УДК 621.165.62-5

Опыт разработки и внедрения модернизированных АСУ ТП крупных энергоблоков

Идзон О.М., Грехов Л.Л., инженеры

ЗАО «Интеравтоматика»[1]

Обобщен многолетний опыт работы ЗАО «Интеравтоматика» по модернизации систем контроля и управления крупных энергоблоков. Рассмотрены принципы проведения модернизации, факторы, влияющие на ее выбор, решения по построению АСУ ТП при полной и частичной модернизации. Даны рекомендации по оптимальному объему функций, включаемых в программно-технический комплекс АСУ ТП при проведении модернизации.

В объеме работ, выполняемых ЗАО «Интеравтоматика», основное место занимает модернизация систем контроля и управления (СКУ) энергооборудования, прежде всего энергоблоков. В таблице приведен перечень энергоблоков, на которых сотрудниками ЗАО «Интеравтоматика» была проведена модернизация АСУ ТП.

Работы по модернизации систем контроля и управления не являлись самоцелью, они выполнялись по вполне объективным причинам для решения определенных задач. Главная из них, обусловившая необходимость проведения модернизации, — моральный и физический износ КИПиА и информационных систем АСУ ТП, создававшихся не один десяток лет назад. Как следствие, недостаточная функциональность, ограниченные возможности, низкая надежность устаревших средств управления, не позволяющих решать задачи мониторинга технологического процесса, управления и автоматизации на современном уровне, тем более обеспечивать функции, которые еще несколько лет назад представлялись неактуальными и малореальными.

Многолетний опыт работы ЗАО «Интеравтоматика» дает возможность обобщить тенденции и направления модернизации, систематизировать типовые проблемы, которые возникают при разработке проектов и в процессе их реализации.

Принципы модернизации

При решении задачи модернизации базовыми являются два фактора: текущее состояние энергоблока и его СКУ и цели, которые необходимо достичь в процессе модернизации.

Текущее состояние энергоблока и его СКУ, как правило, определяется датами ввода объекта в эксплуатацию и последней модернизации СКУ, а также основными техническими решениями, примененными в то время.

Модернизируемые СКУ можно условно разделить на две основные группы: первая — СКУ на энергоблоках, введенных в эксплуатацию до 1975 г., вторая — после. Для первой группы характерны следующие особенности СКУ:

использование датчиков с неунифицированным сигналом;

малый объем избирательного управления;

отсутствие развитых информационных систем;

большая протяженность щитов управления (как следствие, приведенных особенностей).

Вторая группа СКУ имеет уже более прогрессивные решения:

использование датчиков с унифицированным сигналом;

широкое применение избирательного управления;

наличие развитых информационных систем (таких, как М6000, М7000, ТВСО) с представлением информации на видеомониторах;

уменьшенные размеры щитов управления.

Часть решений, указанных для второй группы СКУ (датчики с унифицированным сигналом, информационные системы на базе ТВСО), была реализована в процессе реконструкции СКУ, отнесенных к первой группе.

Особого рассмотрения требует вопрос использования для модернизированной АСУ ТП датчиков с унифицированным сигналом. На старых энергоблоках используются, как правило, датчики с выходным сигналом 0...5 мА. По сравнению с современными датчиками с сигналом 4...20 мА эти датчики имеют следующие недостатки:

работают на внешнем энергоснабжении, при отказе питания или работе автоматического включения резерва (АВР) питания, включении мощных механизмов теряют показания;

не позволяют использовать заложенные в современные программно-технические комплексы (ПТК) функции автоматического определения неисправности цепи измерения.

[1] 115280, Москва, Автозаводская ул., д.14/23. ЗАО «Интеравтоматика».

