некоторых электростанциях в работе находятся все программы или их большинство; часть программ не используется или из-за их невостребованности, или из-за постоянных сбоев формирования условий перехода между шагами, обусловленных отказами датчиков либо слишком сложной логикой (в том числе, возможно, это вызвано проектными недоработками, что представляется вполне естественным из-за сложности решаемых задач, временных и режимных ограничений при наладке);

после окончания наладки существенных корректировок в логику шаговых программ не вносилось (чаще всего изменялись значения уставок либо неисправные датчики заменялись другими или исключались из логики);

несмотря на отдельные трудности, типичные причины которых изложены ранее, шаговые программы эксплуатируются и, очевидно, приносят определенный положительный эффект;

излишне сложные программы вызывают у персонала затруднения при использовании; видимо, для получения эффекта от их применения необходимо, с одной стороны, упрощать (конечно, не в ущерб функциональности) логику программ с тем, чтобы по возможности исключать зависания и задержки, а с другой стороны, обучать персонал, совершенствовать инструкции и интерфейс для того, чтобы оператор мог легко разобраться в причинах задержки (если уж она возникла) и принять правильное решение.

Оперативный контроль и управление, информационные задачи

Внедрение нового принципа оперативного контроля и управления технологическими процессами, алгоритмическое обеспечение их сопровождения серьезных нареканий не вызывают.

Рабочее место оператора. В нескольких анкетах критикуются принятые на некоторых объектах такие решения, как использование операторских станций с четырьмя мониторами (при одной “мышке”), недостаточный размер больших экранов и их привязка к рабочим станциям машиниста.

Для энергоблока, управляемого в нормальном режиме одним машинистом, предлагается использовать три рабочие станции с тремя мониторами каждая и отдельную станцию для больших экранов, увеличить количество экранов до четырех, а их размер — до 140 дюймов по диагонали.

Видеограммное обеспечение. Информация по опыту эксплуатации видеограммного обеспечения от разных электростанций примерно одинаковая и сводится к следующему:

основная доработка видеограмм (и в некоторых случаях весьма кардинальная) выполнялась в период активной наладки, когда первоначальные видеограммы корректировались, дополнялись и создавались дополнительно на базе пожеланий операторов, которые обобщались и приводились к компромиссным решениям;

после фазы активной корректировки в ходе эксплуатации структура видеограммного обеспечения и сами видеограммы менялись незначительно, в основном в связи с появлением дополнительных датчиков и оборудования или с выводом из работы существующего;

на всех станциях используются кнопки прямого перехода с одной видеограммы на функционально связанную с ней другую видеограмму; первоначальное число таких кнопок, как правило, в процессе эксплуатации увеличивалось по инициативе персонала станции.

Замечания к возможностям базового операторского интерфейса ОМ-650 в основном сводятся к сравнению с более современными системами (например, SPPA-T3000). Это, прежде всего, касается удобства формирования графиков-трендов и более широкого просмотра функциональных планов с представлением динамического состояния любой переменной.

Сигнализация. Использование современных ПТК позволяет существенно увеличить объем сигнализации оператору о нарушениях нормального хода автоматизированного технологического процесса. Это увеличение включает в себя расширение предупредительной технологической сигнализации (дополнительные параметры, несколько уровней отклонения, расчетные сигналы) и так называемую функциональную сигнализацию, информирующую о нарушениях в работе технических средств АСУ ТП (отказы устройств ПТК, датчиков, исполнительных органов) и алго-

ритмов управления (принудительный перевод регулирующего органа на дистанционное управление, приостанов шаговой программы и т.д.). Наиболее важные для контроля хода технологического процесса функциональные отказы включаются в состав предупредительной сигнализации.

Для исключения “заваливания” оператора излишней и второстепенной сигнализацией на всех объектах на стадии наладки проводилась кропотливая работа по оптимизации уставок (включая правильный выбор гистерезиса) и формированию условий блокирования излишней сигнализации с учетом режима и состояния оборудования. Результаты опроса показывают, что хотя оптимизация сигнализации и выполнялась, жалобы на “излишнюю” сигнализацию (прежде всего в аварийных ситуациях) в определенной мере характерны для большей части объектов. Это свидетельствует о том, что анализ работы сигнализации, разработка и реализация мероприятий по исключению избыточной сигнализации должны проводиться регулярно и непрерывно, а не заканчиваться после ввода системы в эксплуатацию.

Информационно-расчетные задачи. Для последующего анализа в анкету были включены вопросы о практике использования наиболее типичных расчетных задач, ответы на которые позволяют сделать следующие выводы.

Алгоритмы расчета скоростей прогрева и градиентов температур находятся в работе постоянно и используются как важный параметр при пусковых операциях. Нареканий эти алгоритмы не вызывают.

