

## РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И МОЩНОСТИ ПРИ МОДЕРНИЗАЦИИ АСУ ТП ЭНЕРГОБЛОКОВ 800МВт БЕРЕЗОВСКОЙ ГРЭС-1

Белый В.В., Киселев Ю.А., Савостьянов В.А., Ладохин А.С. (Березовская ГРЭС-1)  
Биленко В.А., Микушевич Э.Э., Никольский Д.Ю., Меламед А.Д. (ЗАО «Интеравтоматика»)

Важнейшим объектом работ ЗАО «Интеравтоматика» в последние три года (2001-2003) явилась одна из крупнейших в Сибири Березовская ГРЭС-1. Сейчас она включает в себя два пылеугольных энергоблока 800 МВт с котлоагрегатами ЗнО П-67 и паровыми турбинами ЛМЗ К-800-240, первый из которых был введен в эксплуатацию в 1987 году. В 2000 году руководством ГРЭС было принято решение о модернизации средств АСУТП и на проведенном в декабре 2000 года конкурсе по выбору поставщика модернизированной АСУТП для энергоблока №1 победителем было признано ЗАО «Интеравтоматика».

После того, как работа по модернизации АСУТП энергоблока №1 на базе программно-технического комплекса Teletest XPR (ТПТС51) была в 2001-ом году успешно выполнена, Березовская ГРЭС и ЗАО «Интеравтоматика» продолжили свое сотрудничество. В 2002-ом году на энергоблоке №1 была осуществлена модернизация ЭЧСР паровой турбины на технических средствах ТПТС51 и на объединенной АСУТП энергоблока проведены наладка и испытания системы АРЧМ, продемонстрировавшие возможность участия столь сложного оборудования (крупный пылеугольный энергоблок с прямоточным котлом, оснащенным пылесистемами прямого вдувания) в режимах регулирования энергосистемных параметров.

В 2003-м году выполнена модернизация АСУТП энергоблока №2, причем с учетом результатов работ на блоке №1 модернизация охватывала средства контроля и управления всего энергоблока, включая ЭЧСР.

Разработка и внедрение модернизированной АСУТП энергоблока №1 (как впоследствии и энергоблока №2) были произведены в рекордные не только для отечественной, но и мировой энергетики сроки: в феврале 2001 года был подписан договор, а уже в октябре того же года блок работал в сети по диспетчерскому графику.

Основной базой для обеспечения принципиально нового уровня автоматизации столь сложного объекта как энергоблок с пылеугольным прямоточным котлом, оснащенным пылесистемой прямого вдувания с мельницами-вентиляторами, является обеспечение всережимной работы всего комплекса автоматических регуляторов блока. Внедрено большое число новых регуляторов, в частности, АСР пылесистем и топлива в целом, корректор температуры, которые являются практически основными для поддержания стабильного режима работы блока. Часть ранее внедренных регуляторов была существенно усовершенствована для улучшения качества регулирования и расширения режимов эксплуатации.

Распределение функций между ЭЧСР и остальной частью АСУ ТП энергоблока осталось в основном таким же, как и при исходной ЭЧСР-М, в частности, еще потому, что при внедрении основной части АСУТП в 2001 году предполагалась ее совместная работа со «старой» ЭЧСР-М (поставки ЛМЗ). В составе новой стойки ТПТС, внедренной в 2002 году, реализованы: собственно регулятор турбины (давление, положение клапанов, мощность); регулятор разворота турбины; противоаварийная автоматика, устройства формирования задания по плановой и внеплановой составляющим мощности блока, включая ограничители темпа задания с учетом допустимого термонапряженного состояния турбины; корректор частоты; устройства формирования и учета технологических ограничений (ТО) по турбине. В рамках основной АСУТП, внедренной в 2001 году, наряду с полным объемом автоматических регуляторов котла были реализованы котельный регулятор мощности (КРМ) и устройства формирования и учета технологических ограничений по котлу. При внедрении новой ЭЧСР были усовершенствованы решения по связям ее общеблочных алгоритмов с котельной автоматикой.

