

Основные решения по реализации алгоритмов регулирования частоты и мощности крупных энергоблоков с прямоточными котлами

- Тузов И. В., АО “Интерматик”, Москва
- Никольский Д. Ю., АО “Интерматик”, Москва
- Биленко В. А.¹, доктор техн. наук, АО “Интерматик”, Москва

Данная статья является завершающей в цикле публикаций, посвящённых многосвязным системам автоматического регулирования, которые обеспечивают, в том числе, важнейшую функцию автоматизации систем управления технологическими процессами (АСУТП) энергоблоков – поддержание частоты сети в соответствии с современными требованиями. Рассмотрены алгоритмические решения, разработанные специалистами АО “Интерматик” для основных систем автоматического регулирования энергоблока с крупным прямоточным котлом и для энергоблока в целом. Представлены основные методы обеспечения соответствия характеристик энергоблоков нормам участия в нормированном первичном регулировании частоты (НПРЧ) и общем первичном регулировании частоты (ОПРЧ). К их числу относятся: отказ от традиционных систем автоматического управления мощностью, известных как САУМ-1 (турбина следует за котлом) и САУМ-2 (котёл следует за турбиной) в пользу так называемой “комбинированной САУМ”; применение различных видов “форсировки”; использование в схеме САУМ предвключённого дифференциатора по давлению пара перед турбиной. Указаны типовые проблемы, с которыми специалистам АО “Интерматик” приходилось сталкиваться в процессе наладки и проведения испытаний на энергоблоках мощностью 300 и 800 МВт (на примерах пылеугольных энергоблоков Рефтинской и Берёзовской ГРЭС и газовых энергоблоков Пермской ГРЭС), а также методы решения этих проблем. Особое внимание уделено комплексному подходу к разработке и внедрению САРЧМ. Такой подход предполагает, что, помимо координированной автоматической системы регулирования (АСР) мощности и давления пара перед турбиной, АСУТП энергоблока должна включать в свой состав современные АСР питания котла водой, подачи топлива и температурного режима котла, которые совместно обеспечивают выполнение основной задачи – регулирование мощности энергоблока с коррекцией по частоте сети. Одной из важнейших составляющих успешного решения энергосистемных задач является поддержание температурного режима работы котла. Изложение материала сопровождается примерами работы АСР температурного режима в процессе испытаний на соответствие нормам участия энергоблоков в нормированном первичном регулировании частоты, впервые в российской энергосистеме успешно проведенных на пылеугольных энергоблоках 800 МВт (Берёзовской ГРЭС).

Ключевые слова: САРЧМ, ОПРЧ, НПРЧ, ПСУ, пылеугольный энергоблок, газомазутный энергоблок, технологические группы регуляторов энергоблока, форсировка, регулирование температурного режима работы энергоблока.

Рассматриваемые в данной статье алгоритмические решения для основных автоматических систем регулирования (АСР) энергоблоков с крупными прямоточными котлами обусловлены, во-первых, динамическими свойствами таких объектов автоматизации и, во-вторых, требованиями, предъявляемыми к динамике генерирующего оборудования в соответствии с нормами участия энергоблоков в нормированном первичном регулировании частоты (НПРЧ) и общем первичном регулировании частоты (ОПРЧ).

В зависимости от мощности конкретного энергоблока и типа сжигаемого топлива эти решения могут варьироваться. Как правило, для всех АСР, налаженных и сданных в эксплуатацию специали-

стами АО “Интерматик” в течение последних 15 лет, эти решения включают:

электронный регулятор скорости [1] в составе электрогидравлической системы автоматического регулирования (САР) турбины;

координированную АСР мощности энергоблока и давления пара перед турбиной на основе комбинированной системы автоматического управления мощностью (САУМ), вместо традиционных САУМ-1 (турбина следует за котлом) и САУМ-2 (котёл следует за турбиной);

динамическое преобразование (“форсировка”) заданной нагрузки котла и нагрузки турбины;

непосредственно устанавливаемое задание (так называемый “прямой канал”) по нагрузке котла и турбины, применяемое в комбинации с ко-

¹ Биленко Виктор Абрамович:
Victor.Bilenko@intermatic.energy

тельным и турбинным регуляторами мощности-давления;

пропорционально-интегрально-дифференциальную характеристику котельного регулятора мощности-давления с использованием предвключённого дифференциатора по давлению пара перед турбиной вместо обычного пропорционально-интегрального закона регулирования;

коррекцию температурного режима путём изменения соотношения расходов питательной воды и топлива в котёл с воздействием на топливо (суммарный корректирующий регулятор температуры острого пара) и питательную воду (корректирующий регулятор разности температур острого пара по потокам). Подобное распределение функций между корректорами температурного режима является типовым в первую очередь для пылеугольных прямоточных котлов. Для газомазутных котлов может применяться другое распределение, при котором нагрузка котла устанавливается пропорциональной расходу топлива, а соотношение расходов топлива и питательной воды изменяется путём изменения соотношения расхода питательной воды по потокам;

использование динамической модели температур по тракту пароперегревателя высокого давления и форсировки регуляторов впрысков в тракт пароперегревателя при изменениях расхода топлива;

непрерывную коррекцию содержания кислорода в дымовых газах;

непрерывный автоматический учёт изменения качества топлива (“калорийность топлива”);

автоматическую адаптацию параметров основных режимных АСР при изменениях нагрузки;

автоматический учёт технологических ограничений по котлу и турбине [2].

Далее рассматривается опыт использования этих решений при проектировании и практическом внедрении систем автоматического регулирования частоты и мощности на примерах крупных энергоблоков, оснащённых прямоточными котлами.

Комбинированная САУМ

В первой статье этого цикла [3] были описаны различные варианты построения САУМ энергоблоков, проведён подробный сравнительный анализ с выводами о целесообразности применения САУМ-1 и САУМ-2. Современные стандарты диктуют условия в пользу максимального быстродействия регулятора мощности и – как следствие – регулирования мощности энергоблока, в основном, регулирующими клапанами турбины. В большинстве проектов по внедрению АСУТП специалисты АО “Интерматик” выбирали комбинированную схему, близкую к САУМ-2, когда задачу регулирования мощности выполняет, прежде всего, турбина, а наличие “прямого канала”, который сразу устанавливает нужную нагрузку котлу в определённой зависимости от текущего задания на-

грузки блока, не дожидаясь изменения давления и расхода острого пара, делает систему более быстродействующей, поскольку задание расходов воды и топлива меняется вместе с изменением задания нагрузки блока, и при этом коррекция задания нагрузки котла для поддержания давления пара осуществляется котельным регулятором мощности-давления.

Комбинированная схема построения регуляторов мощности позволяет добиться более оптимальной скорости реакции основных АСР на разные типы возмущений. При этом она отличается стабильностью работы и удобством её настройки, так как все основные узлы находятся в контролируемой взаимосвязи, которую можно настраивать под определённые задачи. Для прямоточных котлов большой мощности такая структура регулирования давно стала приоритетной.

