

Модернизация АСУ ТП энергоблоков 800 МВт Пермской ГРЭС

Струков А. П., Черномзав И. З., канд. техн. наук, Нефёдов К. А., Иванов А. В., Шаламов А. И., Андреев В. И., Панасенко А. И., Смирнов О. А.

- ЗАО “Интеравтоматика”
- ОАО “Пермская ГРЭС”

Выполнена поэтапная модернизация АСУ ТП энергоблоков № 1 и 2 800 МВт Пермской ГРЭС, а также модернизация САР турбин всех трёх блоков ГРЭС. В результате энергоблоки № 1 и 2 оснащены современной и полномасштабной АСУ ТП, а динамические характеристики САР турбин энергоблоков приведены в соответствие системным требованиям стандарта СО-ЦДУ ЕЭС.

Ключевые слова: АСУ ТП, энергоблок 800 МВт, турбина, система регулирования, частота.

Комплексная автоматизация мощных действующих электростанций в рамках модернизации с поэтапной её реализацией всегда была для ЗАО “Интеравтоматика” одним из важнейших направлений деятельности. Такие проекты были выполнены на пылеугольных объектах: Берёзовской ГРЭС с блоками 800 МВт, Харанорской ГРЭС с блоками 200 МВт. В настоящее время выполняются проекты АСУ ТП на блоках 300 и 500 МВт Рефтинской ГРЭС. В течение ряда лет, начиная с 2000 г., велась интенсивная работа по модернизации оборудования АСУ ТП Пермской ГРЭС. Модернизация проводилась в несколько этапов:

1. Модернизация АСУ ТП на энергоблоке № 2 (2001 – 2004 гг.);
2. Модернизации АСУ ТП на энергоблоке № 1 (2004 – 2006 гг.);
3. Модернизация системы автоматического регулирования (САР) турбины энергоблоков № 1 – 3 (2006 – 2008 гг.);
4. Сертификация энергоблоков № 1 – 3 на соответствие стандарту СО-ЦДУ ЕЭС (СТО СО-ЦДУ ЕЭС 001-2005) “Нормы участия энергоблоков ТЭС в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты” (2007 – 2008 гг.).

Конечная задача модернизации – оснащение энергоблоков № 1 и 2 современной и полномасштабной АСУ ТП, а также приведение динамических характеристик САР турбин всех трёх энергоблоков в соответствие системным требованиям и стандарту СО-ЦДУ ЕЭС.

Первый этап. Модернизация АСУ ТП энергоблока № 2 Пермской ГРЭС. Энергоблок № 2 800 МВт был введён в эксплуатацию в декабре 1987 г.

В состав данного паросилового энергоблока входят:

паровой котёл ТПП-804 с параметрами пара: паропроизводительность 2650 т/ч, давление ост-

рого (первичного) пара 25 МПа, температура ост-рого пара 540°C, температура вторичного пара 540°C;

паровая турбина К-800-240-5 пятицилиндровая (цилиндр высокого давления, цилиндр среднего давления и три цилиндра низкого давления);

конденсатор КЦС-800 однопоточный (охлаждающая вода подаётся осевыми диагональными насосами из Камского водохранилища, образованного плотиной Камской ГЭС);

генератор ТЗВ-8002УЗ с полным водяным охлаждением (без использования водорода), генераторное напряжение 24 кВ;

главный трансформатор 1000 МВ·А, низкое напряжение 24 кВ, высокое напряжение 500 кВ.

Энергоблоки работают в следующих эксплуатационных режимах:

на номинальном давлении пара перед турбиной – в диапазоне 760 – 800 МВт;

на скользящем давлении пара – в диапазоне 270 – 760 МВт.

В качестве топлива на Пермской ГРЭС используется только природный газ.

На энергоблоке № 2 до модернизации было установлено следующее оборудование АСУ ТП:

система первичных датчиков производства различных отечественных и зарубежных фирм (всего около 3 тыс. датчиков);

система вторичного преобразования информации на базе оборудования Elmatik-100 производства фирмы “VALMET” (Финляндия);

электронная часть системы регулирования частоты и мощности (ЭЧСРМ) отечественного производства;

система автоматического регулирования на базе оборудования Elmatik-100 производства фирмы “VALMET” (Финляндия);

система защит и функционально-группового управления на базе оборудования Descontik производства фирмы “BBC” (Германия);

информационно-вычислительная система на базе оборудования ND-100 производства фирм “Norsk Data” (Норвегия) и “Nokia” (Финляндия); система термоконтроля генератора типа А-701АСКР производства завода “МукачевПрибор” (Россия).