Укрупненные структурные решения по построению системы АРЧМ энергоблока (нормальные режимы) и основных регуляторов котла представлены соответственно на рисунках 1 и 2. Основными регулирующими параметрами системы АРЧМ являются мощность энергоблока ( $N$ ) и давление острого пара перед турбиной ( $P^*t$ ), заданные значения этих параметров обозначаются соответственно  $N_{зд}$  и  $P^*_{зд}$ . В качестве внешних сигналов, определяющих нагрузку энергоблока, использованы:

- задатчики плановой (пл) составляющей нагрузки – конечного значения ( $N_{пл}$ ) и скорости изменения задания ( $dN_{пл}/dt$ ), определяющие закон выходного сигнала ограничителя темпа задания (ОТЗ).

- сигнал заданного значения внеплановой (нпл) составляющей нагрузки, поступающей от энергосистемных устройств или общестанционного уровня (данный канал пока не задействован из-за отсутствия первичных сигналов);

- частота сети  $f$ , преобразуемая корректором частоты (КЧ).

- На рис. 1 и 2 использованы следующие обозначения элементов систем регулирования:

$\Sigma$  - сумматор;

$K$  - коэффициент усиления;

ДП - динамический преобразователь;

МАХ - выделитель максимального сигнала.

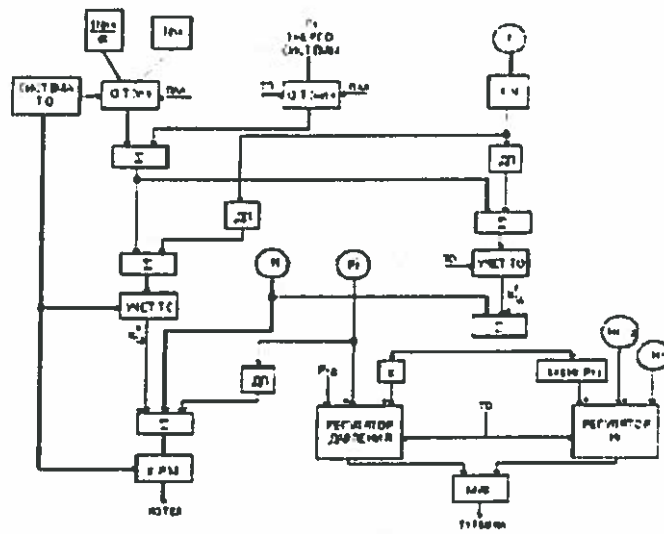


Рис 1 Система АРЧМ энергоблока

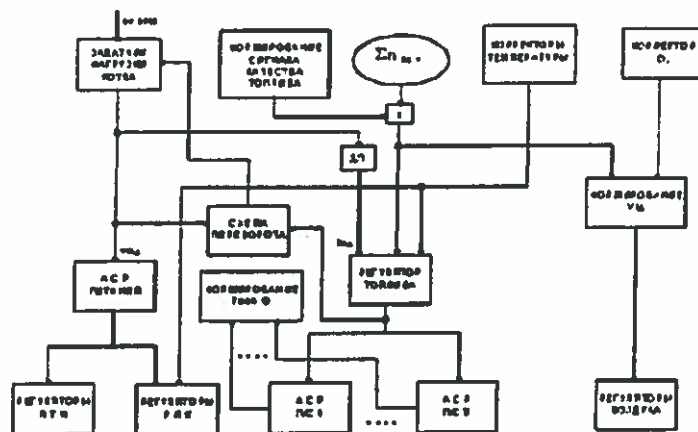


Рис 2 Основные регуляторы в ОЭБ

Каналы действия энергосистемной противоаварийной автоматики и других воздействий, требующих экстренной разгрузки энергоблока и поступающих на вход быстрого контура регулирования, воздействующего на ЭГП, на рисунке не показаны. Представлены лишь сигналы, подаваемые в схему нормального регулирования от блочных алгоритмов ПАА, в частности от канала ограничения мощности.

Задания по плановой и неплановой составляющим мощности преобразуются в алгоритмах ограничителей темпа задания (ОТЗ), а сигнал по частоте – в корректоре частоты, зона нечувствительности которого настраивается. Выходные сигналы всех трех каналов после преобразования и суммирования подаются на вход КРМ и турбинных регуляторов: давления пара, положения клапанов турбины (Нт) и минимального давления (на рисунке не показан). Распределение функций между регуляторами котла и турбины соответствует отечественным типовым решениям. В статике функция поддержания мощности блока возлагается на котел, а давления пара или положения клапанов турбины – на турбину. В динамике величина небаланса  $N_{зд-N}$  подается и на котел, и на турбину. В свете современных требований наибольшую важность представляет канал частоты сети. Именно при его воздействии должны быть обеспечены высокие динамические требования изменения нагрузки котла и турбины. Эти требования выполняются за счет ввода динамических преобразователей (ДП), формирующих необходимую форсировку передачи отклонения частоты на котел и турбину.

