

Совершенствование автоматизированных систем управления энергетическим оборудованием

- Свицерский А. Г., канд. техн. наук, генеральный директор ЗАО “Интеравтоматика”
- Биленко В. А., канд. техн. наук, технический директор ЗАО “Интеравтоматика”¹
- Лыско В. В., канд. техн. наук, советник генерального директора ЗАО “Интеравтоматика”

Рассмотрено развитие автоматизированных систем управления российского энергооборудования. Представлены направления совершенствования программно-технических средств автоматизации. Приведены сведения о достигнутом уровне автоматизации энергоблоков. Показаны пути совершенствования алгоритмов управления и структур АСУ ТП блочного и станционного уровней электростанций и связей с внешними системами.

Ключевые слова: средства автоматизации, уровень автоматизации, АСУ ТП, алгоритмы управления, энергоблоки, операторский интерфейс, тенденции развития.

В начале 90-х годов прошлого столетия сложился полный дисбаланс между теоретическими и практическими разработками алгоритмов, задач, подходов к управлению крупными энергоблоками и другим энергетическим оборудованием и возможностями средств автоматизации. Аналоговые устройства управления не могли в силу ряда принципиальных причин обеспечить сколь-либо устойчивую работу сложных систем. Средства вычислительной техники, представленные комплексами СМ-2М, СМ-4, не могли решить весь необходимый объём задач управления в реальном времени, да и надёжность их была далека от требуемой. Микропроцессорные средства только начинали своё развитие и были представлены контроллерами Ремиконт и Ломинонт для общих задач управления и системами на базе В-7 и В-9 для ЭЧСР (электрическая часть системы регулирования) Ленинградского металлического завода. Существовали и другие разработки, которые, однако, так и не были доведены до внедрения. Из-за недоверия контроллерам нижний уровень управления решался на системах с так называемой жёсткой логикой (УКТЗ, УКТЗ-М, УКТС) или собирался проектным путём в виде релейных схем.

Всё это разнообразие техники было несистемным, все связи были проводными, программирование, наладка и обслуживание вызывали проблемы.

Выход из сложившейся ситуации, которая в конечном итоге выражалась в низком уровне автоматизации энергоблоков и другого энергооборудования, в частых остановках из-за низкой надёжности средств, ошибок персонала, был в применении программно-технических комплексов, нацелен-

ных на единое системное решение всех задач автоматизации, возникающих на энергоблоках. В России таких систем ещё не было, а за рубежом они уже активно использовались на сотнях энергоблоков.

Современные системы автоматизации энергоблока – это совокупность, с одной стороны, возможностей, которые предоставляют передовые программно-технические средства, и, с другой – алгоритмов контроля и управления, доведённых до уровня практической реализации, устойчивой и эффективной работы, нечувствительных и адаптирующихся к изменяющимся условиям и режимам энергооборудования. Ни самая совершенная техника, ни самый совершенный способ управления сами по себе не могут создать совершенную АСУ ТП.

Средства автоматизации. Текущее состояние средств автоматизации характеризуется активным взаимным проникновением идей, стандартов, подходов, широко используемых как в промышленной автоматизации, так и в смежных областях техники и знаний. И так как современная автоматизация немыслима без применения микропроцессорных систем, сетевых технологий, средств коммуникации (интерфейса) человек – машина, то проникновение решений из области IT, Internet, платформонезависимых стандартов становится очевидным и необходимым.

Первое поколение систем появилось на электростанциях в 60-х годах прошлого века. Это были так называемые управляющие ЭВМ, которые применялись в основном на АЭС. Развитие микропроцессоров расширило эти системы локальными PLC (программируемыми логическими контроллерами).

Второе поколение программно-технических комплексов (80-е годы XX в.) связано с появлени-

¹ Биленко Виктор Абрамович: bilenko@ia.ru

ем локальных сетей, позволивших объединить разрозненные контроллеры в единую систему, создать мощные средства операторского интерфейса, единые средства проектирования и др. Эра таких систем не окончена, и абсолютное большинство имеющихся на рынке программно-технических комплексов (ПТК) – представители именно этого поколения. Верхней точкой развития систем второго поколения можно считать системы с клиент-серверной архитектурой.

Следующее, третье, поколение – так называемые web-enabled ПТК, т.е. системы с расширенными web-возможностями. Обычно это системы с клиент-серверной архитектурой, в которых роль одного из клиентов играет web-сервер, обеспечивающий расширение АСУ ТП благодаря использованию web-клиентов в основном для организации дополнительных рабочих мест оперативного или обслуживающего персонала. Web-enabled ПТК – это, в частности, Teleperm XP-R и PCS7, применяемые и по настоящее время в нашей практике.

К системам четвёртого поколения относятся web-based системы, суть которых заключается в том, что Internet-технология или web-технология с её трёхуровневой моделью (уровнями представления, обработки и данных) является не надстройкой, а основой, ядром системы. Примером современного уровня развития информационных технологий в их приложении к автоматизации технологических процессов можно считать систему SPPA-T3000, разработанную фирмой “Siemens” [1, 2].

В соответствии с трёхуровневой (трёхъярусной) моделью, SPPA-T3000 имеет уровень представления данных (клиентский ярус), уровень обработки данных (ярус прикладных алгоритмов и переработки данных) и уровень данных (ярус информационных источников).

Уровень представления данных (клиентский ярус) строится на так называемых “тонких” клиентах (Thin Clients). Требованием к этим устройствам помимо возможностей сетевого обмена через TCP/IP является наличие Internet-браузера, поддерживающего выполнение Java-апплетов (приложений виртуальной Java-машины).

Уровень обработки (ярус прикладных алгоритмов и переработки данных) представлен устройствами двух типов: сервером приложений и сервером автоматизации.

Существуют различные варианты исполнения как сервера приложений, так и серверов автоматизации, что обеспечивает возможность собрать систему под конкретную задачу, минимизируя затраты на её внедрение.