Счетчики наработки и циклов включения/отключения механизмов на всех объектах находятся в работе, но информация с них, как правило, не применяется; в некоторых случаях данные счетчиков используют в производственно-техническом отделе (ПТО) электростанции для учета времени работы оборудования.

Расчеты технико-экономических показателей (ТЭП), как правило, применяются в ограниченном объеме. Вызвано это двумя основными причинами:

во-первых, на каждой электростанции существует своя единая система технико-экономических расчетов и данные, полученные для одного энергоблока, выполненные отдельно от этой системы, неудобны для комплексного расчета. Для ПТО чаще всего удобнее получить от АСУ энергоблока исходные данные для собственного расчета;

во-вторых, в расчете ТЭП, выполняемом в рамках АСУ ТП энергоблока, невозможно полноценно учесть параметры общестанционного уровня, в связи с чем его результаты в любом слу-

чае могут использоваться только как предварительные и требуют пересчета для всей электростанции.

Вместе с тем АСУ ТП в полной мере используется для формирования исходных данных для расчета ТЭП, выполняемого на уровне электростанции.

Выводы

1. Принятые концептуальные решения по модернизации СКУ крупных действующих энергоблоков (достаточно “революционные” для того времени) были правильными, и в новых проектах требуется их минимальная корректировка.

2. На всех рассмотренных энергоблоках удалось существенно повысить уровень автоматизации как режима рабочих нагрузок, так и режимов пуска-останова. Средством достижения такого результата явились значительное усовершенствование алгоритмов автоматического регулирования и широкое внедрение логических программ, в первую очередь шаговых. Преобладающее большинство новых, достаточно сложных алгоритмов успешно эксплуатируется в течение многих лет.

3. Надежность технических и программных средств АСУ ТП очень высока, а отдельные отказы при правильно сконструированной системе являются локальными и не приводят к критическим последствиям или к невозможности продолжения эксплуатации энергоблока.

4. Высокая надежность средств ПТК и готовность АСУ ТП на его базе позволяют минимизировать или даже полностью исключить практику установки отдельного щита управления со средствами аварийного и тем более резервного управления. Опыт эксплуатации многих энергоустановок в течение длительного времени показал, что реальной необходимости в резервных органах управления нет, однако установка нескольких ключей аварийного останова энергоблока в пределах оперативного контура блочного щита управления с прямым воздействием на объект должна сохраниться.

Список литературы

1. **Основные** результаты работы ЗАО “Интеравтоматика” за 15 лет / В.В. Лыско, А.Г. Свицерский, В.А. Биленко, А.А. Ананьев // Теплоэнергетика. 2008. № 10. С. 2–9.
2. **Свицерский А.Г.** Разработка и внедрение комплексных распределенных интегрированных АСУ ТП энергообъектов // Теплоэнергетика. 2013. № 10. С. 11–17.
3. **АСУ ТП** энергоблока 500 МВт Рефтинской ГРЭС / Л.Л. Грехов, В.А. Биленко, Н.Н. Деркач и др. // Электрические станции. 2002. № 5. С. 61–68.
4. **Модернизация АСУ ТП** энергоблоков 800 МВт Березовской ГРЭС-1 / В.В. Белый, Ю.А. Киселев,

- В.А. Савостьянов и др. // Электрические станции. 2004. № 1. С. 49–59.
5. **Струков А.П., Черномзав И.З., Нефедов К.А.** Модернизация АСУ ТП энергоблока 800 МВт Пермской ГРЭС // Электрические станции. 2009. № 2. С. 36–47.
6. **Свидерский А.Г., Херпель Х., Кишкин В.Л.** Технические средства для автоматизации энергообъектов // Электрические станции. 2004. № 1. С. 7–13.
7. **Биленко В.А.** Функциональные возможности современных АСУ ТП ТЭС и новый уровень автоматизации // Электрические станции. 2004. № 1. С. 13–18.
8. **Усовершенствование** автоматических систем регулирования технологических параметров энергоблоков / В.А. Биленко, Э.Э. Микушевич, Д.Ю. Никольский и др. // Теплоэнергетика. 2008. № 10. С. 34–44.
9. **Разработка** и внедрение САРЧМ крупных энергоблоков / В.А. Биленко, А.Д. Меламед, Э.Э. Микушевич и др. // Теплоэнергетика. 2008. № 10. С. 14–26.
10. **Автоматизация** пуска энергоблоков с прямоточными котлами / А.И. Гальперина, Л.Л. Грехов, Ю.В. Крылов, А.В. Михин // Теплоэнергетика. 2008. № 10. С. 45–52.
11. **Учет** в САРЧМ энергоблоков технологических ограничений и функциональных нарушений / В.А. Биленко, А.Д. Меламед, Э.Э. Микушевич, Д.Ю. Никольский // Теплоэнергетика. 2009. № 10. С. 2–10.