При использовании комбинированного варианта САУМ, благодаря более высокому качеству поддержания давления, снижается вероятность исчерпания диапазона регулирования энергоблока, т.е. достижения уставок срабатывания быстрого редуционно-охлаждающего устройства и предохранительных клапанов, минимального значения давления пара и т.д. Кроме того, повышение качества поддержания давления уменьшает степень взаимодействия САУМ с регуляторами температуры пара в промежуточном сечении пароводяного тракта котла, особенно в тех случаях, когда данное сечение тракта перед первым впрыском оказывается в зоне максимальной теплоёмкости.

Описанные варианты САУМ (в особенности, комбинированная САУМ) нашли широкое применение на практике и в течение длительного времени успешно эксплуатируются на нескольких десятках пылеугольных и газомазутных энергоблоков 300, 500 и 800 МВт, удовлетворяя требованиям ОНРЧ, ННРЧ и автоматического вторичного регулирования частоты и мощности (АВРЧМ) [4].

Метод “форсировки”

Под термином “форсировка” здесь понимается опережающее воздействие (например, по каналу задания), временно усиливающее реакцию системы на возмущения, с целью ускорения процесса стабилизации регулируемых параметров системы.

Использование форсировки оправдано для высокоинерционных объектов регулирования, в связи с тем, что быстрое (ступенчатое) изменение задания нагрузки энергоблока на 5% (и более) номинальной мощности $P_{ном}$ является нехарактерным возмущением для регуляторов, настраиваемых для работы большую часть времени в стабильном режиме несения нагрузки по заданию диспетчерского графика. Даже в переходных режимах нагрузки или разгрузки блока, задание, как правило, изменяется линейно со скоростью не более 10% в минуту. Аварийные разгрузки и срабатывания защит,

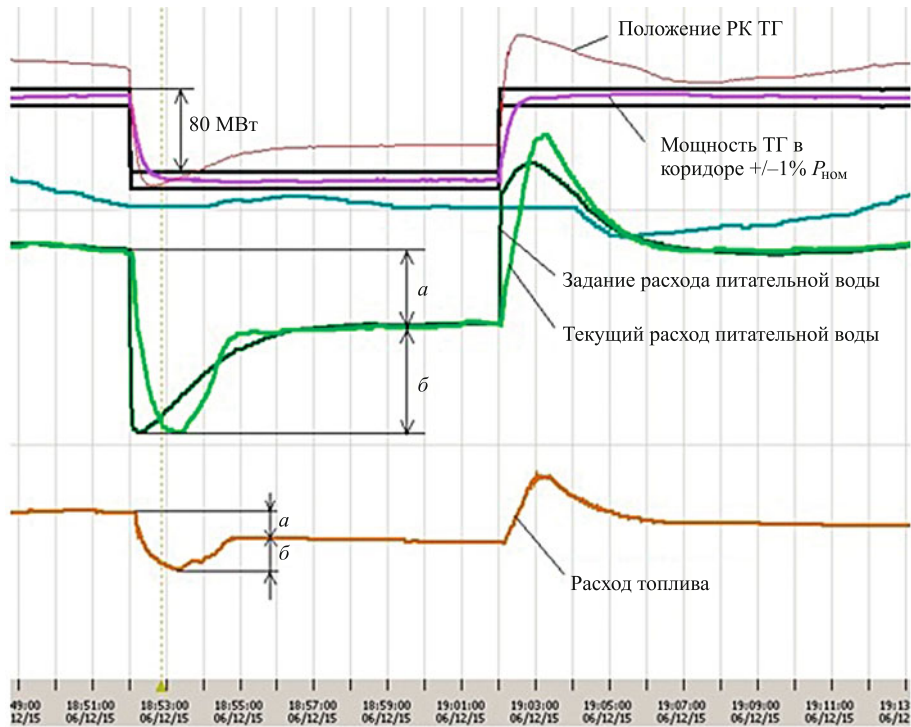


Рис. 1. Примерная оценка форсировки регуляторов тепловой нагрузки котла

при которых изменение мощности блока происходит с более высокими скоростями, в этой статье не рассматриваются, так как эти режимы работы находятся за границами нормальной эксплуатации, где для поддержания теплового режима котла и блока в сети в целом применяются другие алгоритмы, не связанные с регулированием.

Для выполнения требований ОПРЧ и НПРЧ по обеспечению быстрейшей реакции системы на подобные возмущения по частоте сети, использо-

вание форсировок совершенно необходимо [5]. Это касается как пылеугольных, так и газомазутных блоков, и прежде всего блоков большой мощности, где инерция котла значительна и время переходных процессов основных теплотехнических параметров при возмущении может достигать четырёх минут и более.

Рассмотрим подробнее несколько примеров таких возмущений на разных энергоблоках.

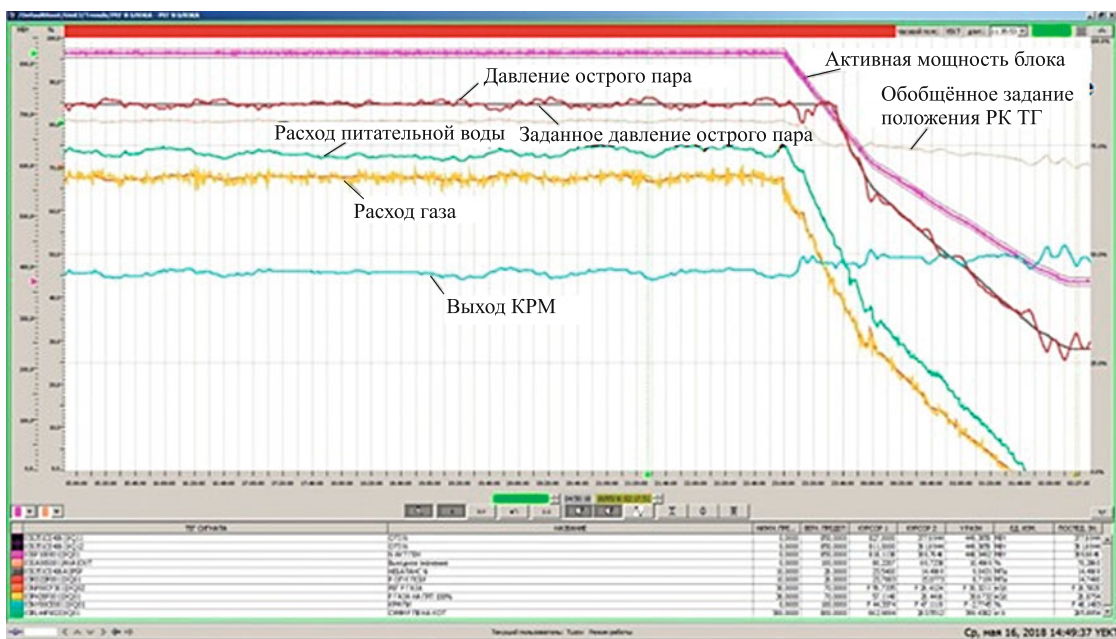


Рис. 2. Работа по диспетчерскому графику в режиме скользящего давления Пермской ГРЭС, блок ст. № 3

