

## РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМЫ АРЧМ ЭНЕРГОБЛОКА 800 МВТ №1 БЕРЕЗОВСКОЙ ГРЭС-1.

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

Серьезное внимание, уделяемое РАО ЕЭС России обеспечению эффективного участия ТЭС в регулировании частоты, выдвигает на первый план современную постановку задачи реализации систем АРЧМ энергоблоков и определение требуемого уровня их аппаратурного воплощения. С учетом существующего качества работы внутриблочной автоматики необходимо четко понимать, что внедрением только некоторой блочной надстройки, обеспечивающей прием сигналов, характеризующих состояние энергосистемы, и их преобразование для воздействия на турбину и котел, задачу решить на требуемом уровне невозможно. Необходима серьезная реконструкция всего комплекса основных режимных регуляторов энергоблока, включающая в себя как реализацию общеплочного уровня управления: устройства формирования заданной нагрузки блока во всем диапазоне режимов работы энергосистемы, котельного и турбинного регуляторов мощности, - так и существенное усовершенствование структурных решений по основным контурам регулирования энергоблока, в первую очередь котельного агрегата (топлива, питания, воздуха, впрысков и т.д.). Это обеспечивает практическое сохранение (или незначительное ухудшение) основных показателей качества ведения режима работы блока (по давлению, по температурам, по эффективности процесса горения и т.д.) при неизбежных, существенно более глубоких, чем сейчас, отклонениях нагрузки и позволяет автоматически учесть технологические ограничения, которые и при существующих режимах работы блоков часто имеют место и еще чаще будут возникать при энергосистемных возмущениях.

Решать перечисленный комплекс задач наиболее целесообразно на базе единого современного программно-технического комплекса (ПТК), обеспечивающего не только возможность реализации требуемого объема функциональных задач, но и позволяющего предоставить единые средства операторского интерфейса для контроля, а в некоторых случаях, и вмешательства оператора в процесс отработки энергосистемных воздействий, и удобную (и опять-таки единую) инженерную систему для обеспечения эффективной наладки и эксплуатации внедряемой системы. Существует два пути практического осуществления рассматриваемой задачи. Первый - это реализация задач привлечения блока к регулированию энергосистемных параметров в составе полномасштабной АСУТП энергоблока, если такая уже существует или внедряется на данном объекте. Вторая - реализация автономной системы, обеспечивающей решение всего комплекса перечисленных задач.

Рассматриваемая в данном докладе система АРЧМ пылеугольного энергоблока 800 Мвт №1 Березовской ГРЭС-1 относится к первому варианту решения поставленной задачи. На данном энергоблоке в 2001 году была осуществлена модернизация существовавших с момента пуска блока в эксплуатацию в 1987 году средств контроля и управления с установкой полномасштабной АСУТП разработки ЗАО «Интеравтоматика» на базе аппаратуры ТПТС51-ОМ650. В 2002 году с использованием этой же аппаратуры была осуществлена замена электрической части системы регулирования турбины ЭЧСР-М и вновь введенные средства начали функционировать как составная часть единой АСУТП энергоблока.

Принципиально распределение функций осталось 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. 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 общеплочных 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. В качестве внешних сигналов, определяющих нагрузку энергоблока, использованы:

- датчики плановой (пл) составляющей нагрузки - конечного значения (Nпл) и скорости изменения задания ( $dN_{пл}/dt$ );
- сигнал заданного значения неплановой (нпл) составляющей нагрузки, поступающей от энергосистемных устройств или общестанционного уровня (данный канал пока не задействован);

частота сети  $f$ .