Тип и мощность энергоблока, объект	Топливо	Станционный номер энергоблока	ПТК	Год недрения	Полная модернизаци	Частичная модернизация					
						САР турб ы	САРЧМ + основные регуляторы котла	Все регуляторы котла	Все регуляторы блока	Управление горелками	Информационная система
Паросиловая теплофикационная установка 250 МВт (Т-250):											
ТЭЦ-25 Мосэнерго	Газ/мазут	7	SPPA-T3000	2007	+	+	+	+	+	+	+
Паросиловая установка 200 МВт:											
Сургутская ГРЭС-1	Газ	16	TELEPERM XP-R (ТПТС-51)	2003	+	+	+	+	+	+	+
Харанорская ГРЭС	Уголь	2	PCS7 PS	2004–2006	+	—	+	+	—	—	+
Харанорская ГРЭС		1	PCS7 PS	2005–2007	+	—	+	+	—	—	+
Паросиловая установка 300 МВт:											
Змиевская ГРЭС (Украина)	Уголь	8	TELEPERM XP-R (ТПТС-51)	2003	+	+	+	+	+	+	+
ТЭС «Аксу» (Казахстан)	Уголь	4	TELEPERM XP-R (ТПТС-51)	2003	+	+	+	+	+	+	+
ТЭС «Аксу» (Казахстан)		3	TELEPERM XP-R (ТПТС-51)	2006	+	+	+	+	+	+	+
Среднеуральская ГРЭС	Газ/мазут	10	TELEPERM XP-R (ТПТС-51)	2003	+	+	+	+	+	+	+
Конаковская ГРЭС	Газ/мазут	8	PCS7 PS	2004		+	+	—	—	+	—
Ириклинская ГРЭС	Газ/мазут	1	PCS7 PS	2004		+	+	+	+	+	*
		5	PCS7 PS	2005		+	+	+	+	+	*
		3	PCS7 PS	2005		+	+	+	+	+	*
		4	PCS7 PS	2006		+	+	+	+	+	*
Паросиловая установка 300 МВт:											
Киришская ГРЭС	Газ/мазут	4	PCS7 PS	2006		+	+	+	+	—	—
		2	PCS7 PS	2007		+	+	—	—	—	—
Ставропольская ГРЭС	Газ/мазут	5	TELEPERM XP-R (ТПТС-51)	2006	+	+	+	+	+	+	+
Паросиловая установка 800 МВт:											
Березовская ГРЭС	Уголь	1	TELEPERM XP-R (ТПТС-51)	2001	+	+	+	+	+	+	+
		2	TELEPERM XP-R (ТПТС-51)	2003	+	+	+	+	+	+	+
Пермская ГРЭС	Газ/мазут	2	TELEPERM XP-R (ТПТС-51)	2003—2007	+	+	+	+	+	+	+
		1	TELEPERM XP-R (ТПТС-51)	2006	+	+	+	+	+	+	+
Паросиловая установка 500 МВт:											
Рефтинская ГРЭС	Уголь	10	TELEPERM XP-R (ТПТС-51)	1997	+	+	+	+	+	+	+
		9	PCS7 PS	2006		—	+	+	—	—	+
		7	PCS7 PS	2007		—	+	+	—	—	+

Кроме того, старые датчики, как правило, имеют устаревшие схемотехнические решения и элементную **базу, повышенную погрешность, «уход» нуля, слабую** помехозащищенность.

Перечисленные недостатки не исключают возможности применения датчиков 0...5 мА в современных ПТК АСУ ТП: используемые ЗАО «Интеравтоматика» программно-алгоритмические решения позволяют в

значительной степени нивелировать их. Однако эти решения, во-первых, не исключают недостатки датчиков 0...5 мА полностью, поскольку они (недостатки) являются следствием принципа работы самих датчиков, и, во-вторых, приводят к громоздким алгоритмическим построениям, загружающим контроллер. Поэтому специалисты фирмы рекомендуют независимо от вида модернизации (частичной или полной) выполнять переход на современные датчики с унифицированным выходом 4...20 мА (хотя бы в объеме наиболее важных параметров).

Определение оптимального и обоснованного количества датчиков — второй важный вопрос. Единая АСУ ТП на базе современного ПТК позволяет осуществить принцип многократного использования входной информации: сигнал единственного датчика может применяться во всех без исключения алгоритмах управления, диагностики, расчетов в отличие от системы, выполненной на устаревших средствах, где для каждой функции (например, защиты, авторегулирования, регистрации) предназначался отдельный датчик. В реальности принцип однократного ввода информации применим не всегда: во-первых, технические условия защит требуют применения двух-трех датчиков; во-вторых, некоторые параметры, участвующие в основных алгоритмах управления (авторегулирование, блокировки, АВР), настолько важны, что по соображениям надежности их измерения следует дублировать; в-третьих, существуют параметры, необходимые для расчетов технико-экономических показателей, и возможность их резервирования и диагностики путем сверки показаний датчиков является очень полезной. Тем не менее при переходе на микропроцессорную систему управления число датчиков можно существенно сократить, сэкономив как на содержании избыточных датчиков, так и на стоимости ввода информации в ПТК. ЗАО «Интеравтоматика» имеет богатый опыт анализа перечня входной информации ПТК и его оптимизации без снижения надежности. К сожалению, заказчик часто не решается отказаться от избыточных датчиков, сохраняя их «на всякий случай» и настаивая на вводе всей информации в ПТК. Результат такой практики — наличие в АСУ ТП пяти и более измерений одного и того же параметра, лишние трудозатраты на обслуживание датчиков, громоздкие алгоритмы обработки сигналов большой группы датчиков, отвлечение ресурсов контроллера на обработку избыточной информации. Обычно через некоторое время после начала эксплуатации электростанция переводит лишние измерения в резерв, что опять требует дополнительных затрат на изменение и исключение избыточных алгоритмов.