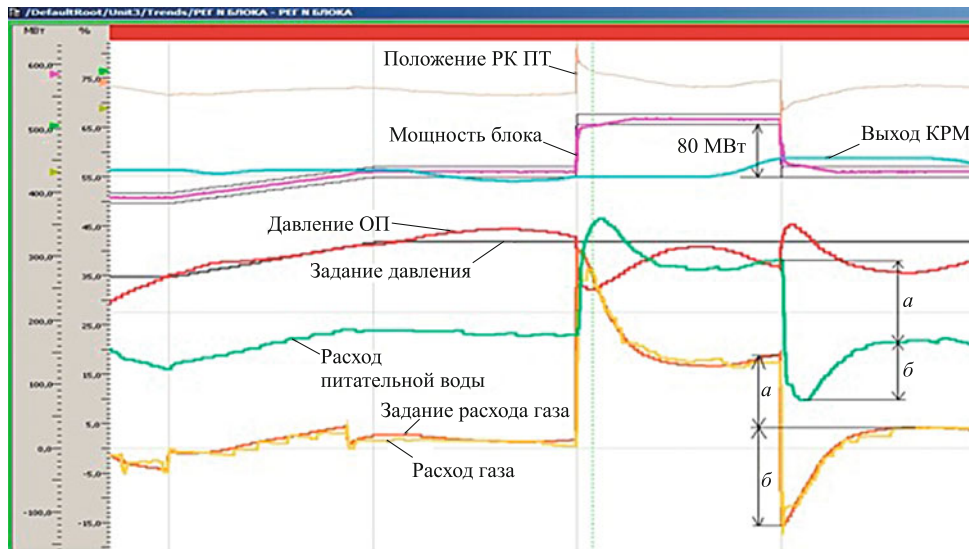


Рис. 3. Оценка форсировки питания и топлива блока ст. № 3 Пермской ГРЭС внизу регулировочного диапазона

На рис. 1 приведён пример испытаний НПРЧ энергоблока ст. № 3 Берёзовской ГРЭС. На графике видно, что при скачкообразных отклонениях частоты сети, эквивалентных 10% $P_{ном} = 80$ МВт, отклонения расхода питательной воды и топлива (диапазон $a + b$) в первый момент после стабилизации процесса (диапазон a) существенно превышают установившееся значение. Это вызвано вводом в работу форсировки.

Для настройки форсировок также необходимо учитывать все рабочие параметры котла во время переходных процессов, так как ускорение изменения задания по питательной воде и топливу влечёт за собой соответствующее ускорение реакции регуляторов первичного и вторичного воздуха, как в случае котла с прямым вдуванием пылеугольной аэрозоли, с определённой нагрузкой на направ-

ляющие аппараты дутьевых вентиляторов и дымоходов, а также реакцию регулирующих клапанов впрысков. И в случае, когда эти регуляторы не обладают достаточным быстродействием, имеют место отклонения содержания кислорода в газовоздушном тракте, а следовательно, и ухудшение процесса горения, что тоже вызывает негативные последствия для быстрой загрузки котла и последующей стабилизации давления и температур пара по пароводяному тракту.

На всех трёх энергоблоках Берёзовской ГРЭС установлен режим номинального давления острого пара 245 кгс/см² во всём регулировочном диапазоне нагрузки 475 – 800 МВт. Чем давление пара выше, тем лучше динамика регулирования у АСР котла и турбины.

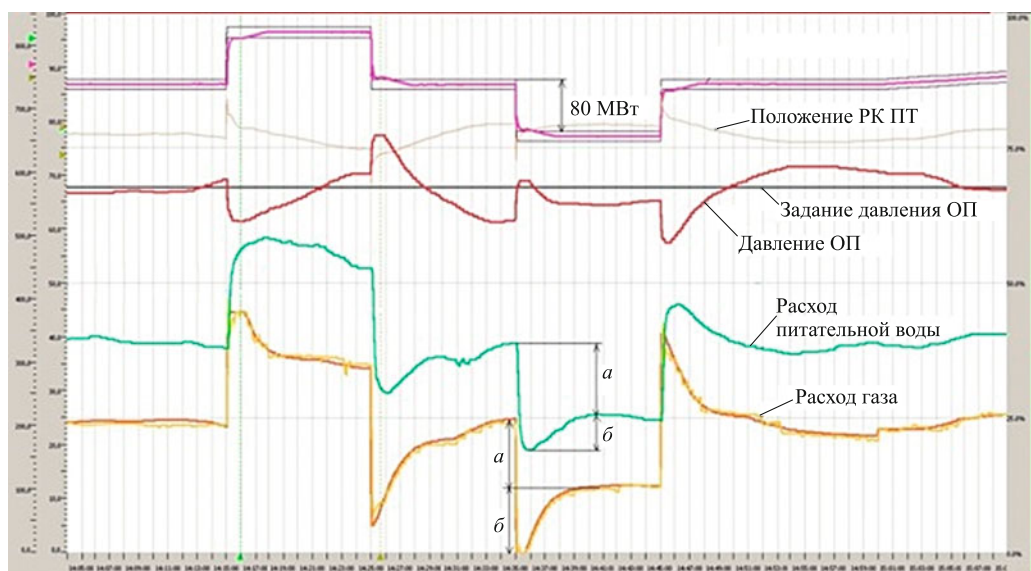


Рис. 4. Испытания НПРЧ блока ст. № 3 Пермской ГРЭС вверху регулировочного диапазона



Рис. 5. Испытания ОПРЧ блока ст. № 5 Рефтинской ГРЭС

На блоках 800 МВт Пермской ГРЭС установлен регулировочный диапазон САРЧМ 355 – 800 МВт. Для повышения эффективности энергоблока и снижения тепловых потерь установлен режим скользящего давления, при котором задание давления острого пара зависит от задания мощности блока (рис. 2). В итоге внизу регулировочного диапазона давление пара существенно снижено.

На рис. 3 показаны испытания НПРЧ блока ст. № 3 Пермской ГРЭС внизу регулировочного диапазона чуть выше 355 МВт, где в режиме скользящего давления острого пара (16 МПа для 435 МВт) динамика котла оказывается наихудшей. В этих условиях форсировка наиболее выражена, так как реакция АСР нуждается в сильном ускорении для преодоления запаздывания.

Следует отметить, что по сравнению с пылеугольным энергоблоком с прямоточным котлом, для которого ведущим параметром является расход питательной воды, на газовом блоке той же номинальной мощности оптимальная форсировка расхода АСР топлива больше форсировки АСР расхода питательной воды (диапазон b на расходе газа больше, чем на расходе воды). Это было необходимо для поддержания правильного соотношения “вода – топливо” при 10%-ных скачкообразных отклонениях заданной нагрузки блока. Подобное замедление или ускорение воды и топлива относительно друг друга выполнено в блоке динамического преобразования задания ведущего параметра, характеризующего нагрузку котла (рис. 1, 2 статьи [4]).

В верхней части регулировочного диапазона (рис. 4) область перерегулирования (b) расхода топлива тоже больше, чем расхода питательной воды, но также видно, что отношение диапазонов b/a на низкой нагрузке больше, чем на высокой, а значит и общая форсировка котла на низкой на-

грузке выше. Это связано с режимом скользящего давления блоков Пермской ГРЭС, где снижение давления острого пара ухудшает динамику котла.