На уровне (ярусе) данных представлены все устройства ввода-вывода информации – устройства связи с объектом (УСО). К ним относятся и УСО, входящие в номенклатуру Simatic, и “интеллектуальные” УСО со встроенными возможностями

ми автономной обработки данных, например, для решения задач аварийного управления приводом и других подобных задач, и средства быстрой (менее 5 мс) обработки данных, необходимые, в частности, при реализации управления турбинами.

В качестве источников или потребителей данных можно использовать “интеллектуальные” периферийные устройства.

Система открыта для взаимодействия с внешним миром: обмен данными можно производить по протоколам OPC (клиент и сервер), Modbus, МЭК 61850, МЭК 60370-5-101 (4), DMP3.0. Последние позволяют интегрировать в единую систему как АСУ ТП ТМО (тепломеханическим оборудованием), так и АСУ ТП ЭТО (электротехническим оборудованием). Протокол МЭК 61850, построенный на базе Ethernet-технологии, – последняя разработка в области автоматизации подстанций – позволяет использовать в рамках Т3000 на уровне “интеллектуальных” источников данных терминалы микропроцессорных защит (МП РЗА), устройства управления ячейкой и синхронизаторы линейки Siprotec 4 фирмы “Siemens” или иных производителей, поддерживающие протокол МЭК 61850.

Большой шаг вперёд сделан в области программного обеспечения. Принятая архитектура и способ представления данных позволяют пользователю (инженеру-разработчику, оператору, наладчику, обслуживающему персоналу) “общаться” с системой на понятном, индивидуально легко настраиваемом языке. Это общение происходит через web-браузер. Причём одновременно и параллельно могут работать разные пользователи, решающие самые различные задачи. Все эти пользователи по существу общаются с одним предметом – АСУ ТП, работают с одной и той же информацией, но имеют разный взгляд на этот предмет и по-разному интерпретируют информацию. При этом любому пользователю предоставляется именно тот “вид” системы, который ему нужен. Более того, пользователь может временно или для постоянно-го использования собрать свой “вид”, который в наибольшей мере соответствует характеру его деятельности. Так как система едина и неделима, а все данные (текущие значения переменных, записанные им свойства, проект, результаты архивирования и др.) существуют в системе один раз, принципиально невозможны расхождение или потеря данных. В SPPA-T3000 обеспечивается в первую очередь полная интеграция всех необходимых подсистем в единую программную систему. Не существует компонентов вне единого поля информации, вне единых принципов внутреннего взаимодействия компонентов между собой. Эта идея, имеющая название ECS® (embedded component services), является краеугольным камнем всей архитектуры систем четвёртого поколения и их уровня обработки данных.

Дальнейшим развитием средств автоматизации (а это, значит, и технических средств, и программного обеспечения, так как они ныне неотделимы) можно считать применение беспроводных технологий. Они обеспечат концентрированную передачу информации по радиоканалам, которая позволит существенно снизить затраты на кабельную продукцию, монтаж, а также сократить сроки внедрения систем.

Хотя в условиях электростанции использование радиосвязи разумно не всегда, на ТЭЦ-25 Мосэнерго, например, в АСУ ТП энергоблока Т-250 мы реализовали Wi-Fi (радио) доступ к системе от переносных операторских и инженерных терминалов. Это оказалось очень удобно при проведении наладочных работ, обслуживания и прокрутки механизмов, реализации задач местного управления и др.

При необходимости же сбора информации от датчиков существенно более эффективным решением является концентрация информации по технологическому, функциональному, территориальному и иному признаку (что нужно и для радиоканала) с последующей передачей её оптоволоконной или медной линией цифровой связи. При этом оказываются весьма приемлемыми ценовые показатели и обеспечивается высокая надёжность, достоверность и скорость передачи данных.

Проникновение микропроцессоров на все уровни систем управления приводит к появлению многообразия “интеллектуальных” полевых устройств, датчиков, приводов и др. Существенным для развития “интеллектуализации” должно стать снижение стоимости при уменьшении габаритов, повышении устойчивости к факторам влияния окружающей среды и максимальной стандартизации решений разных производителей по отношению к интерфейсам с центральной частью систем.

При этом всегда будет стоять задача рациональной степени децентрализации функций. Например, если имеется “интеллектуальный” привод, то где целесообразно разместить алгоритм (функцию) индивидуального управления им? На первый взгляд, ближе всего к приводу – там, где реализуется исполнение команд, где имеется весь набор данных о состоянии и реализуется эта функция. Однако, скорее всего, до того момента, пока управление в разных отраслях (энергетике, химии и др.) будет строиться по разным принципам, пока не будет принят единый для всех стандарт, эту функцию будут реализовывать на уровень выше, так как этого требует данная отрасль, данная система.

Общей тенденцией развития систем автоматизации на электростанциях является создание многоуровневых комплексных систем.

В первую очередь это слияние систем управления тепломеханическим и электротехническим оборудованием. При этом устройства РЗА высту-

пают в таких системах в основном как источник информации, которая используется как в управлении (в основном в технологических защитах), так и для представления оператору, архивирования и др.

Развитие микропроцессорных терминалов, а также появление международного стандарта обмена данными для электротехнических устройств (МЭК 61850) существенно приблизили создание действительно интегрированных систем управления ЭТО и ТМО. Прообразом такой системы является АСУ ТП ЭТО энергоблоков № 3 и 4 ТЭЦ-27 ОАО “Мосэнерго”.

Многие заказчики сейчас ставят вопрос дистанционного управления коммутационной аппаратурой через терминалы защит и терминалы управления с использованием сетевых интерфейсов. На первый взгляд, это выглядит естественно. Ведь терминал по сути такой же контроллер, как и любой другой, используемый в АСУ ТП. Зачем плодить проводные связи, УСО и др., если уже есть надёжная цифровая связь?