Сколь бы высока не была надежность системы управления через ПТК, наличие резервного управления важнейшими исполнительными органами энергоблока необходимо как для большей безопасности на случай крайне маловероятного отказа ПТК, так и для удобства выполнения персоналом срочных действий в аварийной ситуации. Вместе с тем объем сохраняемых резервных и аварийных органов управления должен определяться с учетом степени вероятности отказа и выбора тех функций и действий, которые целесообразно резервировать. А уже эти резервные функции и определяют число и назначение резервных приборов и ключей управления. При осуществлении полной модернизации ЗАО «Интеравтоматика» проектирует и поставляет для энергоблока аварийный пульт управления (АПУ). Задача АПУ — ручной останов блока в регламентированных случаях; в соответствии с этой задачей АПУ комплектуется необходимым количеством ключей и кнопок, действующих в основном на напряжении 220 В помимо ПТК. Такой подход применялся ЗАО «Интеравтоматика» во многих проектах (энергоблоки Рефтинской, Березовской и Харанорской ГРЭС, Сургутской ГРЭС-1 и др.). Многолетний опыт эксплуатации подтвердил правильность этих решений.

Как уже было сказано, вторая составляющая решения задачи модернизации СКУ — это цели, преследуемые заказчиком. С одной стороны, это всегда необходимость замены физически устаревшей аппаратуры: от периферийного оборудования до аппаратуры регулирования и защит и особенно информационной системы. С другой стороны, это объем технологических задач, которые хочет решить заказчик, и, в первую очередь, его готовность идти на существенное увеличение объема автоматизации и принципиальное изменение характера деятельности оперативного персонала. В качестве наиболее актуальных задач можно назвать:

внедрение системы автоматического регулирования частоты и мощности (САРЧМ) и необходимое при этом существенное усовершенствование автоматического регулирования котла и энергоблока в целом [1];

автоматизация системы управления горелками;

перевод на новые современные средства системы защит и информационной системы;

автоматизация наиболее ответственных операций по пуску энергоблока [2].

Работы по модернизации систем управления можно разделить на две группы: частичная модернизация системы управления и полная модернизация с заменой всей существующей на момент выполнения работ системы контроля и управления на современную, обладающую принципиально новыми свойствами и возможностями. Безусловно, такая классификация весьма условна. В действительности каждый проект имеет свои особенности и отличия, связанные с целями и задачами, состоянием оборудования, сложившимися на предприятии традициями, степенью готовности заказчика к радикальным изменениям в управлении и доверия к новым техническим средствам, наличием у заказчика опыта применения микропроцессорных систем. Определяющим фактором являются финансовые ограниче-

ния, существующие во всех без исключения проектах. Тем не менее приведенная ранее условная классификация разделяет работы на две группы, различающиеся в том числе и набором типовых проблем, которые приходится решать на всех этапах реализации проекта начиная с разработки концепции модернизации.

Современные программно-технические комплексы, разработанные фирмой Siemens и используемые ЗАО «Интеравтоматика», такие, как TELEPERM XP-R, PCS7 PS и SPPA-T3000, позволяют решать все практические задачи контроля и управления, которые только могут возникнуть на энергоблоке, и осуществить предельно высокий уровень автоматизации. Ограничения на реально достижимую степень автоматизации определяются не возможностями аппаратуры ПТК, а комплексом перечисленных ранее факторов, а также степенью оснащенности оборудования датчиками, электрифицированной арматурой и их состоянием. Максимальный эффект от модернизации АСУ ТП достигается только при одновременном проведении работ по повышению готовности основного оборудования к автоматизации: при замене устаревших датчиков на датчики с унифицированным сигналом, монтаже дистанционного управления запорных и регулирующих органов, устранении дефектов регулирующей арматуры, таких, как выбеги и люфты, и оптимизации ее расходных характеристик.