На пылеугольном дубль-блоке 300 МВт Рефтинской ГРЭС тоже применялась форсировка питания и топлива, но в этом случае форсировка расхода питательной воды была больше, чем форсировка расхода топлива (рис. 5).

В целом схемы построения АСР на блоке 300 МВт аналогичны схемам энергоблока 800 МВт, но в данном случае отчётливо заметна разница в динамике котла, на дубль-блоке инерция значительно меньше.

Предвключённый дифференциатор по давлению

Как уже упоминалось ранее, для улучшения качества регулирования давления острого пара и быстрого действия в схеме котельного регулятора мощности давления (КРМД) используется ПИД-закон (пропорционально-интегрально-дифференциальный закон) регулирования с предвключённым дифференциатором рассогласования по давлению острого пара.

Введение дифференцирования отклонения небаланса давления пара делает систему более устойчивой к возникновению низкочастотных колебаний давления и, следовательно, колебаний расхода топлива, питательной воды, температур по тракту котла, компенсирует влияние на давление пара некоторых нежелательных взаимосвязей, таких как изменение положения регулирующих клапанов турбины, вследствие возмущений по каналу задания нагрузки энергоблока.

Сложности проведения испытаний НПРЧ

В этом разделе подробнее остановимся на основных трудностях, которые возникают при проведении опытов в процессе настройки системы ав-

томатического регулирования частоты и мощности (САРЧМ) на соответствие сертификационным стандартам [6].

На рис. 6 – 9 приведены графики испытаний на Берёзовской и Пермской ГРЭС, состоящие из серии опытов со скачкообразными изменениями нагрузки блока, равных $10\%P_{ном}$. Для НПРЧ эта последовательность строго определённая, с равными промежутками между скачками 10 мин. Для ОПРЧ время на стабилизацию режима строго не ограничивается.

Испытания проводятся в верхней и нижней частях регулировочного диапазона. Как правило, выбирается одна базовая нагрузка блока, с которой впоследствии совершаются скачки задания мощности $10\%P_{ном}$. Например, вверху регулировочного диапазона блока 800 МВт базовая нагрузка будет равна $800 - 80 = 720$ МВт:

- 1 опыт – 720 + 80 МВт;
- 2 опыт – 800 – 80 МВт;
- 3 опыт – 720 – 80 МВт;
- 4 опыт – 640 + 80 МВт.

Если система регулирования турбины оборудована электромеханическим преобразователем (ЭМП), то при проведении испытаний НПРЧ главной проблемой всегда является стабилизация давления острого пара, независимо от вида сжигаемого топлива. Мощность при этом может поддерживаться регулируемыми клапанами турбины практически идеально.

Испытания проводились с помощью имитации отклонения частоты сети, соответствующей 10%-ному изменению задания нагрузки блока от номинальной. В каждом опыте при заданном статизме 5% имитировалось ступенчатое отклонение частоты 250 мГц. Опыты идут непрерывно друг за

другом с выдержкой времени 10 мин между отклонениями частоты (таблица).

Одним из важнейших решений, которые позволяют успешно пройти испытания, является линеаризация характеристики турбины, подробно описанная в статье [1], что позволяет прогнозируемо и быстро справляться с возникающими трудностями в настройке основных контуров регулирования.

Испытания в диапазоне высоких нагрузок можно считать наиболее простой частью опытов, так как динамика котла, как правило, лучше, чем на низкой нагрузке.

Сравнивая трудности настройки газомазутного и пылеугольного энергоблоков, можно сделать вывод о том, что система пылеприготовления ухудшает динамику котла. В системах пылеприготовления с прямым вдуванием пыли эта инерционность проявляется в значительно большей степени, чем в системах с промежуточным бункером. В работе на газе энергоблок аналогичной мощности оказывается менее инерционным, чем пылеугольный, что облегчает настройку САРЧМ. Но в случае энергоблоков 800 МВт Пермской ГРЭС эти достоинства перекрывает ухудшение динамических характеристик энергоблоков в режиме скользящего давления.

С возникающими трудностями в процессе наладки можно справиться, настраивая каждый из контуров регулирования, начиная от самых простых и быстрых и заканчивая инерционными многосвязными, а также вводя автоподстройку параметров настройки зависимостей и форсировки регулирующих воздействий в ответ на определённые возмущения систем регулирования частоты и мощности, расхода воды, топлива, воздуха и температуры пара.

Опыт	Отклонение задания	Основные сложности	
		Высокая нагрузка	Низкая нагрузка
1	0 → +10% (–250 мГц)	Исчерпание диапазона работы регулирующих клапанов (РК) турбины вследствие полного открытия. Сильное влияние инерции котла на продолжительность переходного процесса (рис. 7)	В случае режима скользящего давления динамика котла будет существенно снижена. Исчерпание вверх диапазона работы РК турбины также возможно (рис. 9).
2	+10% → 0% (0 мГц)	Рост давления и медленное его снижение за счёт остаточной компенсации из первого опыта. Опасность срабатывания быстродействующей редуционно-охлаждающей установки (БРОУ) (рис. 7, 8)	Рост давления аналогично опытам на высокой нагрузке. При неточной линеаризации работы РК турбины могут возникать колебания мощности в первый момент опыта. При работе блока на номинальном давлении проблема наиболее выражена (рис. 8)
3	0% → –10% (+250 мГц)	Сильный рост давления пара, если за время предыдущего опыта не удалось его достаточно снизить. Опасность срабатывания БРОУ (рис. 7)	Могут возникнуть ограничения работы АСР, связанные с достижением технологического минимума в топливной системе или питании котла (рис. 9)
4	–10% → 0% (0 мГц)	Медленный подъём текущей мощности блока (рис. 7). В этом опыте в значительной степени скажется остаточное накопление отклонений баланса между нагрузкой блока, расходом топлива и питания котла, содержания кислорода в газозводушном тракте и температур пара по всему тракту котла	Быстрый, как в случае на рис. 9, подъём давления острого пара. В этом диапазоне нагрузки также сказывается накопление отклонений параметров от всех предыдущих опытов из-за ещё большей инерционности котла, чем на высокой нагрузке