Первые 10 лет эксплуатации АСУ ТП энергоблока № 2 аппаратура автоматизации работала достаточно надёжно. Однако к концу 90-х годов прошлого века надёжность работы оборудования АСУ ТП стала снижаться. Десятилетняя непрерывная круглосуточная работа исчерпала ресурс некоторого электронного и электромеханического оборудования АСУ ТП. В наибольшей степени оказались подвержены износу периферийные устройства вычислительной техники (мониторы, принтеры, дисководы), поэтому силами специалистов электростанции была произведена их замена новыми и более современными.

Ремонт большинства электронных блоков и плат выполнялся также своими силами, несмотря на отсутствие соответствующей заводской документации. Однако ремонт некоторых сложных процессорных плат был возможен только на фирме-изготовителе с применением специального дорогостоящего сервисно-диагностического оборудования, которым Пермская ГРЭС не располагала. Кроме того, многое из поставленной аппаратуры автоматизации уже было снято с производства.

После 1996 г. на оборудовании АСУ ТП энергоблока № 2 стали наблюдаться сбои программного обеспечения, случаи ложного срабатывания защит.

В 2000 г. на Пермской ГРЭС было принято решение о модернизации АСУ ТП энергоблока № 2. Необходимость модернизации диктовалась не только старением технических средств, но и расширением круга функциональных задач при создании современных всережимных систем автоматизации, которые удовлетворяли бы системным требованиям.

В августе 2001 г. между ЗАО “Интеравтоматика” и ОАО “Пермская ГРЭС” был подписан договор на поставку оборудования, а также на выполнение комплекса работ по проектированию, монтажу, наладке и вводу в эксплуатацию АСУ ТП энергоблока № 2 на базе системы TELEPERM XP-R (ТПТС51 и ОМ650). Для минимизации затрат было решено оставить в работе оборудование, имевшееся на энергоблоке № 2, которое не выработало свой ресурс и могло работать ещё более 10 лет. К нему относилась большая часть первичных датчиков, кабели, кроссовые шкафы и некоторое другое оборудование.

Для выполнения запланированного объёма работ по монтажу и наладке нового оборудования требовалось не менее 1 года. Было найдено приемлемое решение – монтаж нового оборудования производить на имеющихся свободных площадях, при работающем энергоблоке № 2. Максимально

возможный объём работ был выполнен на работающем энергоблоке, а в относительно короткий плановый останов энергоблока произведены оставшиеся монтажные работы.

Работы по модернизации блока были осуществлены ремонтно-строительным управлением ГРЭС, монтажной группой ОАО “Люцетта”, ОАО “УралОРГРЭС”. Видеосистемы и мозаичное оборудование пультов и панелей поставлено ОАО “Оптима”.

Закрытое акционерное общество “Интеравтоматика” имеет большой практический опыт работ по проектированию, монтажу и наладке АСУ ТП тепловых энергоблоков большой мощности, в том числе и опыт модернизации АСУ ТП на старых, действующих энергообъектах, который был использован при стыковке нового оборудования со старым.

В ноябре 2002 г. первая партия оборудования, изготовленного во Всероссийском научно-исследовательском институте автоматики (ВНИИА), была поставлена на площадку Пермской ГРЭС, а в мае 2003 г. энергоблок № 2 был остановлен и начались работы по подключению оборудования системы TELEPERM XP-R. В июне на оборудование было подано электропитание и начался этап наладочных работ. В наладке системы принимали участие специалисты Пермской ГРЭС, ЗАО “Интеравтоматика”, а также специалисты ОАО “УралОРГРЭС”. В сентябре 2003 г. энергоблок № 2 был введён в опытную эксплуатацию, при этом не было ни одного случая аварий или повреждений технологического оборудования.

В период с октября 2003 г. по март 2004 г. энергоблок № 2 совместно с АСУ ТП прошёл весь комплекс испытаний по утверждённым программам. Помимо индивидуальных локальных испытаний систем регулирования, измерений, функционально-группового управления (ФГУ), были успешно проведены испытания при аварийных разгрузках энергоблока.