Довольно часто заказчик, не имея опыта в использовании современных ПТК, настаивает на сохранении в существующем (релейном) виде некоторых типовых функций, таких, как управление двухскоростным двигателем, логики АВР насосов и др., возлагая на ПТК обязанности только запуска соответствующих релейных схем. Основных причин таких неоптимальных решений две: непонимание исключительно гибких и широких возможностей ПТК и определенное недоверие к нему, опасение больших сложностей при поиске причин неисправностей. Результат таких перестраховок один: неполное использование возможностей ПТК стоимости аппаратуры не уменьшает, а возможность демонтажа сложных релейных схем и сокращения затрат на их обслуживание и проверку остается упущенной, совокупный эффект от внедрения ПТК снижается. Похожие проблемы возникают при составлении перечней входных дискретных сигналов, прежде всего тех, которые формируют вызывную или предупредительную сигнализацию: вместо анализа их источников и логики формирования предупредительной сигнализации зачастую просто переписывается перечень сигнальных табло без учета того, что на щит управления сигнал часто приходит после многофакторной логики, реализованной устаревшей релейной схемой.

Полная модернизация

В проектах полной модернизации системы автоматического управления энергоблоков специалисты ЗАО «Интеравтоматика» совместно со своими заказчиками обычно ставят задачу существенного повышения уровня автоматизации посредством значительного расширения объема и усовершенствования структурных схем автоматических регуляторов и широкого использования логических программ, в том числе пошаговых, для обеспечения высокой степени автоматизации пусковых режимов. Подробно достижение этих целей изложено в [1, 2]. При реализации данных задач используются следующие подходы:

отказ от традиционного щита управления (традиционных средств контроля и дистанционного управления) с использованием в качестве основного средства оперативного контроля и управления видеомониторов и применение специального пульта аварийного управления с минимально необходимым набором органов управления и показывающих приборов для осуществления ручного останова блока в регламентированных случаях;

реализация в составе ПТК всех функций автоматического управления (автоматических регуляторов, защит, блокировок и т.п.), выполненных ранее на специализированной технике или на релейной технике в составе сборок управления, в том числе таких, как двухскоростные двигатели, АВР, логика управления электрическими выключателями;

использование датчиков с унифицированным сигналом и применение принципа однократного ввода в ПТК каждого технологического параметра;

реализация информационных задач в объеме, необходимом для деятельности оператора энергоблока и передачи остальной информации на станционный уровень для выполнения неоперативных задач;

применение оптимальных для каждого конкретного энергоблока программно-алгоритмических решений при разработке ПТК АСУ ТП, в частности использование уже имевшихся на энергоблоке алгоритмических решений, если они прошли проверку временем и удобны персоналу электростанции. Этот подход применим не только к полной, но и к частичной модернизации.

Полная модернизация предполагает, в соответствии со своим названием, замену всей существующей на энергоблоке старой системы контроля и управления на современный ПТК АСУ ТП на базе микропроцессорных контроллеров. Такая модернизация не только замещает все функции предыдущей системы, но и позволяет решать другие задачи: автоматизировать пусковые операции, создать сложные системы автоматического регулирования, обеспечить надежное функционирование защит и диагностирование их состояния, выйти на новый уровень предоставления информации на все звенья управления (от оператора щита управления до руководства электростанции) и т.д. Кроме того, комплексная модернизация позволяет, получив максимальный начальный эффект, развивать его в дальнейшем путем совершенствования и расширения алгоритмов управления, внедрения новых учетно-расчетных задач. Как правило, наращивание управляющих функций

не требует расширения аппаратной части либо нуждается в ней в минимальной степени.

Высокая надежность применяемых в ПТК аппаратных средств позволяет не выделять отдельные контроллеры для решения специальных задач (например, реализации защит или функций управления горелками и т.п.), а строить структуру полномасштабного ПТК АСУ ТП, основываясь на функционально-групповом принципе. При таком подходе каждый контроллер обеспечивает автоматизацию крупного технологического узла с реализацией всех функций контроля и управления: защит, блокировок, АВР, регуляторов и др. Это позволяет осуществить иерархическое построение функций АСУ ТП, которое в сочетании с делением всего оборудования на технологические зоны и узлы (функциональные группы) дает возможность оптимально использовать ПТК АСУ ТП, что подтверждается отечественным и мировым опытом.

Полная модернизация, как уже было отмечено, предполагает максимальную готовность технологического объекта и периферийного оборудования АСУ ТП; при полной модернизации требуются максимальные единовременные затраты. Однако именно такая модернизация является самой эффективной, так как позволяет наиболее рационально построить всю систему контроля и управления и достаточно быстро достичь наилучших технических и экономических показателей.