Следует, очевидно, выделить два круга электротехнических устройств: связанных с технологическим процессом – выключатели механизмов собственных нужд (МСН), дымососов, вентиляторов, насосов и др. – и связанные с распределением электроэнергии, в том числе на собственные нужды, – выключатели секций, распреедустройства и др. Первые участвуют в технологическом процессе, а значит, могут достаточно часто включаться и выключаться, менять нагрузку, режим. Задача вторых – безаварийное энергоснабжение первых. Сборка электрических схем – достаточно редкое явление, и в общем случае, если включены и функционируют защиты, а обычно они ещё и резервируют друг друга, используя различные показатели, то наблюдение за электрической схемой и управление ею малооперативный процесс. В случае же аварийной ситуации быстрое действие процессов практически не даёт оператору шансов оказать хоть какое-то влияние на их ход.

С учётом этого роль дистанционного или автоматического управления для этих двух групп устройств различна. Поэтому в текущей практике управление МСН осуществляется по двум каналам: от РЗА (аварийное по состоянию МСН) и от ПТК ТМО, включая воздействия технологических защит, блокировок, АВР и др., а также дистанционное оперативное управление. Чаще всего эти каналы управления независимы (с взаимным минимальным обменом информацией), что в общем случае повышает надёжность управления и “развязку” основных функций (управление, связанное с технологией) и обеспечивающих (связанных с подачей электропитания) функций.

Уровень автоматизации. Отмеченные особенности и характеристики современных микропроцессорных средств управления уже второго и особенно третьего и четвёртого поколений, современ-

ное периферийное оборудование (датчики, исполнительные органы) позволили в последнее десятилетие достичь принципиально нового для российских электростанций уровня автоматизации. В первую очередь это касается новых энергоблоков, оснащение которых полномасштабными АСУ ТП на базе современных микропроцессорных программно-технических комплексов уже стало правилом. Наряду с этим проведены и реконструкции с использованием микропроцессорных ПТК систем контроля и управления (СКУ) большого числа крупных энергоблоков.

Примерно в половине случаев это была полномасштабная модернизация СКУ с реализацией всего объема функций контроля и управления на базе ПТК и полной заменой ранее использовавшихся средств выполнения данных функций. Вторая половина работ по реконструкции СКУ из-за ограниченности финансовых средств включала в себя частичную модернизацию, чаще всего связываемую с установкой систем автоматического регулирования частоты и мощности (САРЧМ) энергоблока, но обычно охватывающую больший объем функциональных задач: полную реконструкцию автоматических регуляторов котла или даже блока в целом; внедрение новых систем автоматического управления горелками (САУГ) в соответствии с современными правилами взрывобезопасности; полный или частичный перевод на новые средства реализации информационно-вычислительных функций. Вне объема частичной модернизации обычно оказывались подсистема технологических защит и автоматизация других дискретных операций: управление запорной арматурой и двигателями; АВР; логические программы, в том числе пошаговые, и др.

Анализ большого числа реализованных проектов автоматизации как новых, так и реконструированных энергоблоков, проведенный в журналах “Электрические станции” (№ 1 за 2004 г., № 2 и 3 за 2009 г.) и “Теплоэнергетика” (№ 10 за 2008 г.), показал возможность достижения на российском энергетическом рынке уровня автоматизации, мало в чем уступающего зарубежному. Это касается и вновь вводимых энергоблоков, большинство из которых представляет собой новый для российского рынка тип оборудования – парогазовые установки [3 – 5], и реконструированных традиционных энергоблоков с полным [6 – 9] или частичным [10 – 12] объемом модернизации.

В качестве характеристик достигнутого уровня автоматизации следует выделить в первую очередь:

возможность обеспечения полностью автоматического изменения нагрузки энергоблоков (как газомазутных, так и пылеугольных) с сохранением нормативного (в соответствии с требованиями заводов – изготовителей технологического оборудования) качества поддержания внутриблочных тех-

нологических параметров, подтверждением чему явилось выполнение достаточно жестких требований Системного оператора к первичному и вторичному регулированию частоты;

обеспечение автоматизированных пуска и планового останова энергоблоков автоматическим управлением преобладающим большинством этапов с сохранением за оператором, как правило, выполнения только координирующих функций, неотвеченных операций и управления неэлектрифицированной арматурой (эта характеристика не относится к реконструированным энергоблокам с частичным объемом модернизации);

принципиальное изменение характера действий оперативного персонала, основными задачами которого теперь всё больше являются контроль за ходом автоматизированного процесса с использованием в качестве основного инструмента технологической и функциональной (аппаратура и алгоритмы АСУ ТП) сигнализации и выполнение координирующих функций и неотвеченных операций (для реконструированных энергоблоков с частичным объемом модернизации это касается только режима рабочих нагрузок).

При частичной модернизации СКУ энергоблоков существенно осложняются действия оперативного персонала, вынужденного управлять процессом частично с помощью современного операторского интерфейса (видеомониторы, мыши, клавиатура), а частично – традиционного (ключи, кнопки, показывающие приборы, регистраторы). Неоднозначен даже выбор режима работы оператора: “сидячий” – при полномасштабной АСУ ТП или попеременно “сидячий”/“стоячий” – при традиционных средствах. Широко известны опасения возникновения серьезных проблем при “скачкообразном” переходе оператора от традиционного щита к современному. Опыт показывает, однако что эти проблемы удаётся преодолеть в течение короткого срока, а проблема “смешанного” щита остаётся надолго. Указанный фактор, а также имеющийся положительный опыт двухэтапной реконструкции свидетельствуют о целесообразности осуществления полной модернизации.

Полученные результаты использования современных АСУ ТП на базе микропроцессорных ПТК позволяют наметить на ближайшее будущее следующую стратегию автоматизации.

1. Все вновь строящиеся энергоблоки должны оснащаться полномасштабными АСУ ТП на базе микропроцессорных ПТК и быть ориентированными на обоснованно максимальный уровень автоматизации. Новые энергетические технологии – уже известные котлы с циркулирующим кипящим слоем, давно обсуждаемая, но пока не осуществлённая газификация твёрдого топлива, только созревающие идеи – с самого начала должны быть ориентированы на уже имеющиеся и постоянно развивающиеся в аппаратном и программно-алго-

ритмическом направлении возможности современных средств АСУ ТП.