В настоящее время энергоблок № 2 мощностью 800 МВт находится в эксплуатации и работает с новой системой управления в соответствии с графиком диспетчерской нагрузки уже 4 года.

Специалистами Пермской ГРЭС, имеющими опыт работы на системах PROCONTROL и Hartman&Braun, отмечено, что надёжность, функциональные возможности и операторский интерфейс системы TELEPERM XP-R отвечают современным требованиям, предъявляемым к АСУ ТП тепловых энергоблоков мощностью 800 МВт.

В целом АСУ ТП на базе системы TELEPERM XP-R является надёжной системой, отвечающей требованиям, предъявляемым к АСУ ТП тепловых энергоблоков большой мощности. Подтверждением этого является то, что система TELEPERM установлена на многих российских и зарубежных

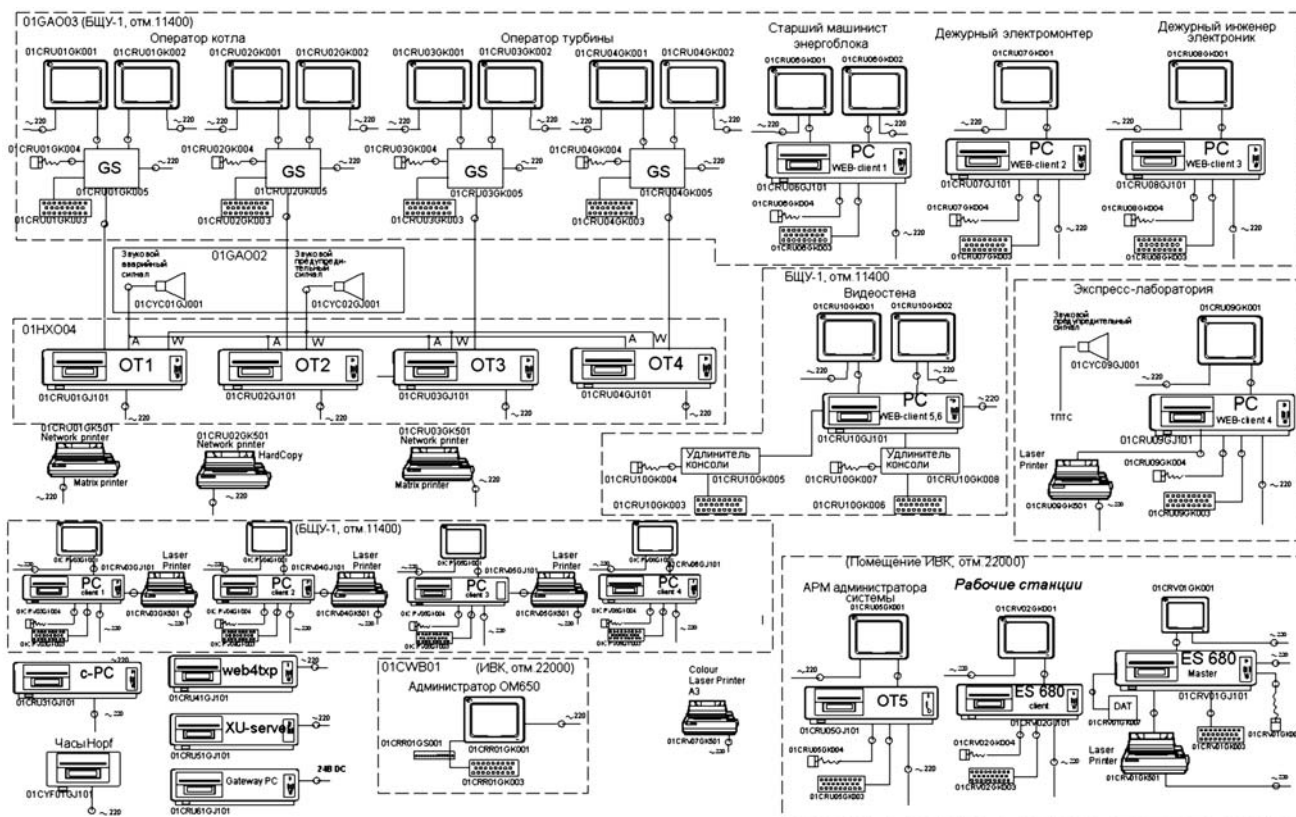


Рис. 1. Схема верхнего уровня АСУ ТП:

ОТ – операторский терминал; PC – персональный компьютер; c-PC – компьютер связи

энергообъектах и успешно работает уже в течение многих лет.