Частичная модернизация

Частичная модернизация предполагает замену отдельных подсистем АСУ ТП для решения специальных задач. Особенность и сложность технических задач при частичной модернизации обусловлены самим принципом модернизации, при которой сохраняемая часть старых средств управления дополняется микропроцессорным комплексом. Это вызывает необходимость пересмотра компоновки щита управления, сочетания традиционных и современных видов оперативного контроля и управления с обеспечением эргономики: удобства, наглядности, оперативности. Как правило, возникает необходимость существенной переделки пультовых конструкций для размещения видеомониторов, что при существующем обилии приборов и ключей управления является серьезной технической задачей. Неоднозначно решаются и проблемы определения границ разделения функций между сохраняемой и новой частями АСУ ТП. В то же время при сохранении в работе старого контура управления допустимо, в зависимости от характера и объема функций, возлагаемых на модернизированную часть, снизить требования к показателям готовности ПТК, во многих случаях отказаться от резервирования части компонентов, что позволяет сэкономить средства. В целом, частичная модернизация хотя и решает только отдельные задачи управления, зато обходится заказчику значительно дешевле и во многих случаях является единственным доступным вариантом модернизации.

Практически уже определены задачи, которые имеют самостоятельное значение и могут быть реализованы автономно. В таблице приведен перечень наиболее распространенных задач такого рода и объектов, на которых эти задачи были успешно решены специалистами ЗАО «Интеравтоматика». В большинстве случаев частичная модернизация охватывает систему автоматического регулирования частоты и мощности и основные регуляторы котла, а в случае требований нормированного первичного регулирования частоты и автоматического вторичного регулирования частоты (газомазутные энергоблоки) — и реконструкцию системы регулирования турбины. Наряду с этим электростанции могут включать в объем модернизации все регуляторы котла, а иногда и все регуляторы энергоблока. В некоторых случаях в объем частичной модернизации включается еще и система управления горелками. Для энергоблоков «среднего» поколения (со сроком ввода в эксплуатацию до 1995 г.) часто требуется модернизация информационных систем, так как существующие оказываются практически неработоспособными.

Наиболее распространенные задачи частичной модернизации далее рассматриваются подробнее.

Регулирование частоты и мощности

Актуальность реконструкции систем регулирования частоты и мощности определена в первую очередь приказом № 524 РАО «ЕЭС России». Особенно сложна реализация современной САРЧМ на пылеугольных блоках, работающих с высоким уровнем топливных возмущений и, как правило, без работоспособных регуляторов процесса горения. Впервые задача САРЧМ была решена на пылеугольных блоках Березовской ГРЭС-1 в составе полномасштабной модернизации, а затем на пылеугольных блоках мощностью 215 МВт Харанорской ГРЭС при частичной модернизации. На рис. 1 приведены переходные характеристики по мощности блока и давлению пара перед турбиной при возмущении частотой сети — результаты испытаний САРЧМ на блоке № 2 Харанорской ГРЭС в сентябре 2004 г. на соответствие требованиям участия энергоблока в общем первичном регулировании частоты сети. Получены следующие результаты: при имитации скачкообразного изменения частоты сети на значение, соответствующее 10 % номинальной нагрузки блока, 50 %-ное изменение нагрузки произошло примерно за 8 с и полностью изменение частоты отработано приблизительно за 30 с.

Приведение к современному уровню систем управления горелками

Схемы управления горелками на большинстве ТЭС не отвечают современным представлениям об автоматизированных системах управления. С выходом новых правил по взрывобезопасности систем газораспределения и газопотребления, когда практически вся газовая арматура должна стать управляемой, остро встал вопрос о надежных системах управления этой арматурой.

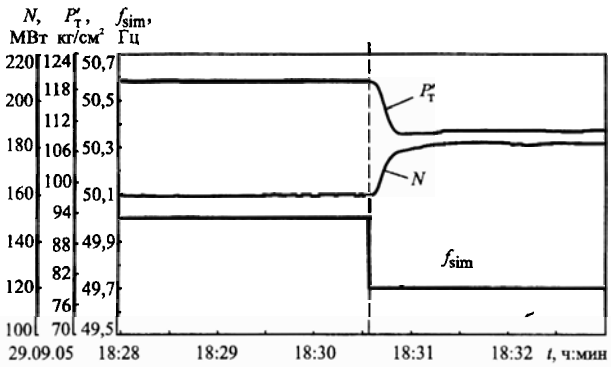

Рис. 1. Набор нагрузки имитацией падения частоты сети на 0,3 Гц (21,5 МВт). Начальная нагрузка 160 МВт