2. Для существующих энергоблоков со сроком дальнейшей эксплуатации в течение 10 – 15 лет целесообразно оснащение полномасштабными микропроцессорными АСУ ТП. При этом для энергоблоков с частично реконструированными АСУ ТП необходимо их наращивание до полномасштабных, а для блоков, имеющих только традиционные средства, – реализация одно- или двух-этапной модернизации до полномасштабной АСУ ТП. При разделении реконструкции на этапы выбор типа ПТК и технические решения на первом этапе работ должны быть заранее ориентированы на выполнение заключительного этапа.

Тенденции развития уровня автоматизации. Алгоритмы автоматического управления энергоблоками. Достигнутый уровень автоматизации в первую очередь характеризует так называемые штатные режимы работы энергоблока, на которые и ориентируется разработка алгоритмического обеспечения АСУ ТП. В действительности, особенно для нового технологического оборудования, такие режимы в диапазоне рабочих нагрузок составляют не менее 95% времени эксплуатации, а число штатных пусков из различных тепловых состояний, плановых и аварийных остановов – не менее 85 – 90%. В таких режимах после выполнения требуемого объёма наладки особых проблем у оперативного персонала не возникает и качество поддержания технологических процессов остаётся достаточно высоким.

Основные проблемы и сложности возникают в нештатных режимах, при технологических и функциональных нарушениях. При технологических нарушениях возникают отличия режимов от штатных, на которые был ориентирован проект автоматизации. При рабочих нагрузках это в первую очередь технологические ограничения, связанные с исчерпанием диапазонов регулирующих воздействий и изменением состава оборудования (далее эта проблема рассмотрена более подробно). В пусковых и остановочных режимах технологические нарушения возникают чаще всего в связи с неготовностью или неудовлетворительными характеристиками отдельных технологических узлов, в основном используемых только в этих режимах и поэтому не проверяемых в диапазоне рабочих нагрузок. Под функциональными нарушениями понимаются отказы периферийного оборудования АСУ ТП – датчиков, приводов, арматуры.

Безусловно, в процессе разработки проекта АСУ ТП уделяется определённое внимание возможности возникновения как технологических ограничений, так и функциональных отказов: и одиночные, и даже некоторые комбинированные нарушения учитываются при разработке алгоритмов управления (реконфигурация структурных схем регуляторов, дополнительные ветви шаговых про-

грамм и др.). Однако, во-первых, далеко не все организации – разработчики АСУ ТП имеют хорошую технологическую основу проработки алгоритмического обеспечения, так как здесь требуются не просто опытные “чистые” технологи, а специалисты, хорошо понимающие принципы построения алгоритмов управления и имеющие достаточный опыт их разработки и внедрения. Во-вторых, сочетание возникающих нарушений каждого и обоих выделенных типов может быть различным и варианты подобных нештатных ситуаций часто трудно предсказуемы. Именно в такого рода случаях обычно и возникают серьёзные нарушения технологического режима, в наихудшем варианте приводящие к останову энергоблока или его части.

Учёт технологических ограничений и функциональных нарушений должен быть обязательной составляющей разработки алгоритмического обеспечения современных АСУ ТП в целом и САРЧМ в особенности, определяющей такой важнейший показатель работы автоматизированного энергооборудования, как его функциональная живучесть, т.е. возможность сохранения своих функций полностью или частично при различных нарушениях в работе как технологического оборудования, так и периферийных устройств АСУ ТП. Данная проблема является составной частью обеспечения всережимности работы АСУ ТП, так как наличие разнообразных типов технологических ограничений существенно расширяет спектр возможных режимов эксплуатации оборудования, а возникновение функциональных нарушений усложняет реализацию функций управления ими.

В наших проектах АСУ ТП и САРЧМ крупных традиционных энергоблоков 200, 300, 500, 800 МВт (а их более 40), эксплуатирующихся на протяжении ряда лет, произведён всесторонний учёт технологических ограничений и функциональных нарушений. Общие подходы к учёту технологических ограничений и функциональных нарушений в САРЧМ и основные каналы регулирования энергоблоков изложены в [13] и показаны на рис. 1. Необходимо отметить, что в целом ряде случаев реконфигурация структурных схем каналов регулирования с целью учёта возникших нарушений связана с изменением динамических свойств участков регулирования и для обеспечения сохранения качества процессов регулирования требуется или специальное построение исходной структуры (в частности, для осуществления так называемой схемы “переворота” [14]), или автоподстройка параметров настройки.

Если рассмотреть современную схему автоматического регулирования сложным технологическим узлом (питательным трактом многопоточного котла; подачей угля в котёл, оборудованный схемой прямого вдувания пыли; совместным сжиганием газа и мазута и др. [14]), то основной, базо-