Важным аспектом является учет в каналах передачи результирующего сигнала на котел и турбину наличия технологических ограничений (ТО). В их состав входят как установленные оператором и или при наладке предельные максимальные и минимальные значения нагрузок котла и турбины, так и автоматически формируемые в процессе управления блоком вследствие выхода из строя или изменения характеристик работы узлов оборудования. Это - отключения мельниц, включение в работу агрегатов очистки поверхностей нагрева и т.д. Необходимо учитывать, что величина ограничения может меняться и в момент отработки задания по нагрузке. При этом наличие ограничения в одну сторону не должно препятствовать изменению нагрузки, в том числе и под влиянием корректора частоты, в другую сторону. Причем отсчет величины изменения должен вестись от фактического значения нагрузки блока. В состав факторов, препятствующих автоматическому изменению нагрузки в обе стороны, в первую очередь, входит перевод на дистанционное управление основных регуляторов котла и турбины.

Имеющая в целом принципиальное значение для решения проблемы участия энергоблока в регулировании частоты задача обеспечения высокого качества работы комплекса взаимосвязанных регуляторов котла, является особо сложной для пылеугольных котлов с прямым вдуванием пыли, к которым относятся и котлы П-67 энергоблоков Березовской ГРЭС-1. На рис. 2 представлена укрупненная структура только части этого комплекса, непосредственно отвечающей за отработку задания КРМ. На рисунке приняты следующие обозначения:  $W_{зд}$ ,  $V_{зд}$  и  $V_{зд}$  – заданные значения расходов соответственно питательной воды, топлива и воздуха;  $\Sigma n_{пы}$  – суммарное число оборотов питателей сырого угля (ПСУ). Принципиальными решениями, обеспечивающими новый уровень регулирования нагрузки котла, здесь являются:

- реализация взаимосвязанной автоматической системы регулирования (АСР) каждой пылесистемы (П/С) с учетом всего объема возможных ТО;
- организация схемы учета ТО по всем пылесистемам, формирование обобщенных сигналов ТО и использование «схемы переворота», обеспечивающей в случае возникновения топливного ограничения переход на поддержание температурного режима по тракту котла воздействием на изменение расхода питательной воды;
- формирование и использование сигнала качества топлива;
- динамическая коррекция изменения расходов топлива и питательной воды в процессе изменения нагрузки;
- использование схемы температурной коррекции соотношения питания и топлива с воздействием как на топливо (суммарный температурный режим по потокам), так и на питательную воду (разность температурных параметров), с полным контролем состояния температурного режима вплоть до первых впрысков;
- учет ТО не только по топливу, но и по питательной воде (с учетом режимов работы ПТН), воздуху, разрежению;
- обеспечение постоянной работоспособности схемы коррекции содержания кислорода в дымовых газах.

Внедрение этих и целого ряда других решений по отдельным контурам регулирования позволило гарантировать готовность котла к требуемому качеству отработки энергосистемных воздействий. Очевидно, что эта готовность реализуется только в пределах технологических возможностей котла, а в случае возникновения технологических ограничений величина воздействия на котел автоматически ограничивается, после чего и турбина за счет учета ТО на блочном уровне приводится к допустимому уровню нагрузки.

Наладка системы АРЧМ проводилась осенью 2002 года, непосредственно после ввода в эксплуатацию новой ЭЧСР. Осложняющим фактором являлось то, что в то же время блок впервые за годы своего существования переводился в режим комбинированного давления. А если учесть, что максимальная нагрузка блока была значительно ограничена возможностями котла (не превышала 710 МВт), то основным являлся режим скользящего давления. Это не только усложнило наладку системы АРЧМ, но и потребовало усовершенствования работы ряда регуляторов котла. Кроме того, наладка систем регулирования фактически шла параллельно с наладкой технологического режима работы блока.