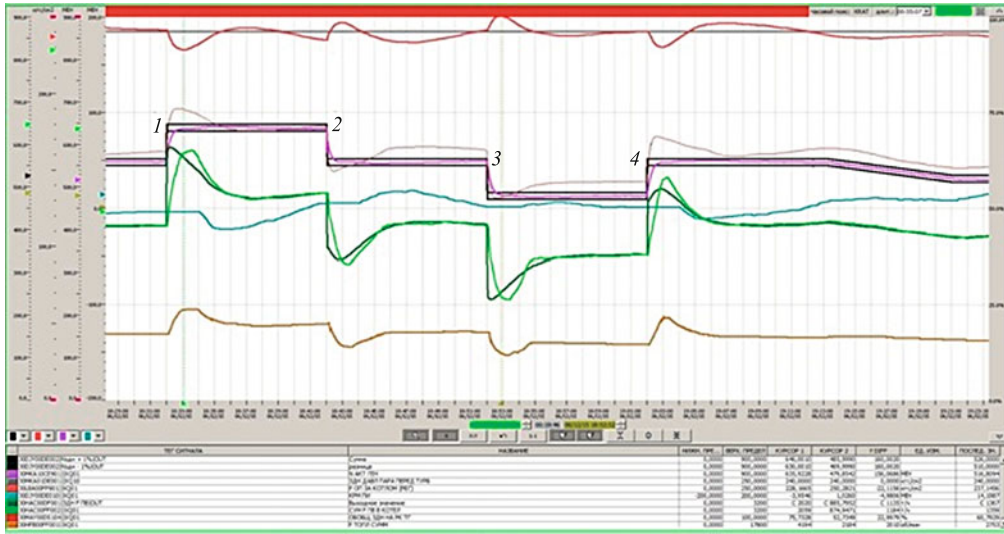


Рис. 6. Испытания НПРЧ блока ст. № 3 (низкая нагрузка) Берёзовской ГРЭС

Главное для решения такой комплексной задачи – максимальная автоматизация всех контуров регулирования и обеспечение развязки их воздействия на основные параметры блока, построение режимных зависимостей и обеспечение технологических ограничений АСР для предотвращения сильных отклонений параметров, которые могут дестабилизировать тепловые процессы и привести к срабатыванию защит или останову блока [7].

Здесь также важно отметить, что проведению успешных испытаний на энергоблоках ст. № 1 и 3 (2015 г.), а затем на энергоблоке ст. № 2 (2017 г.) Берёзовской ГРЭС, предшествовало предварительное тестирование работы алгоритмов на тренажёре энергоблока (Национальный исследовательский ядерный университет “МИФИ”, 2013 г.). В результате, ещё до начала испытаний на реальных энергоблоках удалось получить переходные процессы основных технологических параметров

объекта автоматизации путём динамического моделирования его реакции на возмущения, соответствующие требованиям к НПРЧ. Анализ полученных результатов позволил сделать однозначный вывод о принципиальной возможности участия пылеугольных энергоблоков мощностью 800 МВт в НПРЧ, а также провести предварительную настройку параметров основных АСР, обеспечивающих режим работы энергоблока.

Итогом работы специалистов коллектива АО “Интерматик” над проектами САРЧМ для Берёзовской ГРЭС стал первый в российской энергетике опыт привлечения крупных энергоблоков с пылеугольными прямоточными котлами к участию в нормированном первичном регулировании частоты.

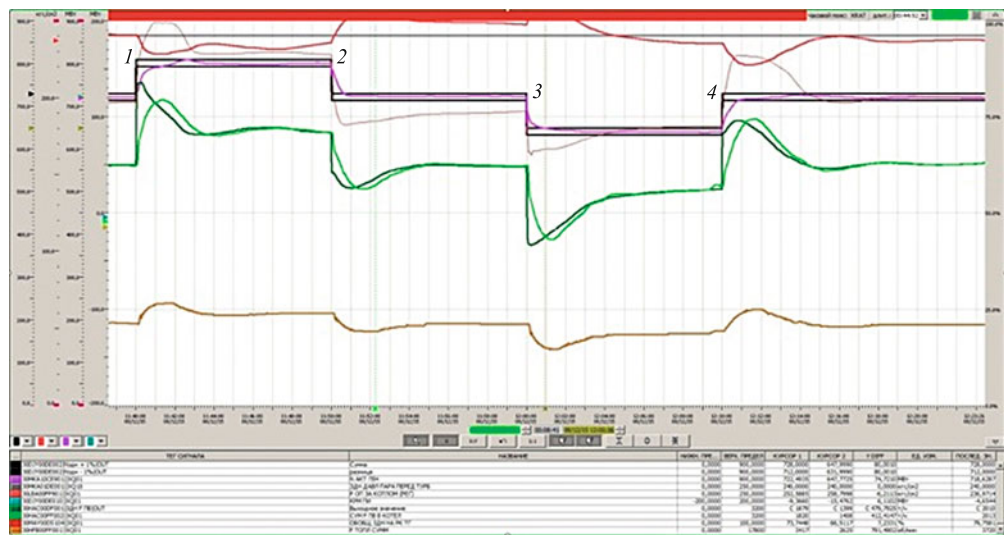


Рис. 7. Испытания НПРЧ блока ст. № 3 (высокая нагрузка) Берёзовской ГРЭС

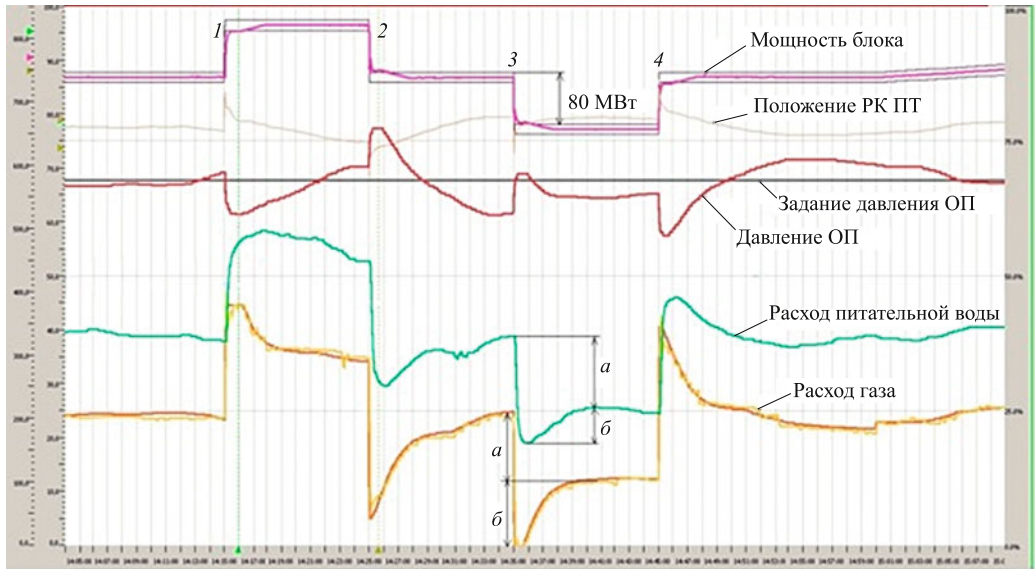


Рис. 8. Испытания НПРЧ блока ст. № 3 (скользящее давление пара, высокая нагрузка) Пермской ГРЭС

Поддержание температурного режима котла в процессе участия крупного пылеугольного энергоблока в НПРЧ (на примере энергоблоков 800 МВт Берёзовской ГРЭС)

Поддержание температурного режима по тракту пароперегревателя относится к числу основных задач, решаемых АСР энергоблоков с прямоточными котлами. При построении этих АСР важно учитывать следующие особенности объекта автоматизации:

поддержание температурного режима энергоблока с прямоточным котлом, в значительной степени, за счёт регулирования соотношения расходов топлива и питательной воды. При этом в АСР прямоточного пылеугольного котла используется схема, в которой нагрузка котла устанавливается пропорционально расходу питательной воды, а температурный режим поддерживается регулиро-

ванием расхода топлива, в отличие, например, от типовых АСР газомазутных котлов;