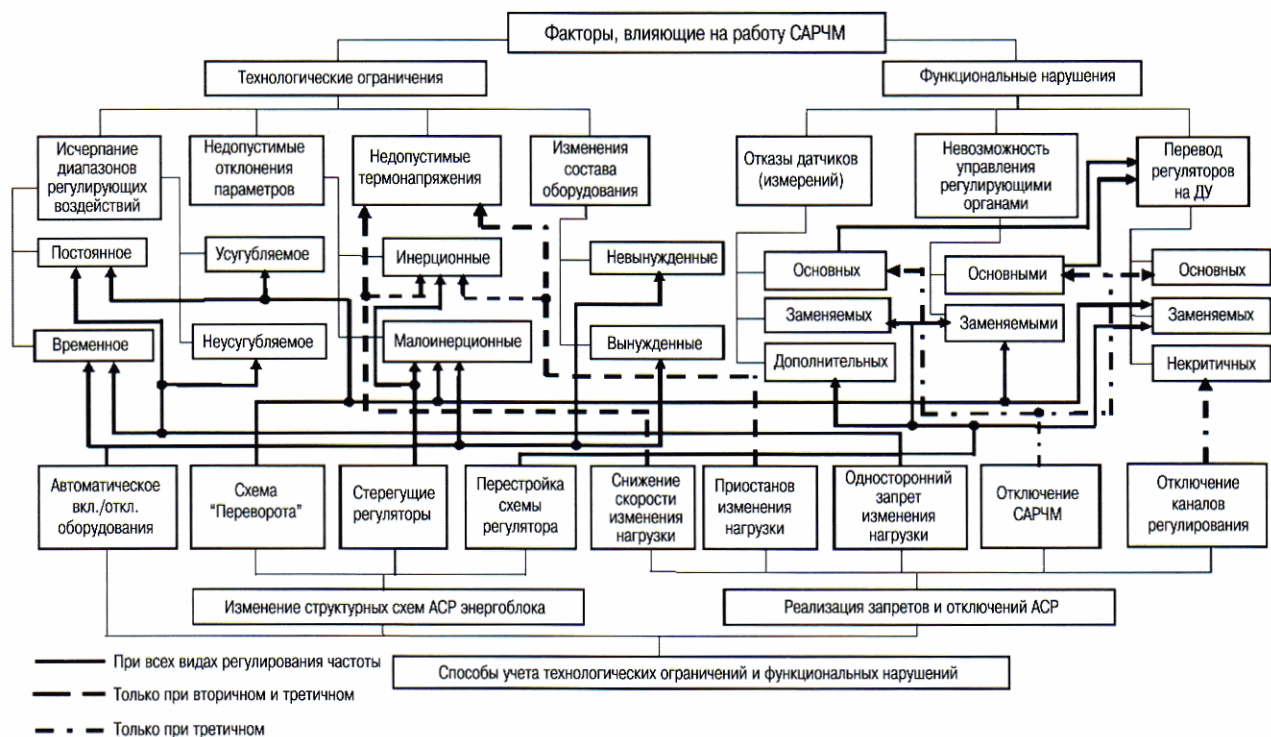


Рис. 1. Структурная схема организации учёта технологических ограничений и функциональных нарушений в САРЧМ

вый алгоритм работы регуляторов составляет не более 30% его функционального содержания, оцениваемого, например, по числу используемых алгоритмических блоков. Всё остальное (70 – 80%) – это логика формирования сигналов изменения структуры АСР и параметров настройки её элементов на основе всей совокупности входной информации по технологическим ограничениям и функциональным нарушениям данного технологического узла и алгоритмы учёта сформированных логических условий.

Для ряда технологических узлов существует некоторая избыточность числа регулирующих органов по отношению к требуемому для изменения нагрузки. Например, для регулирования нагрузки от питательного узла требуется поддержание заданного расхода воды по каждому потоку и для этого достаточно иметь для каждого из них регулирующий питательный клапан (РПК). Дополнительное регулирующее воздействие – производительность одного или двух питательных турбонасосов (ПТН) – является для регулирования нагрузки избыточным воздействием, но используется для оптимизации режима работы питательного узла с целью, например, поддержания перепада давлений на максимально открытом РПК в функции от нагрузки.

Несколько по-иному обстоит дело с задачей совместного сжигания газа и мазута. Здесь для обеспечения управления нагрузкой необходимо воздействовать на регулирующие клапаны обоих видов топлива, но соотношение их расходов фор-

мально может быть любым. Однако для оптимизации работы котла целесообразно иметь одинаковую тепловую нагрузку каждой горелки, и поэтому дополнительно воздействием на разность расходов газа и мазута поддерживается соотношение давлений двух видов топлива перед горелками.

Таким образом, для подобных технологических узлов имеют место несколько ступеней учёта ограничений. На первой из них, например при потере возможности управления одним из клапанов, никакого ущерба задаче регулирования нагрузки не наносится, а теряется возможность обеспечения оптимальной эффективности ведения режима. Это требует изменения структуры АСР соответствующего технологического узла, но никак не влияет на работу САРЧМ. На следующей ступени учёта ограничений, например при переводе на дистанционное управление другого регулирующего клапана, уже необходимо предпринимать меры, связанные с ограничением функциональных возможностей САРЧМ.

Крайне важен учёт влияния технологических ограничений и функциональных нарушений на работу САРЧМ при выполнении ими требований стандарта Системного оператора “Нормы участия энергоблоков ТЭС в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты (НПРЧ и АВРЧ)”. Эти системы проходят сертификационные испытания, но проблема в том, что в специально подготавливаемых испытаниях большинство нарушений и ограничений, как правило, не имеет места. Проявляются они обычно в про-

цессе длительной эксплуатации САРЧМ и возникают, по большей части, неожиданно для персонала. Восстановление полной работоспособности системы может потребовать определённого времени, и в ряде случаев – также наличия ремонтного персонала.

Оперативный контроль и управление. Современные программно-технические средства верхнего уровня АСУ ТП обеспечивают возможность использования средств операторского интерфейса, соответствующих современному уровню автоматизации технологических процессов. Классическая модель действия оператора включает в себя три уровня обеспечения решения его функциональных задач: навыки, умение, знания. Высокая степень автоматизации технологических процессов, полностью покрывая действия оператора, которые выполнялись на базе навыков, и большую часть действий на базе умения (так как обе эти составляющие достаточно просто автоматизируются), выдвигает на первый план искусство использования знаний. Основой этих знаний является информация, генерируемая самим ПТК при грамотно выполненном проекте АСУ ТП и предоставляемая на видеомониторах и больших экранах, а также, безусловно, мастерство самого оператора правильно воспринять сформированную информацию и принять меры по её использованию.

В качестве современных возможностей, направленных на существенное повышение в проектах ближайших лет эффективности деятельности оперативного персонала, следует назвать [1, 2]:

использование клиент-серверной структуры верхнего уровня АСУ ТП, позволяющей представлять на любой операторской станции любую воспринятую ПТК текущую и ретроспективную информацию с возможностью разграничения прав доступа к ней (включая права контроля и управления) оперативного персонала разного технологического назначения и уровня ответственности путём введения паролей;

переход от ранее применяемой жёсткой и единой на весь проект структуры видеogramм к практически неограниченному их числу и возможности создания собственного состава видеogramмно-го обеспечения для специалистов, различающихся функциональным назначением, уровнем профессиональной подготовки и личными качествами;

возможность представления на одной видеogramме разнообразной информации, необходимой для наиболее эффективного принятия и реализации решений, например, фрагментов технологической схемы с окнами управления и индикации, функциональных схем алгоритмов управления, фрагментов протокола сигнализации, графиков переходных процессов;

разнообразные диалоговые возможности работы с основным инструментом быстрого реагиро-

вания – технологической и функциональной сигнализацией.