К видеограммному обеспечению – основному элементу связи оператора энергоблока с технологическим оборудованием – предъявляются особые требования. К ним относятся: полнота представления обзорной информации по блоку в целом и по каждому функциональному узлу; возможность получения как обобщенной, так и детальной информации; простота и скорость перехода к требуемой видеограмме; быстрая реакция системы на команды оператора.

Система верхнего уровня управления ОМ650 во взаимодействии с нижним уровнем обеспечила выполнение указанных требований. Это позволило операторам энергоблока вести эффективное управление во всех режимах работы энергоблока только через мониторы. Возможность вызова на видеограммы по команде оператора окон управления с фрагментами технологических схем, расширенных окон управления объектом, окон детализации, в которых отображаются разрешающие условия, команды управления, сигналы диагностики, позволяет оператору легко ориентироваться в текущей ситуации, быстро принимать решения и выполнять необходимые действия.

Система технологической сигнализации – один из важных элементов интерфейса. Существенным для компьютерного управления в условиях отсут-

ствия каких-либо табло сигнализаций на пультах является селективность и понятность сигнализации. Для обеспечения надежной работы оператора весь поток сигнализации фильтруется как по её необходимости тому или иному оператору, так и по информативности. Эти и другие меры обеспечивают адекватное восприятие предаварийных и аварийных режимов операторами блока.

Гибкая система построения архивов – краткосрочного и долгосрочного, сохраненного на магнитно-оптическом диске, – позволяет заметно увеличить объем автоматически регистрируемой и сохраняемой аналоговой и дискретной информации при всех режимах работы энергоблока. Наличие постоянной архивации сигналов даёт возможность использовать сохраняемую информацию для регистрации и анализа аварий, позволяет также анализировать переходные процессы на объекте управления. Это значительно облегчает работу наладчиков и эксплуатационного персонала всех цехов электростанции.

Второй этап. Модернизация АСУ ТП энергоблока № 1 Пермской ГРЭС. Энергоблок № 1 800 МВт был введен в эксплуатацию в июне 1986 г. Состав паросилового энергоблока 800 МВт аналогичен составу оборудования блока № 2. Исключение составляет только информационно-вычислительная система, которая выполнена на базе