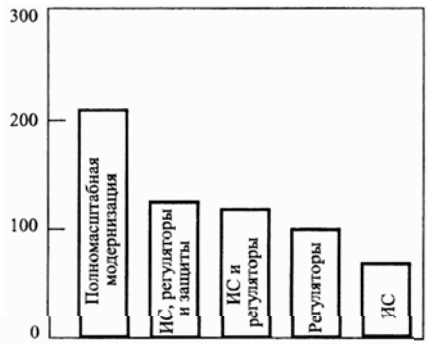

Рис. 2. Относительные затраты на модернизацию. ИС — информационная система

ЗАО «Интеравтоматика» внедряет системы автоматического управления горелками (САУГ) на базе техники, имеющей российские сертификаты Госгортехнадзора. Это, например, газовые блоки группы компаний ХК АМАКС, автоматизация которых позволяет надежно управлять горелками в полном соответствии с правилами взрывобезопасности. Система автоматического управления осуществляет погорелочное регулирование и автоматический розжиг горелок, вследствие этого многократно сокращается время розжига, что позволяет изменять мощность энергоблоков во всем регулировочном диапазоне без отключения горелок, устранять перекосы по полутопкам, снижать выбросы NO_x, проводить автоматическое опробование срабатывания защит и блокировок (в том числе «секундирование» срабатывания предохранительного защитного клапана). В последние годы САУГ надежно работают на четырех энергоблоках Ириклинской ГРЭС, на энергоблоках ТЭЦ-25 и ТЭЦ-26 Мосэнерго и других электростанциях России.

АСУ водно-химическим режимом

Задачи управления ВХР успешно решаются при организации автоматических измерений химических параметров с помощью надежных датчиков, устройств подготовки проб и управлении насосами-дозаторами. Насосы-дозаторы предпочтительно оснащать устройствами частотного управления, как это, например, выполнено специалистами ЗАО «Интеравтоматика» при внедрении системы контроля ВХР на Псковской ГРЭС.

Прочие задачи частичной модернизации

Помимо перечисленных технологических задач частичная модернизация может заключаться в совершенствовании отдельных функций АСУ: информационной системы, системы авторегулирования, системы защит.

Модернизация только информационной системы при относительно больших затратах не приводит к появлению новых функций управления или к усовершенствованию существующих, хотя и позволяет решить ряд важных задач: улучшается операторский интерфейс, обеспечиваются широкие возможности по анализу режимов и действий персонала, появляется возможность внедрения информационных и диагностических программ, которые, в частности, могут быть направлены на помощь оператору в управлении (режим «советчика»).

Реальный эффект улучшения условий управления достигается при модернизации информационной системы совместно с системой автоматического регулирования, дополнительный эффект при незначительном увеличении затрат возникает при включении в объем модернизации системы защит. При таком объеме модернизации улучшаются операторский интерфейс и качество регулирования, повышается надежность защит, уменьшаются требуемое количество датчиков и объем обслуживания.

Относительные затраты на модернизацию при включении в нее различных функций проиллюстрированы на рис. 2.

Частичная модернизация с последующим расширением до полной («поэтапная» модернизация)

Довольно типична ситуация, когда электростанция по тем или иным причинам не может осуществить полную модернизацию или не видит в ней необходимости, но вынуждена провести частичную (например, выполнение требований приказа РАО «ЕЭС России» № 524 об участии энергоблоков в первичном регулировании частоты без современных средств авторегулирования просто невозможно). В последующие годы головной комплекс АСУ ТП может надстраиваться новой аппаратурой с переносом на нее дополнительных функций, и за два-три этапа создается полномасштабная система управления на современном ПТК.

Такая «поэтапная» модернизация требует меньших единовременных затрат, однако суммарные затраты становятся больше, чем при полной модернизации; кроме того, этот путь часто приводит к вынужденным неоптимальным техническим решениям даже в случае,

когда конечная цель полной модернизации была определена с самого начала.

Несмотря на очевидные недостатки «поэтапной» модернизации по сравнению с полной, выполненной комплексно, электростанции в некоторых случаях вынуждены идти по такому пути — чаще всего из-за недостатка средств, иногда из-за желания расширить функции первоначально задуманной ограниченной системы АСУ ТП. Именно так прошла модернизация двух энергоблоков Харанорской ГРЭС: на первом этапе была внедрена САРЧМ, а впоследствии, убедившись в преимуществах модернизированной системы управления и получив дополнительное финансирование, заказчик захотел расширить объем автоматизации до полномасштабной системы.