Так же, как и для алгоритмов управления, особую важность имеет ориентация операторского интерфейса на действия в нештатных ситуациях. В первую очередь это касается сигнализации, которая должна обеспечивать своевременное информирование операторов энергоблока и дежурного персонала АСУ ТП о возникших технологических ограничениях и функциональных нарушениях и произведённом автоматически способе их учёта. Ряд событий, характеризующих функциональные нарушения, например перевод на ручное управление основных каналов регулирования энергоблока, выносятся на уровень предупредительной технологической сигнализации. В связи с многообразием возможных нештатных ситуаций целесообразно использование для их анализа специальных видеogramм, таблиц, упрощённых структурных схем, алгоритмов, блок-схем принятия решений.

Интеграция АСУ ТП. В целом необходимое широкое и достаточно бурное внедрение микропроцессорных средств автоматического управления на российских ТЭС имело и определённую “обратную сторону медали”, заключающуюся в появлении на многих ТЭС разнородных ПТК, что было обусловлено целым рядом факторов:

оснащением заводами своего технологического оборудования комплектно поставляемыми локальными системами автоматического управления или обработки информации (далее локальные АСУ);

стремлением технологических цехов ТЭС (котлорурбинного, электроцеха, химического цеха и др.) оснащать своё оборудование наиболее функционально подходящими локальными АСУ, не заботясь о возможности их интеграции со средствами базовой АСУ ТП энергоблока или станции в целом;

существующим на многих электростанциях разделением на АСУ ТП ТМО и АСУ ТП ЭТО, выполненным чаще всего на базе различных ПТК, с различным операторским интерфейсом (Перспективы аппаратной и программной интеграции этих ПТК обсуждались в разделе “Средства автоматизации” данной статьи.);

неучётом при проведении конкурсов по выбору поставщиков ПТК отдельных агрегатов и установок реальных (а не обещаемых) возможностей того или иного ПТК по интеграции с другими ПТК, используемыми на данной ТЭС.

Результатом такой разнородности являются:

реализация межконтроллерных связей практически полностью на проводном уровне;

использование цифрового обмена в основном по ОРС-каналу и, как правило, только для накопления архивной информации;

наличие в оперативном контуре видеомониторов разных ПТК с различной организацией опера-

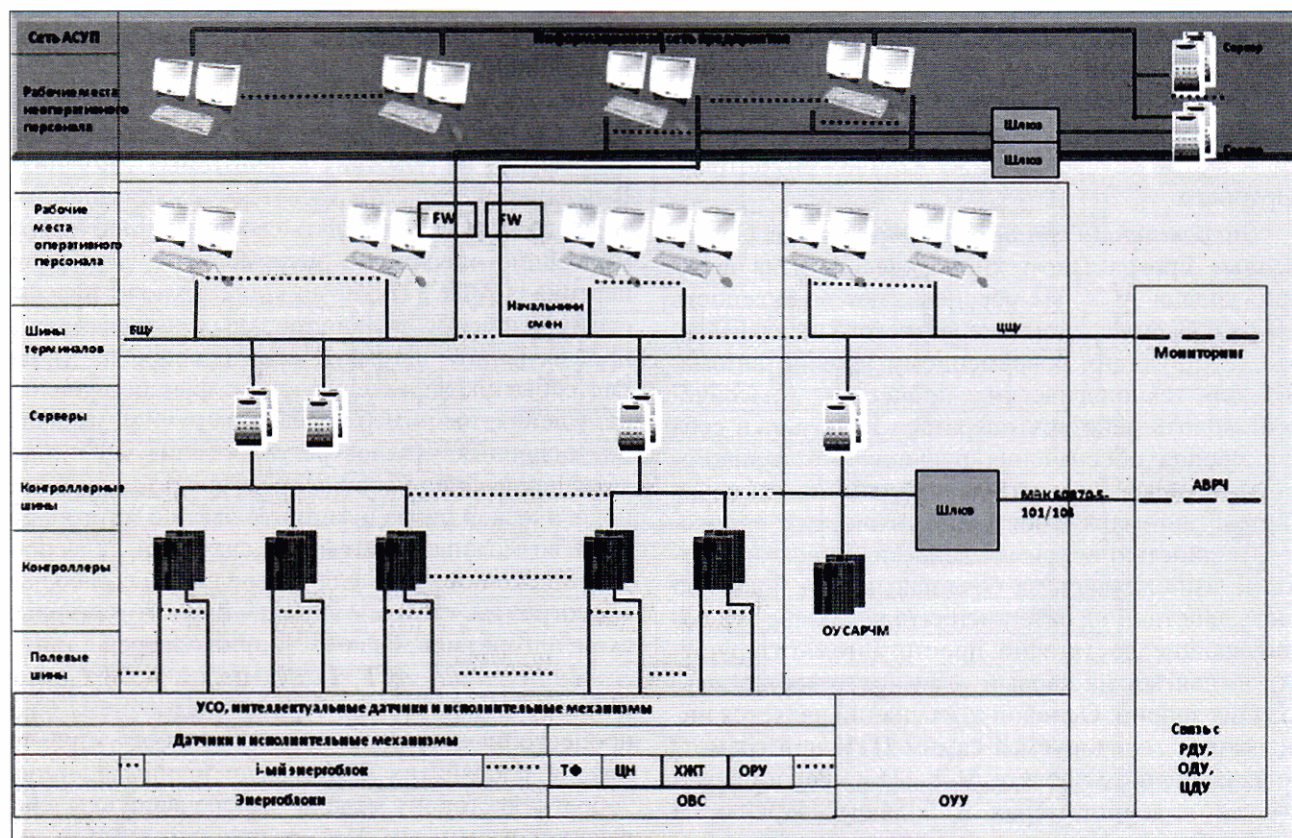


Рис. 2. Укрупнённая структурная схема АСУ ТП ТЭС

торского интерфейса, осложняющих работу и провоцирующих ошибки в деятельности оперативно-персонала.