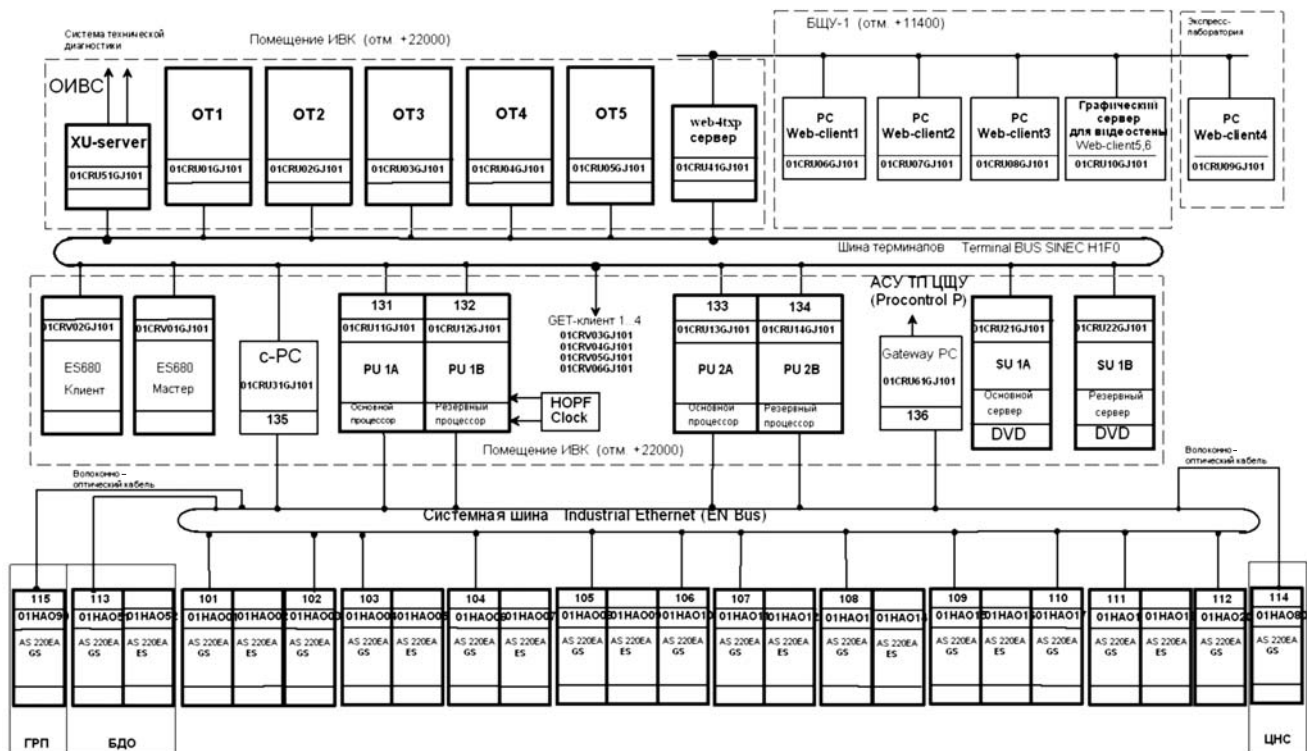


Рис. 2. Структура шин энергоблока № 1:

ОИВС – общестанционная информационно-вычислительная система; БДО – блочная деаэрационная отметка

оборудования Contronic фирмы “Н&В” (Германия).

Концепция модернизации оборудования АСУ ТП на энергоблоке № 1 аналогична концепции модернизации энергоблока № 2. Необходимость модернизации была вызвана старением и участвовавшими отказами в работе оборудования, как и для блока № 2, а также увеличением функциональных задач при создании современных всережимных систем автоматизации, удовлетворяющих системным требованиям.

Решение о необходимости модернизации АСУ ТП энергоблока № 1 Пермской ГРЭС было принято в 2004 г. Техническим заданием был определён полный объём работ как по подготовке к модернизации, так и непосредственно по замене системы АСУ ТП.

Объём работ по модернизации системы АСУ ТП энергоблока № 1 был значительно шире, по сравнению с энергоблоком № 2. Дополнительно было выполнено следующее:

- модернизация системы гарантированного питания;
- модернизация системы газовых горелок;
- модернизация систем химического контроля и газового анализа;
- модернизация системы управления компрессорной установкой;
- полная замена аналоговых, бинарных датчиков, частичная замена датчиков температуры;
- замена регулирующих клапанов впрысков;

модернизация системы автоматического регулирования турбины;

метрологическая аттестация.

В октябре 2004 г. между ЗАО “Интеравтоматика” и ОАО “Пермская ГРЭС” был подписан договор на поставку оборудования и выполнение комплекса работ по проектированию, монтажу, наладке и вводу в эксплуатацию АСУ ТП энергоблока № 1 на базе системы TELEPERM XP-R. Был определён график выполнения работ, выдачи исходных данных, границы поставок и услуг, объём оборудования, программа обучения персонала, гарантии и условия поставки. В дальнейшем еженедельно отслеживался ход выполнения всех согласованных графиков, определялись узкие места и принимались меры по их устранению.

Чёткая организация позволила ввести энергоблок в эксплуатацию 1/Х 2006 г., т.е. на месяц раньше планируемого срока.

В соответствии с договором поставлялось не только оборудование АСУ ТП, но и некоторое вспомогательное оборудование. Так, для обеспечения поддержания температуры пара были поставлены регулирующие клапаны впрыска HORA с DN80 и DN50 Z-образного типа, приводы AUMA NORM, газовые запальные горелки, электромагнитные клапаны на запальном газе и на пневмоприводах арматуры горелок (HEGWEIN), щиты местного управления горелками с мониторами пламени DURAG D-UG660, автоматами розжига запальника AAUS, автоматами питания, реле,