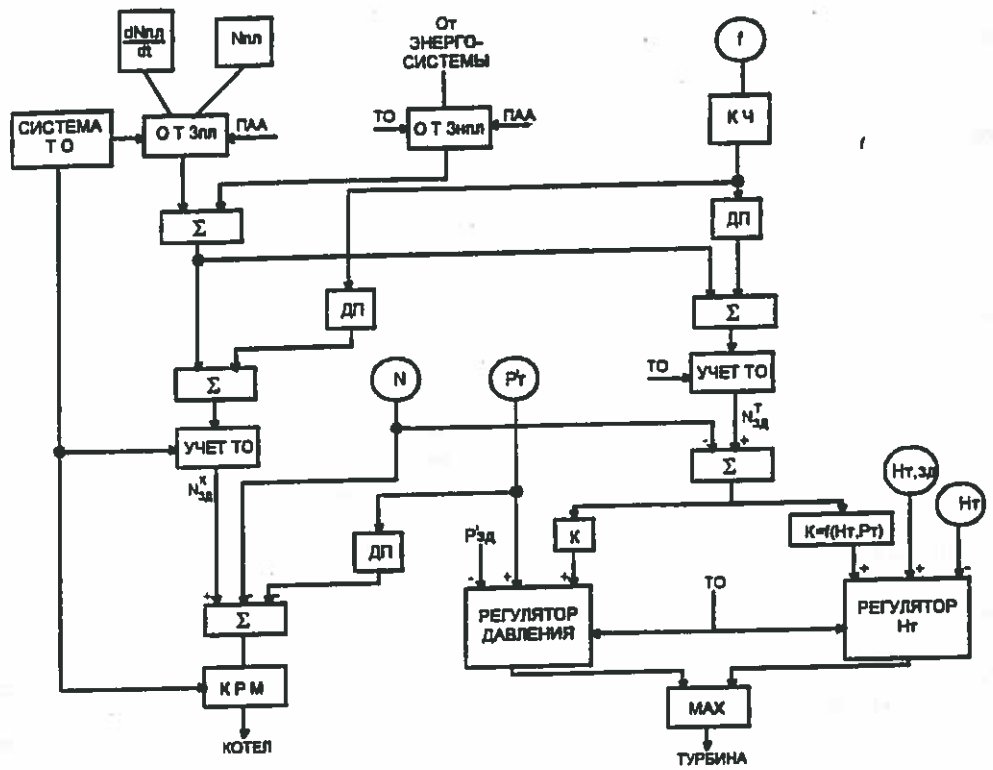


Рис.1 Система АРЧМ энергоблока

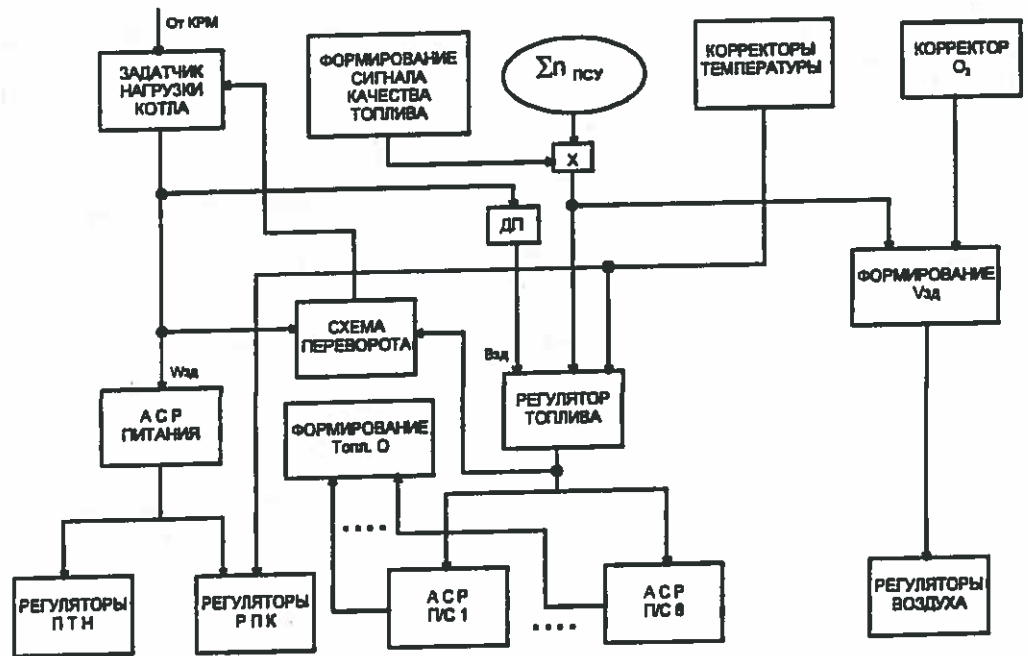


Рис.2 Основные регуляторы котла

Каналы действия энергосистемной противаварийной автоматики и других воздействий, требующих экстренной разгрузки энергоблока и поступающих на вход быстрого контура регулирования, нормального регулирования от блочных алгоритмов ПАА, в частности от канала ограничения мощности в схему задания по плановой и неплановой составляющим мощности преобразуются в алгоритмах ограничителей темпа задания (ОТЗ), а сигнал по частоте - в корректоре частоты, зона нечувствительности которого должна соответствовать нормативным требованиям. 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  $N_{д-Н}$  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 входит как установленные оператором и/или при наладке предельные максимальные и минимальные значения нагрузки котла и турбины, так и автоматически формируемые в процессе управления блоком вследствие выхода из строя или изменения характеристик работы узлов оборудования. Это отклонения 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, входят следующие величины:

Имеющая в целом принципиальное значение для решения проблемы участка энергоблока в управлении частоты задача обеспечения высокого качества работы комплекса взаимосвязанных регуляторов котла, является особо сложной для пилеугольных котлов с прямым вдуванием пыли, к которым относятся и котлы П-67 энергоблоков Березовской ГРЭС-1. В процессе реконструкции АСУПП энергоблока структурные схемы всего комплекса регуляторов котла были существенно усовершенствованы, что позволило обеспечить не только их практически 100%-ую степень использования, но и существенно улучшить качество поддержания основных технологических параметров котла. На рис. 2 представлена укрупненная структура только части этого комплекса, непосредственно отвечающей за отработку задания КРМ. 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 выростков;

- учет ТО не только по топливу, но и по питательной воде (с учетом режимов работы ПТН), воздуху, разрежению;

- обеспечение постоянной работоспособности схемы коррекции О<sub>2</sub>.

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.