Наладка проводилась одновременно в двух направлениях. Первое из них состояло во включении всей системы АРЧМ в работу (конечно, после предварительного выбора параметров настройки элементов системы) и оптимизации ее функционирования в процессе нормальной эксплуатации: плановые изменения нагрузки, текущие отклонения частоты, топливные и другие внутренние возмущения. Второе направление – это подача через канал действия корректора частоты искусственно сформированных скачкообразных возмущений на разных уровнях нагрузки с постепенным увеличением амплитуды воздействия и достижением на каждом этапе приемлемого качества регулирования, как по самому изменению нагрузки, так и по основным общеплощным параметрам: давлению пара, температурам по тракту котла, показателям экономичности процесса горения.

В январе 2003г. было получено заключение ОАО «Фирма ОРГРЭС» о готовности энергоблока №1 Березовской ГРЭС-1 к участию в первичном регулировании частоты.

На рис. 3 представлены графики изменения основных параметров и регулирующих органов нагрузки при скачкообразном изменении частоты, вызывающем разгрузку блока на  $\approx 65$  МВт, что немногим менее 10% от, составляющих 71 МВт (требуемых Приложением I к приказу РАО ЕЭС №524). Как видно из рисунка, практически 50% изменения мощности, как и следует в соответствии с нормативными требованиями, достигнуто «в темпе МУТ» за время, не превышающее 15 секунд. Основная часть оставшегося задания по мощности достигнута за время немногим более трех минут, что также полностью удовлетворяет новым нормативным требованиям. Качество поддержания технологических параметров энергоблока оставалось в норме (уставки сигнализации или другие граничные условия не достигались).

Качество поддержания основных параметров котла: температуры свежего пара и содержания кислорода в уходящих газах ( $O_2$ ) представлено на рис. 4 и 5. Графики требуют определенных пояснений. Изначально в конструкции котла имелись дефекты (в частности, ширина топки оказалась на 10 метров больше требуемой), влияние которых на режимы эксплуатации полностью исключить не удалось. Одной из возникающих проблем являются существенные перекосы тепловыделения, которые не могут быть устранены. При этом дополнительное негативное влияние оказывает конфигурация пароводяного тракта, который в начальной части имеет два потока, а к выходным поверхностям разделяется уже на 8 подпотоков. Вследствии этого два подпотока П1-1 и П1-2 постоянно работают с полностью закрытыми впрысками и возможность регулирования температуры на выходе этих подпотоков отсутствует (при другом составе работающих пылесистем в аналогичном положении оказываются другие подпотоки). По остальным подпотокам качество регулирования вполне удовлетворительное. Перекосами объясняются и различные значения  $O_2$  в разных частях газохода. Изменение статических значений  $O_2$  при переходе на новый уровень нагрузки соответствует режимной зависимости усредненного значения измерений.

В процессе нормальной эксплуатации блока корректор частоты включен с зоной нечувствительности  $\pm 50$  МГц и степенью неравномерности 4,5%, что соответствует существующим в данном регионе нормативным требованиям. При этом среднее количество срабатываний корректора частоты составляет  $\approx 15$  срабатываний в сутки с относительной небольшой (до 1%) требуемой величиной отклонений по нагрузке. Ни к каким нарушениям технологического режима эти отклонения не приводили, что подтверждают графики рис.4 и 5.

Результаты данной работы продемонстрировали, что при оснащении энергоблока современными средствами АСУТП и проведении тщательной работы по усовершенствованию и наладке всего комплекса автоматических регуляторов, принимающих участие в обработке изменения нагрузки, даже на таком сложном с позиции управления технологическом оборудовании, как пылеугольный энергоблок 800 Мвт с пылесистемами прямого вдувания пыли, можно достигать вполне приемлемого качества участия блока в регулировании энергосистемных параметров.

Сокращения, принятые на рис. 3-5, приведены в таблице:

Код сигнала	Текст	НП	Знач.	ВП	Ед. изм.	Курсор
Обозначение параметра в базе данных	Краткое наименование параметра	Нижний предел измерения	Текущее значение измерения	Верхний предел измерения	Единицы измерения параметра	Значение параметра в фиксированной точке (по местоположению курсора)