С учётом этого одним из важнейших аспектов дальнейшего развития АСУ ТП на ТЭС является унификация (по возможности) технических решений по АСУ ТП различного технологического оборудования и интеграция этих АСУ ТП в единую АСУ ТП ТЭС.

В качестве основных характеристик такой интегрированной АСУ ТП следует выделить:

реализацию всех рабочих мест оперативного персонала на соответствующем посту управления (энергоблоки; общестанционные установки, имеющие посты управления; станционный уровень) на основе верхнего уровня базового ПТК АСУ ТП данного объекта управления;

реализацию на различных рабочих местах оперативного персонала (разные энергоблоки, управление ТМО и ЭТО и др.) по возможности одинаковых или близких основных решений по операторскому интерфейсу (цвета, окна управления и индикации, принципы построения иерархической структуры видеопанелей, классификация и способ представления сигнализации и др.);

обеспечение близких динамических характеристик операторского интерфейса вне зависимости от того, через контроллеры каких ПТК осуществляется связь с объектом управления;

организацию доступа на любом рабочем месте к той информации и возможности управления по тому оборудованию ТЭС, которое находится в технологической ответственности соответствующего оперативно-работника;

сохранение проводного обмена только для функций, требующих повышенной надёжности и высокого быстродействия (защиты, малоинерционные контуры регулирования);

широкое использование протокола IEC 61850 в сетях передачи данных на уровне терминалов релейных защит и управления электрическим оборудованием и применение эффективных устройств связи (шлюзов) для соединения сети IEC 61850 с базовым ПТК соответствующей установки.

На рис. 2 представлена укрупнённая структурная схема подхода к построению АСУ ТП ТЭС, в определённой степени характеризующая решения, использованные нами в проектах новых электростанций [3, 5].

АСУ ТП ТЭС включает в себя:

АСУ ТП каждого энергоблока (на рисунке показан *i*-й энергоблок), содержащую как контроллерный уровень, так и уровень операторского интерфейса;

АСУ ТП отдельных общестанционных вспомогательных систем (ОВС), например теплофикационной установки (ТФ), циркуляционной (ЦН), хозяйства жидкого топлива (ХЖТ), открытого распре-

стройства (ОРУ). Большинство таких установок за исключением химводоочистки (ХВО) не имеет постоянных мест оперативного персонала, и их собственные АСУ ТП ограничены только контроллерным уровнем;

уровень операторского интерфейса начальников смен отдельных цехов, а также временных и постоянных (ХВО) рабочих мест управления ОВС;

общестанционный уровень управления (ОУУ), включающий в себя рабочее место начальника смены ТЭС на центральном щите управления (ЩЩУ), на котором представляется вся обзорная информация по работе ТЭС, а также контроллер, реализующий функции ОУ САРЧМ и другие функции, необходимые для обеспечения деятельности начальника смены станции.

Обычно три последние составляющие АСУ ТП ТЭС объединяются в единую АСУ ТП ОВС и ОУУ ТЭС, имеющую связи с блочными АСУ ТП и на уровне контроллерных шин или шин "автоматизации" (Automation Bus), и на уровне шин терминалов. Весь обмен информацией, необходимый для реализации алгоритмов управления, осуществляется через связи контроллерных шин, а используемый для выполнения функций операторского интерфейса может быть организован по связям между шинами обоих уровней. Выбор оптимального решения определяется в первую очередь характеристиками цифрового обмена обоих уровней между связываемыми ПТК.

В АСУ ТП ТЭС предусматривается связь с энергосистемными устройствами, как для принятия команд автоматического вторичного регулирования частоты (АВРЧ), так и для передачи данных мониторинга об участии ТЭС в решении энергосистемных задач. Объединение шин терминалов образует единую информационную сеть АСУ ТП ТЭС. В частности, по этой сети могут передаваться текущие значения технико-экономических показателей энергоблоков с целью использования на ОУУ ТЭС для оптимизации распределения нагрузок между энергоблоками. Информационная сеть АСУ ТП ТЭС должна быть связана с АСУП ТЭС, в том числе с информационной сетью предприятия. Для предохранения АСУ ТП от вирусов и других нарушений её нормального функционирования

под влиянием внешних цифровых сетей связь с АСУ ТП должна осуществляться через защитные устройства fire-wall (FW).