Важная часть АСУ ТП — щит управления, ведь именно аппаратура мониторинга и управления является той видимой частью ПТК, от которой зависит оценка системы в целом. Поэтапная модернизация щита управления заключается в последовательном увеличении количества операторских терминалов и уменьшении традиционных органов управления и средств визуализации в соответствии с объемом функций, переносимых в ПТК АСУ ТП. Так, при поэтапной модернизации блока № 2 Харанорской ГРЭС на первом этапе стояла задача создания САРЧМ с переводом всех регуляторов котла и значительной части измерений в ПТК. Для решения этой задачи потребовалось два операторских терминала с двумя экранами каждый. На первом этапе модернизации энергоблока № 1 Харанорской ГРЭС в ПТК передавались уже все его регуляторы (а не только котла), и соответственно большая, по сравнению с энергоблоком № 2, часть информационной системы. Для осуществления контроля и управления в этом случае потребовалось уже три операторских терминала с двумя экранами каждый. Второй этап модернизации (полная замена системы контроля и управления) потребовал доукомплектования систем верхнего уровня управления до четырех операторских терминалов на каждом блоке. Каждый этап сопровождался соответствующим сокращением традиционных органов управления: от ликвидации ключей управления регулирующими клапанами на первых этапах до полной замены старых пультов и демонтажа мнемосхемы при проведении полной модернизации. Кроме того, на каждом этапе выполнялась последовательная замена датчиков 0...5 мА на датчики 4...20 мА. На рис. 3 показан комплекс технических средств при частичной (выделено темным цветом) и полной модернизации энергоблока № 1 Харанорской ГРЭС.

Снизить издержки поэтапной модернизации можно, если заранее, начиная с самого первого этапа, иметь в виду конечную цель — полную модернизацию. Для минимизации конечных затрат необходимо уже на первом этапе предусмотреть пусть и избыточную для первого, но необходимую для последующих этапов аппаратную реализацию. Это положение относится, например, к числу и мощности контроллеров, количеству шкафов автоматизации, числу лицензий на программное обеспечение и т.п. Такой подход позволяет, в разумных пределах увеличивая затраты на первом этапе, существенно снизить будущие затраты на расширение системы до полномасштабной. К сожалению, следовать этим принципам на практике довольно сложно, так как замораживание средств (из-за временной избыточности на первом этапе) на год-два заказчик, как правило, позволить себе не может.

Оптимальный объем функций, включаемых в ПТК АСУ ТП при модернизации

Современные ПТК АСУ ТП имеют вычислительные и функциональные возможности, позволяющие решить в буквальном смысле любые задачи контроля энергетического оборудования и управления им. На практике потенциальная возможность реализовать любые алгоритмы управления может быть осуществлена только при четкой и однозначной алгоритмизации технологических операций, наличии необходимого количества исполнительных органов и датчиков, проведении кропотливой и порой достаточно длительной наладки в специальных режимах (в первую очередь пусковых или переменных, требующих диспетчерского разрешения).

Наибольший эффект, востребованность, положительное отношение и доверие оперативного персонала к автоматике достигаются, прежде всего, при автоматизации функций, используемых регулярно и часто, или функций, выполняющих относительно простые, но длительные операции. Логика функций автоматизации должна быть понятна и локальна, действия автоматики должны быть предсказуемы. Оперативный персонал неохотно использует автоматику, которая имеет запутанный многовариантный сценарий действия, предпочитая с учетом оперативной ситуации вручную управлять локальными алгоритмами вместо наблюдения за ходом сложной и разветвленной управляющей программы. Не имеет смысла длительная, трудоемкая и организационно сложная работа по наладке какой-либо программы, если применение ее будет крайне редким, а успешность работы в значительной мере зависит от отказов отдельных единиц оборудования, проведения, как это часто бывает, нетиповых операций при очередном пуске, бесконечного уточнения параметров и критериев ее работы. Гораздо разумнее выделить локальные этапы пусковых операций, автоматизировать их независимо один от другого и добиваться безукоризненной работы автоматики, обучения операторов новым приемам и навыкам управления пуском блока не воздействием на органы управления механизмами и арматурой, а запуском локальных алгоритмов, управлением режимами работы пусковых авторегуляторов. Подобные соображения могут быть высказаны и по другим задачам, традиционно включаемым в объем функций автоматизации и столь же традиционно не