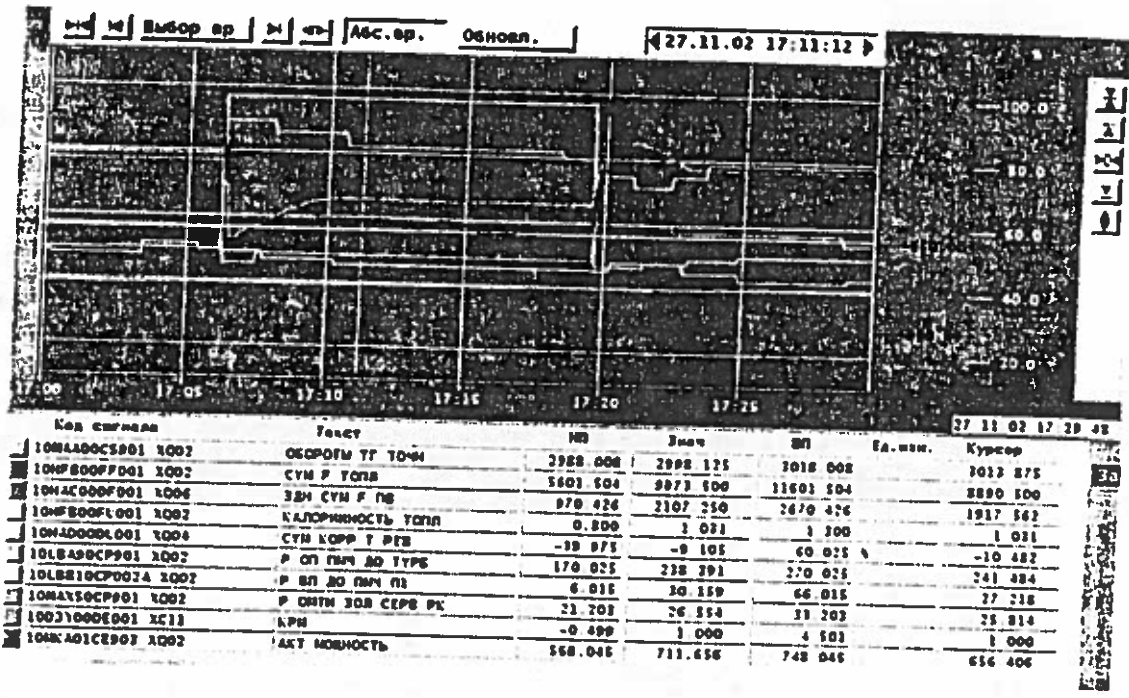


Рис. 3. Основные технологические параметры при разгрузке и нагрузке бл. №1 БГРЭС-1 800 МВт в автоматическом режиме.