Список литературы

1. Свидерский А. Г., Херпель Х. Новые технические средства для автоматизации объектов энергетики. – Теплоэнергетика, 2008, № 10.
2. Свидерский А. Г., Биленко В. А., Лыско В. В. Автоматизация российского энергетического оборудования: вчера, сегодня, завтра. – Электрические станции, 2009, № 2.
3. Основные решения по построению АСУ ТП Северо-Западной ТЭЦ г. Санкт-Петербурга / Костюк Р. И., Биленко В. А., Уколов С. В. и др. – Электрические станции, 2004, № 1.
4. Опыт разработки и внедрения полномасштабной АСУ ТП энергоблока ПГУ на ТЭЦ-27 ОАО "Мосэнерго" / Копсов А. Я., Свидерский А. Г., Биленко В. А. и др. – Электрические станции, 2009, № 2.
5. Опыт разработки и внедрения АСУ ТП ПГУ-325 Ивановской ГРЭС / Биленко В. А., Черномзав И. З., Артанов С. В. и др. – Электрические станции, 2009, № 2.
6. АСУ ТП энергоблока 500 МВт Рефтинской ГРЭС / Грехов Л. Л., Биленко В. А., Деркач Н. Н. и др. – Электрические станции, 2002, № 5.
7. Модернизация АСУ ТП энергоблоков 800 МВт Березовской ГРЭС-1 / Белый В. В., Киселев Ю. А., Савостьянов В. А. и др. – Электрические станции, 2004, № 1.
8. Автоматизация энергоблоков Т-250 ТЭЦ Мосэнерго на базе программно-технического комплекса SPRA-T3000 / Гальперина А. И., Грехов Л. Л., Захаренков А. В. и др. – Электрические станции, 2009, № 2.
9. Модернизация АСУ ТП энергоблоков 800 МВт Пермской ГРЭС / Струков А. П., Черномзав И. З., Нефёдов К. А. и др. – Электрические станции, 2009, № 2.
10. Система автоматического регулирования частоты и мощности пылеугольных энергоблоков 500 МВт Рефтинской ГРЭС / Биленко В. А., Гальперина А. И., Микушевич Э. Э. и др. – Электрические станции, 2009, № 2.
11. Попов И. В., Идзон О. М. Поэтапная модернизация АСУ ТП энергоблоков 200 МВт Харанорской ГРЭС. – Электрические станции, 2009, № 2.
12. Адаптация СКУ энергоблоков 300 МВт Ириклинской ГРЭС к современным требованиям эксплуатации / Биленко В. А., Черномзав И. З., Кузнецов Н. А. и др. – Электрические станции, 2009, № 2.
13. Учёт в САРЧМ энергоблоков технологических ограничений и функциональных нарушений / Биленко В. А., Меламед А. Д., Микушевич Э. Э. и др. – Теплоэнергетика, 2009, № 10.
14. Усовершенствование автоматических систем регулирования технологических параметров энергоблоков / Биленко В. А., Микушевич Э. Э., Никольский Д. Ю. и др. – Теплоэнергетика, 2008, № 10.

ОБЩИЕ ВОПРОСЫ И
ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ

Электроэнергетика вчера, сегодня, завтра

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Перспективы тепловых электростанций

Разработка пылеугольного
энергоблока на суперкритические
параметры пара мощностью
660 МВт

АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Эффективность, безопасность,
ответственность АЭС

ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Возобновляемая энергетика
как один из путей выхода из кризиса

ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

Развитие Единой энергетической
системы России на период до 2020 г.

Пути повышения эффективности
электросетевого комплекса России

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ

Совершенствование
автоматизированных систем
управления энергетическим
оборудованием

О НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ
ДОКУМЕНТАЦИИ

О нормативной документации
в электроэнергетике

ХРОНИКА

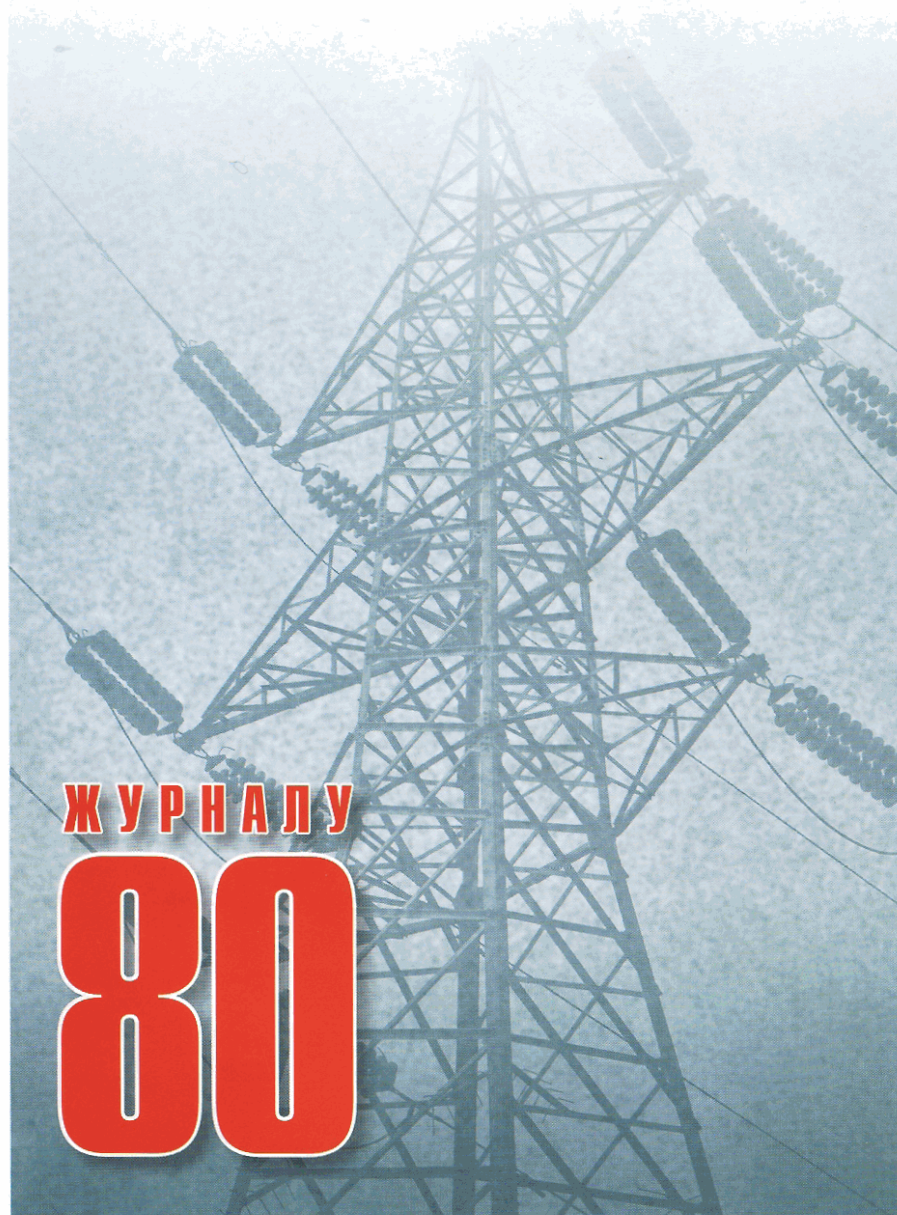
Новости Системного оператора

ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

ISSN 0201-4564

2010 1



ЖУРНАЛУ
80

ЭНЕРГОПРОГРЕСС