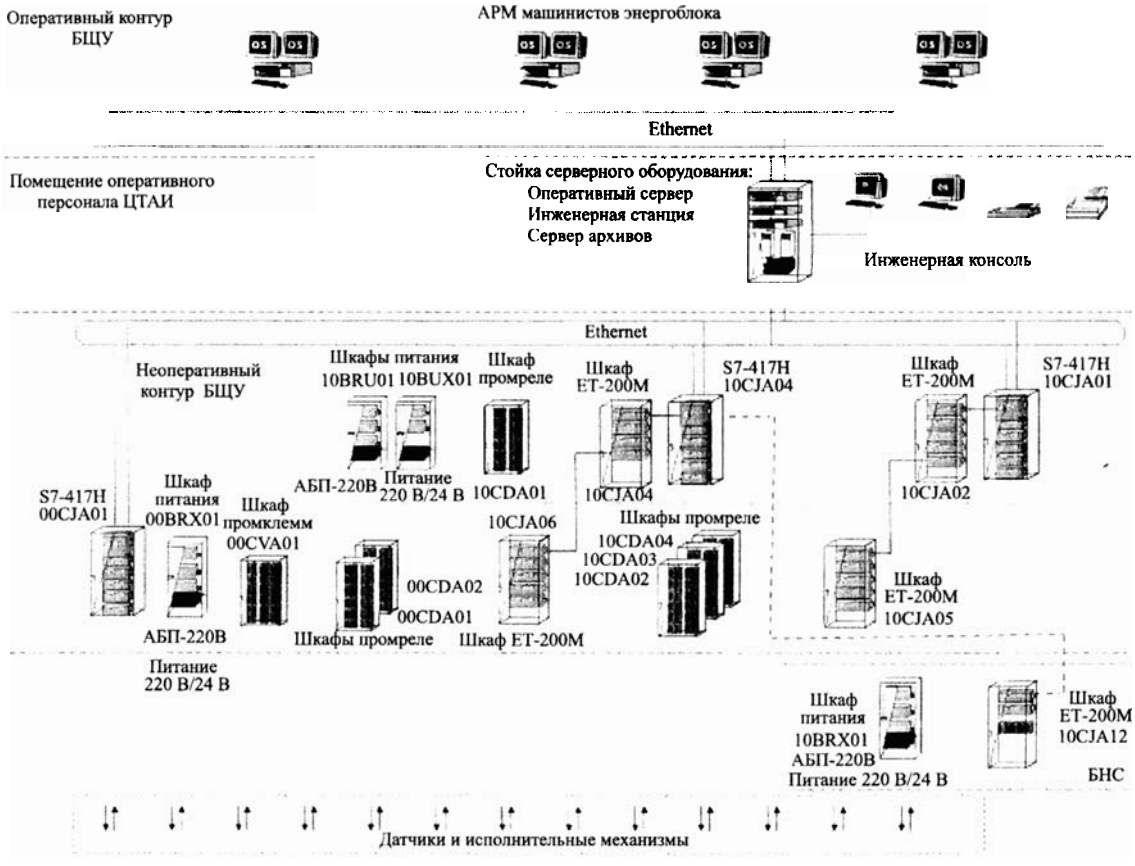

Рис. 3. Структурная схема комплекса технических средств при частичной и полной модернизации энергоблока № 1 Харанорской ГРЭС

используемым после реализации (например, задача «диагностики нестандартных измерений параметров питательных электро- и турбонасосов»).

В целом же модернизация СКУ, в особенности полная, приводит к существенному улучшению качества переходных процессов в рабочем диапазоне нагрузок, автоматизации наиболее сложных и ответственных операций при пуске энергоблока и изменению характера деятельности персонала. Неотъемлемой составляющей успеха модернизации является как можно более раннее и более широкое привлечение персонала цеха тепловой автоматики и измерений и котло-турбинного цеха к разработке проектных решений, монтажу и наладке системы.

Выводы

1. Объем модернизации системы контроля и управления энергоблоков зависит от поставленных целей и задач и может быть произвольным. При соответствующей готовности основного оборудования применяемые ЗАО «Интеравтоматика» современные ПТК АСУ ТП позволяют решить задачи автоматизации любой сложности, о чем свидетельствует опыт достижения принципиально нового уровня автоматизации на таких разных энергоблоках, как газомазутные энергоблоки мощностью 200 МВт Сургутской ГРЭС и 300 МВт Ставропольской ГРЭС, пылеугольные энергоблоки 500 МВт Рефтинской ГРЭС и 800 МВт Березовской ГРЭС.

2. Для оптимального построения системы автоматизации необходим тщательный анализ существующего состояния оборудования и функций управления, передаваемых в ПТК АСУ ТП.

3. Максимальный эффект достигается только при полномасштабной модернизации системы управления, однако и частичная модернизация позволяет успешно решить все поставленные задачи при рациональном использовании выделенных средств.

4. Необходимы тщательный анализ целей и способов их достижения еще на этапе формирования задания на модернизацию, отбор ценных и полезных задач и алгоритмов и методичное доведение их в процессе модернизации до состояния регулярного использования.

Список литературы

1. **Разработка** и внедрение **САРЧМ** крупных энергоблоков / В.А. Биленко, А.Д. Меламед, Э.Э. Микушевич и др. // Теплоэнергетика. 2008. № 10. С. 14—26.

2. **Автоматизация** пусков энергоблоков с прямоточными котлами / А.И. Гальперина, Л.Л. Грехов, В.Ю. Крылов, А.В. Михин // Теплоэнергетика. 2008. № 10. С. 45—51.