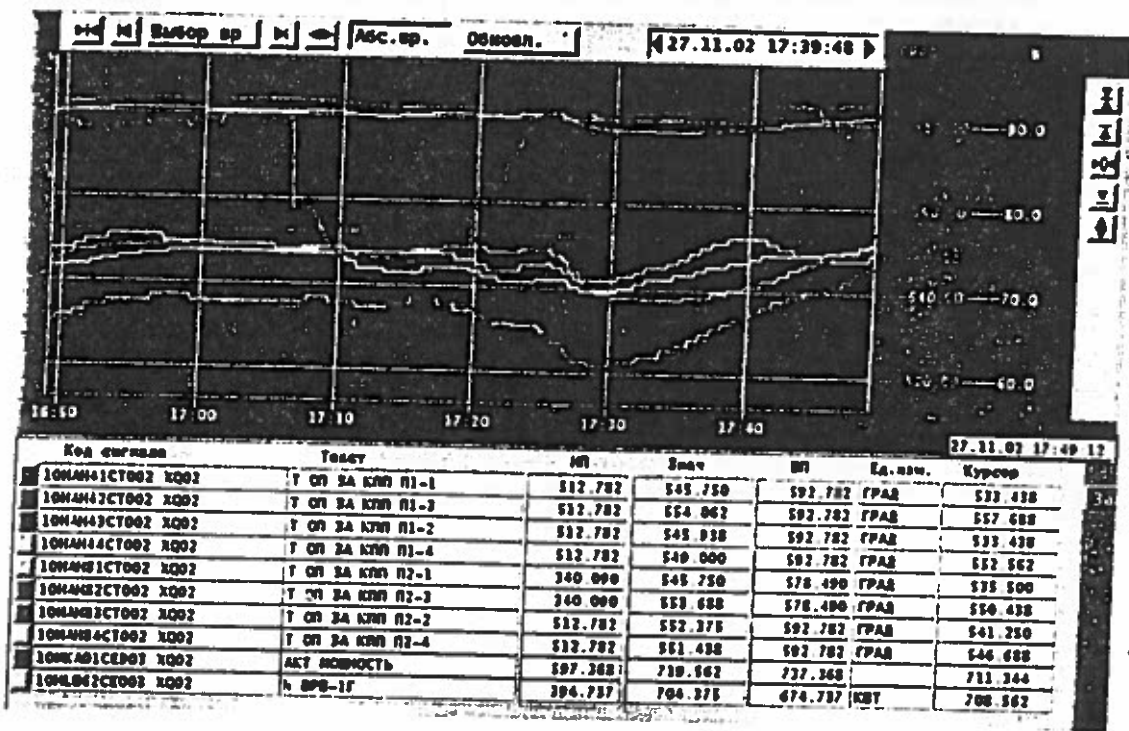


Рис. 4. Поддержание температур острого пара при разгрузке и нагрузке бл. №1 БГРЭС-1 800 МВт в автоматическом режиме.

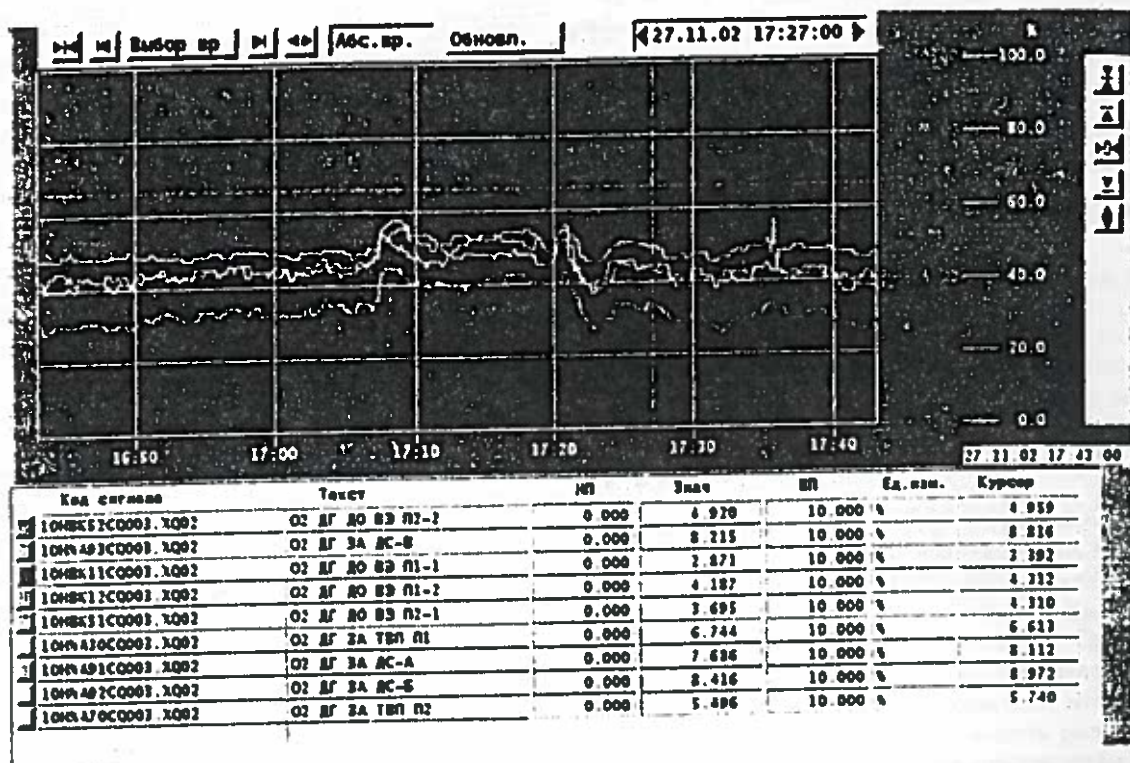


Рис. 5. Поддержание содержания  $O_2$  при разгрузке и нагрузке бл. №1 БГРЭС-1 800 МВт в автоматическом режиме.

Разработка и внедрение модернизированной АСУТП энергоблока №2 было произведено в еще более сжатые сроки. В настоящее время оба блока в работе и несут полную нагрузку. В работе все запроектированные регуляторы.

Персонал станции не только успешно эксплуатирует систему, но и продолжает работу по совершенствованию алгоритмов регулирования и логического управления, а также созданию новых алгоритмов, необходимость в которых возникает при модернизации или замене основного технологического оборудования.