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 должна соответствовать нормативным требованиям. 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. В процессе реконструкции АСУТП энергоблока структурные схемы всего комплекса регуляторов котла были существенно усовершенствованы, что позволило обеспечить не только их практически 100%-ую степень использования, но и существенно улучшить качество поддержания основных технологических параметров котла. На рис. 2 представлена укрупненная структура только части этого комплекса, непосредственно отвечающей за отработку задания КРМ. 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 переверота», 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 ПГН), воздуху, разрежению;
- обеспечение постоянной работоспособности схемы коррекции  $O_2$ .

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 значительно ограничена возможностями котла (обычно не превышает 710 Мвт), то оказалось, что основным является режим скользящего давления. Это не только усложнило наладку системы АРЧМ, но и потребовало усовершенствования работы многих 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 общеплочным параметрам: давлению пара, температурам по тракту котла, показателям экономичности процесса горения.

На рис. 3 представлены графики изменения основных параметров и регулирующих органов нагрузки при скачкообразном изменении частоты, вызывающем разгрузку блока на  $\approx 40$  МВт. Блок работал в режиме скользящего давления. 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 немного более 3-ех минут, что также полностью удовлетворяет новым нормативным требованиям. Перефорсировка основных регулирующих органов котла (топливо, питательная вода) составила  $\approx 20\%$ . Качество поддержания технологических параметров оставалось в норме (уставки сигнализации или другие граничные условия не достигались, впрыски оставались в диапазонах регулирования).

В процессе нормальной эксплуатации блока корректор частоты включен с зоной нечувствительности  $\pm 3$  об/мин и углом наклона статической характеристики 6 МВт на 1 об/мин, что соответствует существующим в данном регионе нормативным требованиям. При этом среднее количество срабатываний корректора частоты составляет  $\approx 15$  срабатываний в сутки с относительной небольшой (1-2%) требуемой величиной отклонений по нагрузке. Ни к каким нарушениям технологического режима эти отклонения не приводили.

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 отработке 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.