нестабильное качество сжигаемого пылеугольного топлива. В АСР топлива применена схема непрерывного автоматического учёта этого параметра по косвенным показателям (так называемая “расчётная калорийность топлива”). В случае значительного ухудшения качества топлива, с целью недопущения провала температур по тракту котла, предусмотрено автоматическое включение схемы “переворота с топлива на воду”, при работе которой регулятор соотношения воды и топлива временно воздействует не на изменение расхода топлива, а на изменение расхода питательной воды [2, 7];

отсутствие (как правило) непосредственного измерения расхода топлива. В частности, для котлов с прямым вдуванием пыли в качестве косвен-



Рис. 9. Испытания НПРЧ блока ст. № 3 (скользящее давление пара, низкая нагрузка) Пермской ГРЭС

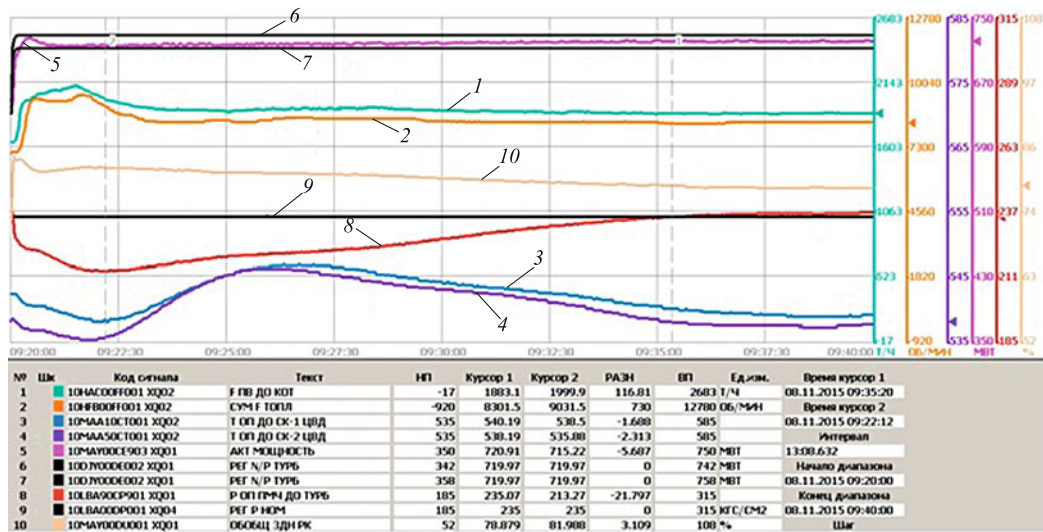


Рис. 10. Изменение основных параметров энергоблока 800 МВт при отработке аварийного возмущения +10% (+80 МВт) в процессе испытаний на соответствие оборудования энергоблока стандарту НПРЧ:

1 – расход питательной воды, т/ч; 2 – расход топлива, об/мин (суммарная скорость вращения всех ПСУ котла); 3 – температура острого пара перед турбиной (поток 1), °C; 4 – температура острого пара перед турбиной (поток 2), °C; 5 – электрическая мощность энергоблока, МВт; 6, 7 – заданный коридор допустимых значений мощности энергоблока, МВт; 8 – давление острого пара перед турбиной, кгс/см²; 9 – заданное давление острого пара перед турбиной, кгс/см²; 10 – обобщённое положение регулирующих клапанов турбины, %

ной оценки расхода топлива может быть принята скорость вращения питателей сырого угля (ПСУ), с учётом “калорийности” сжигаемого топлива;

разброс динамики во влиянии на изменение температур по тракту пароперегревателя в прямом точном пылеугольном котле со стороны расхода топлива и расхода питательной воды.

Пылеугольные котлы с прямым вдуванием пыли относятся к числу наиболее инерционных. В случае энергоблока мощностью 800 МВт, оснащённого прямоточным пылеугольным котлом с системами прямого вдувания пыли (мельницы-вентиляторы), в течение 1 – 2 мин после нанесения совместного возмущения расходами питательной воды и топлива сначала наблюдается некоторое отставание влияния расхода топлива на динамику температур по тракту котла, которое потом сменяется опережением, причём – в более сильной степени [8, 9].

С учётом этих особенностей, для устранения возможных динамических отклонений в соотношении расходов топлива и питательной воды в АСР пылеугольного котла, применяются следующие алгоритмические методы:

динамическое преобразование расхода питательной воды в заданный расход топлива в виде интегро-дифференцирующего звена с демпфированием;

коррекция температурного режима, обеспечивающая ввод клапанов впрысков по тракту пароперегревателя высокого давления в регулировочный диапазон путём изменения расхода топлива в котёл (корректор суммы) и расходов питательной

воды по сторонам котла (корректор разности). В качестве сигналов обратной связи корректоры получают, соответственно, усреднённое положение четырёх первых впрысков (корректор суммы) и разность между усреднёнными положениями четырёх первых впрысков по сторонам котла (корректор разности);

форсирующее воздействие в соответствующем направлении на регуляторы впрысков в тракт пароперегревателя высокого давления при изменении расхода топлива.

На рис. 10 – 12 приведены переходные процессы отработки пылеугольным энергоблоком 800 МВт ст. № 1 Берёзовской ГРЭС возмущения в пределах аварийного резерва при испытаниях на соответствие требованиям стандарта организации СТО 59012820.27.100.002-2013 [6, 10, 11] в целях подтверждения участия энергоблока в НПРЧ. Для примера выбрано завершающее возмущение серии из четырёх скачкообразных изменений нагрузки энергоблока

$$+10\% \rightarrow -10\% \rightarrow -10\% \rightarrow +10\%.$$

Опыт проводился в верхней части диапазона нагрузок при номинальном давлении острого пара. Выбор в качестве примера однократного ступенчатого возмущения по нагрузке (10%-ной) обусловлен тем, что именно данный вид возмущения является наиболее трудным для регулирования температурного режима на таком энергоблоке. Серия испытаний на соответствие требованиям СТО 59012820.27.100.002-2013, состоящая из четырёх последовательных изменений нагрузки энергоблока

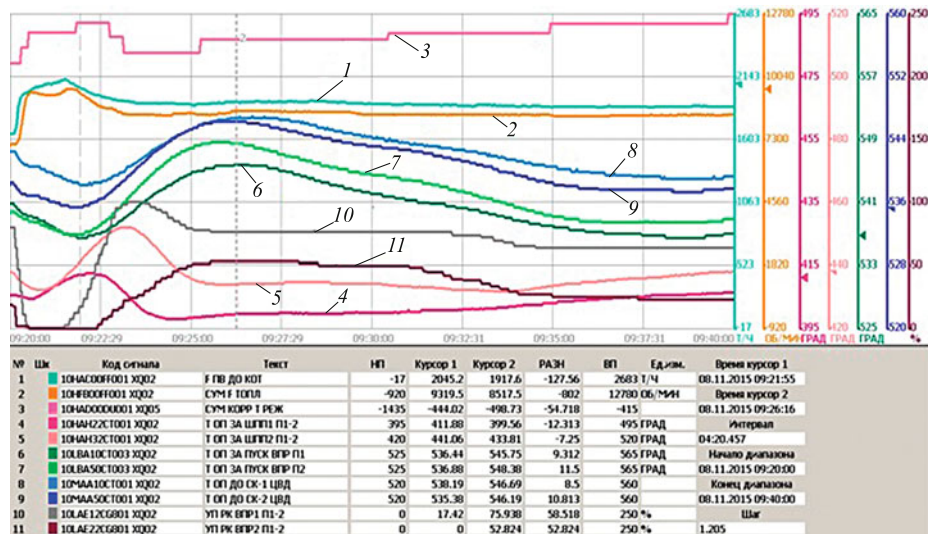


Рис. 11. Изменение температур острого пара по тракту пароперегревателя энергоблока 800 МВт при отработке аварийного возмущения +10% (+80 МВт) в процессе испытаний на соответствие оборудования энергоблока стандарту НПРЧ:

1 – расход питательной воды, т/ч; 2 – расход топлива, об/мин (суммарная скорость вращения всех ПСУ котла); 3 – выход корректирующего регулятора (суммы), воздействующего на изменение расхода топлива, об/мин (суммарная скорость вращения всех ПСУ котла); 4 – температура острого пара за ширмовым пароперегревателем (ШПП1) (поток 1 – 2), °С; 5 – температура острого пара за ШПП2 (поток 1 – 2), °С; 6 – температура острого пара за пусковым впрыском (поток 1), °С; 7 – температура острого пара за пусковым впрыском (поток 2), °С; 8 – температура острого пара перед турбиной (поток 1), °С; 9 – температура острого пара перед турбиной (поток 2), °С; 10 – положение регулирующего клапана первого впрыска (поток 1 – 2), %; 11 – положение регулирующего клапана второго впрыска (поток 1 – 2), %

ка, не является в этом отношении настолько сложной. Объясняется это тем, что, поскольку на энергоблоке мощностью 800 МВт инерционность процессов в котле достаточно велика, отклонения тем-

ператур по тракту пароперегревателя не успевают достигнуть в течение временных промежутков между соседними возмущениями по нагрузке таких от-

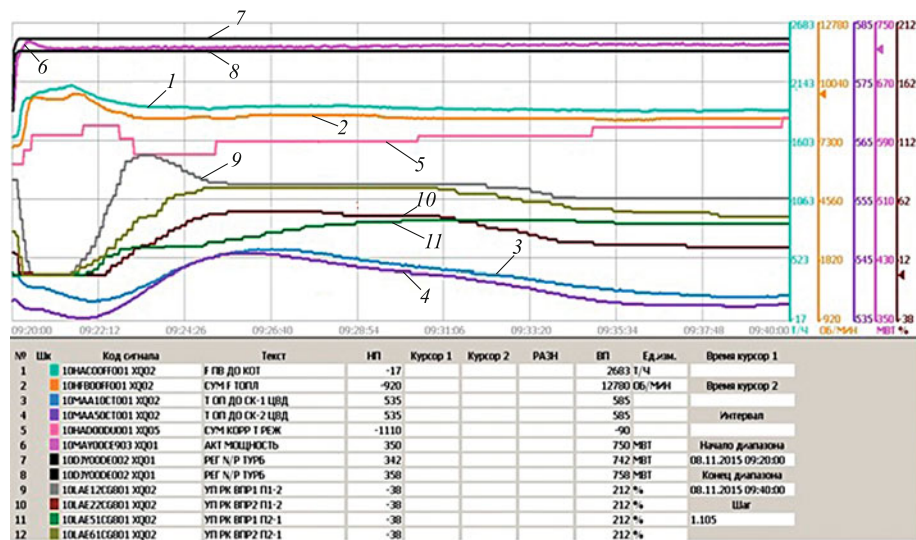


Рис. 12. Изменение положения регулирующих клапанов первых и вторых впрысков в тракт пароперегревателя энергоблока 800 МВт при отработке аварийного возмущения +10% (+80 МВт) в процессе испытаний на соответствие оборудования энергоблока стандарту НПРЧ:

1 – расход питательной воды, т/ч; 2 – расход топлива, об/мин (суммарная скорость вращения всех ПСУ котла); 3 – температура пара перед турбиной (поток 1), °С; 4 – температура пара перед турбиной (поток 2), °С; 5 – выход корректирующего регулятора (суммы), воздействующего на изменение расхода топлива, об/мин (суммарная скорость вращения всех ПСУ котла); 6 – электрическая мощность энергоблока, МВт; 7, 8 – заданный коридор допустимых значений мощности энергоблока, МВт; 9 – положение регулирующего клапана первого впрыска (поток 1 – 2), %; 10 – положение регулирующего клапана второго впрыска (поток 1 – 2), %; 11 – положение регулирующего клапана первого впрыска (поток 2 – 1), %; 12 – положение регулирующего клапана второго впрыска (поток 2 – 1), %

клонений, какие теоретически возможны при однократном ступенчатом возмущении.

На рис. 10 видно, что непосредственно после имитации понижения частоты сети происходит достаточно быстрое открытие регулирующих клапанов турбины, при котором их обобщённое положение изменяется с 73 до 84%. В результате исходная мощность энергоблока (640 МВт) увеличивается за время 15 с и менее до значения 720 ± 8 МВт. Конечное значение мощности определено стандартом НПРЧ в качестве заданного (в пределах аварийного резерва) с коридором $\pm 1\%$ номинальной мощности 800 МВт.

Вследствие резкого открытия регулирующих клапанов турбины практически сразу же начинается снижение давления пара перед турбиной. Наибольшего отклонения ($-21,8$ кгс/см²) от заданного номинального значения давления достигает примерно через 2 мин.

Поскольку турбинная и котельная АСР мощности-давления выполнены как две части единой координированной системы, выдача команды на изменение нагрузки котла производится одновременно с изменением положения регулирующих клапанов турбины.

На начальном этапе значительная инерционность котла компенсируется за счёт изменения его нагрузки с форсировкой. По окончании действия форсировки изменение расхода питательной воды определяется, в основном, работой котельного регулятора мощности-давления [11].

Процесс снижения давления пара перед турбиной останавливается примерно через 2 мин после нанесения возмущения (рис. 10), и его последующее восстановление до номинального значения занимает около 13 мин.

Расход питательной воды в котёл увеличивается до максимального значения примерно за 15 с, расход топлива – примерно за 35 с. Ранее уже упоминалось, что в течение некоторого времени (1 – 2 мин) после нанесения возмущения влияние расхода топлива на температурный режим несколько отстаёт от влияния расхода питательной воды. На рис. 11 можно видеть, как вследствие этого отставания происходит общее снижение температур по тракту пароперегревателя и в конечном итоге – снижение температур острого пара перед турбиной.

На рис. 12 проиллюстрировано действие форсировки в составе АСР температуры по тракту пароперегревателя при изменениях расхода топлива. На начальном этапе форсировка обеспечивает закрытие регулирующих клапанов первых и вторых впрысков.

По мере закрытия регулирующих клапанов впрысков температурный корректор суммы начинает увеличивать суммарное задание по расходу топлива в котёл. Совместное воздействие АСР впрысков и возрастание фактического расхода то-

плива приводит к тому, что примерно через 2 мин после начала процесса снижения температур по тракту пароперегревателя это снижение приостанавливается и сменяется их повышением. Регулирующие клапаны впрысков при этом вновь приоткрываются, возвращаясь в диапазон регулирования.

В результате дальнейшей совместной работы АСР впрысков и суммарного корректора температуры (рис. 12) начавшийся процесс общего повышения температур по тракту пароперегревателя приостанавливается примерно через 4 мин 20 с. Корректор температуры, изменяя суммарный расход топлива в котёл, предотвращает дальнейшее открытие регулирующих клапанов впрысков, обеспечивая тем самым нахождение каждого из них внутри диапазона регулирования. На рис. 11 обозначены моменты достижения температурами острого пара перед турбиной минимального и максимального значения в процессе отработки возмущения; изменение их значений по двум потокам укладывается в коридор шириной 11°C .

Выводы

1. При наладке САРЧМ ключевую роль играет не только качество работы собственно регуляторов мощности котла и турбины, но и качество поддержания давления пара перед турбиной, а также температурного режима по тракту пароперегревателя. Таким образом, проектирование и наладка САРЧМ должна рассматриваться и решаться как комплексная задача.

2. Как показывает опыт специалистов АО “Интерматик” по внедрению САРЧМ, современные алгоритмические решения, позволяющие выполнить требования НПРЧ и/или ОПРЧ, должны включать в свой состав некоторые обязательные элементы, в том числе: координированную АСР мощности-давления на основе комбинированной САУМ, динамическое преобразование (“форсировку”) заданной нагрузки котла и турбины, “прямой канал” по нагрузке котла и турбины, ПИД-закон регулирования в котельном регуляторе мощности-давления по давлению пара перед турбиной на основе предвключённого дифференциатора, непрерывную коррекцию температурного режима путём изменения соотношения расходов питательной воды и топлива в котёл, использование в АСР температуры пара высокого давления динамического моделирования температур по тракту пароперегревателя и динамического преобразования (“форсировки”) на регуляторах впрысков в тракт пароперегревателя при изменениях расхода топлива.

3. Обязательным условием успешной работы современной САУМ является, в том числе, линеаризация статической характеристики турбины.

4. Значительно упрощает наладку САРЧМ предварительное тестирование работы алгоритмов основных АСР с применением динамической модели объекта, например, на тренажёре энергоблока.

5. Благодаря использованию современных решений в САРЧМ на Берёзовской ГРЭС впервые в энергосистеме Российской Федерации было обеспечено успешное участие энергоблоков с пылеугольными прямоточными котлами в нормированном первичном регулировании частоты.

Соблюдение этических норм

У авторов отсутствуют соответствующие финансовые и нефинансовые интересы.

Авторы не заявляют о каких-либо конкурирующих интересах, имеющих отношение к содержанию данной статьи.

Все авторы подтверждают, что они не связаны с какой-либо организацией или юридическим лицом, имеющим какой-либо финансовый или нефинансовый интерес к предмету или материалам, обсуждаемым в этой рукописи.

Авторы не имеют финансовых или имущественных интересов в отношении каких-либо материалов, обсуждаемых в этой статье.

Список литературы

1. *Черномзав, И. З.* Совершенствование систем автоматического регулирования паровых турбин большой мощности [Текст] / И. З. Черномзав, К. А. Нефедов // Теплоэнергетика. – 2008. – № 10. – С. 27 – 33.
2. *Биленко, В. А.* Учет в САРЧМ энергоблоков технологических ограничений и функциональных нарушений [Текст] / В. А. Биленко, А. Д. Меламед, Э. Э. Микушевич, Д. Ю. Никольский // Теплоэнергетика. – 2009. – № 10. – С. 2 – 10.
3. *Биленко, В. А.* Сравнительный анализ динамических свойств вариантов систем автоматического регулирования частоты и мощности паросиловых энергоблоков с прямоточными котлами [Текст] / В. А. Биленко, В. В. Жигунов // Теплоэнергетика. – 2018. – № 4. – С. 5 – 20.
4. *Биленко, В. А.* Усовершенствование структурных схем АСР крупных паросиловых энергоблоков для обеспечения выполнения ими требований ОНРЧ и ННРЧ [Текст] / В. А. Биленко, И. В. Тузов, Д. Ю. Никольский // Теплоэнергетика. – 2022. – № 3. – С. 20 – 30.
5. *Биленко, В. А.* Опыт разработки и внедрения современных систем автоматического регулирования частоты и мощности крупных энергоблоков с прямоточными котлами [Текст] / В. А. Биленко, И. В. Тузов, Д. Ю. Никольский // Теплоэнергетика. – 2023. – № 11. – С. 1 – 8.
6. *Нормы участия энергоблоков тепловых электростанций в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности* [Текст]: СТО 59012820.27.100.002-2013. – М.: ОАО “Системный Оператор Единой Энергетической Системы”, 2013.
7. *Биленко, В. А.* Разработка и внедрение систем регулирования основных параметров котла в составе АСУТП энергоблока 500 МВт Рефтинской ГРЭС [Текст] / В. А. Биленко, Н. Н. Деркач, Э. Э. Микушевич, Д. Ю. Никольский // Теплоэнергетика. – 1999. – № 10. – С. 2 – 9.
8. *Белый, В. В.* Решение задачи регулирования частоты и мощности при модернизации АСУТП энергоблоков 800 МВт Березовской ГРЭС-1 [Текст] / В. В. Белый, Ю. А. Киселев, В. А. Савостьянов [и др.] // Сборник докладов к совещанию по вопросам повышения качества регулирования частоты электрического тока в ЕЭС России (16 – 17 декабря 2003 г.). – М.: СО-ЦДУ ЕЭС, 2003. – С. 33 – 38.
9. *Белый, В. В.* Модернизация АСУТП энергоблоков 800 МВт Березовской ГРЭС-1 [Текст] / В. В. Белый, Ю. А. Киселев, В. А. Савостьянов, А. С. Ладохин [и др.] // Электрические станции. – 2004. – № 1. – С. 49 – 59.
10. *Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования* [Текст]: СТО 59012820.27.100.003-2012. – М.: ОАО “Системный Оператор Единой Энергетической Системы”, 2012.
11. *Биленко, В. А.* Разработка и внедрение системы АРЧМ энергоблока 800 МВт № 1 Березовской ГРЭС-1 [Текст] / В. А. Биленко, Ю. А. Киселев, Э. Э. Микушевич [и др.] // Сборник докладов научно-технической конференции “Повышение качества регулирования частоты в ЕЭС” (17 – 18 декабря 2002 г.). – М.: СО-ЦДУ ЕЭС, 2002. – С. 128 – 131.

УВАЖАЕМЫЕ АВТОРЫ!

Редакция журнала «Электрические станции» принимает статьи только через сайт журнала: www.elst.energy-journals.ru (статьи в журнал «Энергохозяйство за рубежом» – через сайт: www.ehz.energy-journals.ru). Пожалуйста, зарегистрируйтесь как автор на сайте и передайте статью, следуя пошаговой инструкции. Если что-то не будет получаться, обращайтесь в редакцию.

Передав статью через сайт, вы будете наблюдать весь путь прохождения своей статьи – от рецензии до вёрстки! Вы сможете внести правки после редактирования, посмотреть вёрстку и сделать свои замечания, предложения и др.

Редакция