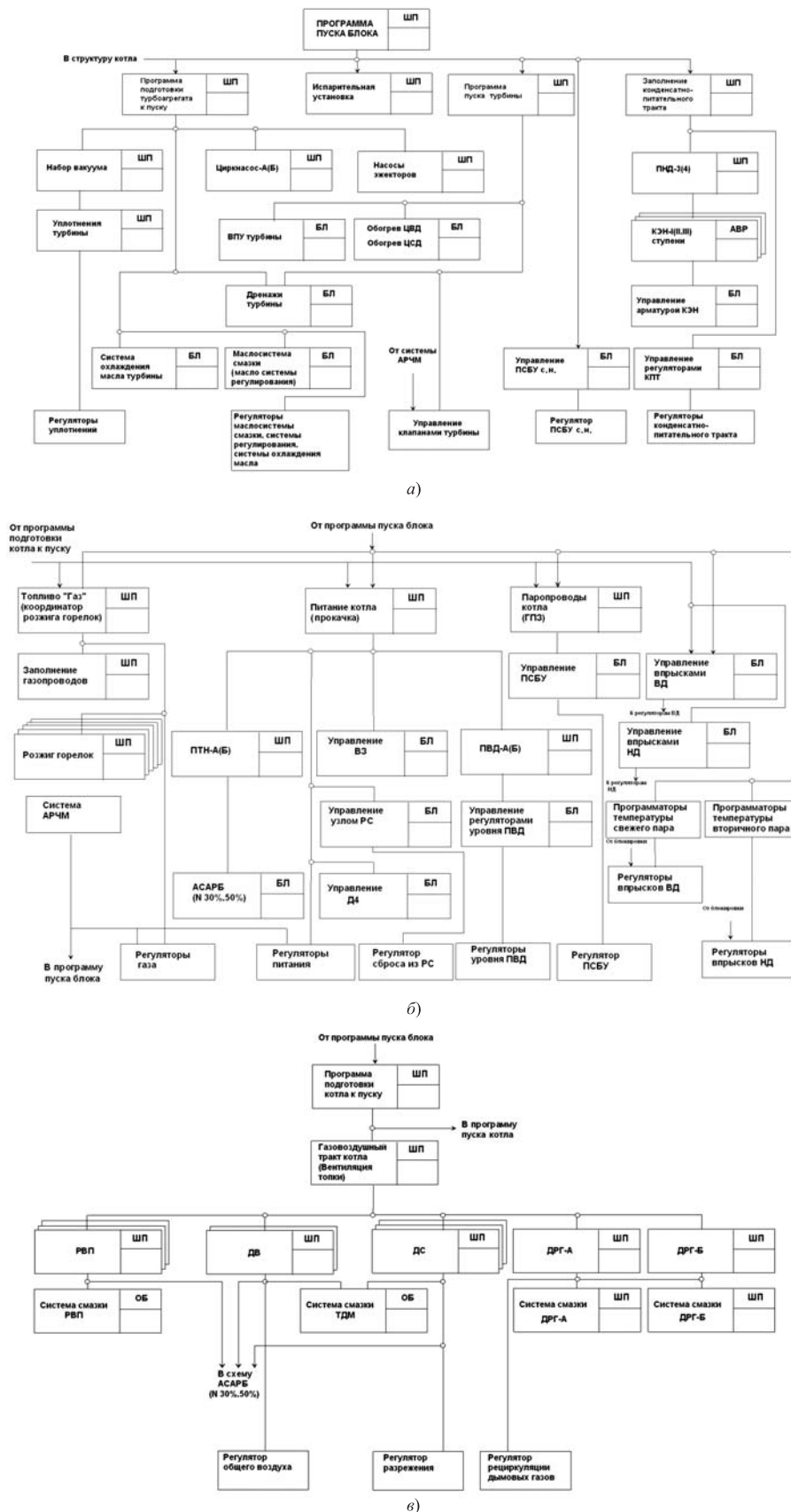


Рис. 3. Структура программ пуска блока (а), пуска котла (б) и подготовки котла к пуску (в):

ШП – шаговая программа; БЛ – блокировка; АВР – автоматическое включение резерва; ВПУ – водоподготовительная установка; РС – растопочный сепаратор; ТДМ – грядутевой механизм; РВП – регенеративный воздухоподогреватель; Д4 – клапан из встроенного в тракт ВД сепаратора; ВЗ – встроенная задвижка; ГПЗ – главная паровая задвижка; ПВД и ПНД – подогреватели высокого и низкого давления; ДС – дымосос; ДВ – дутьевой вентилятор; ДРГ – дымосос рециркулирующих газов; КИТ – конденсатно-питательный тракт

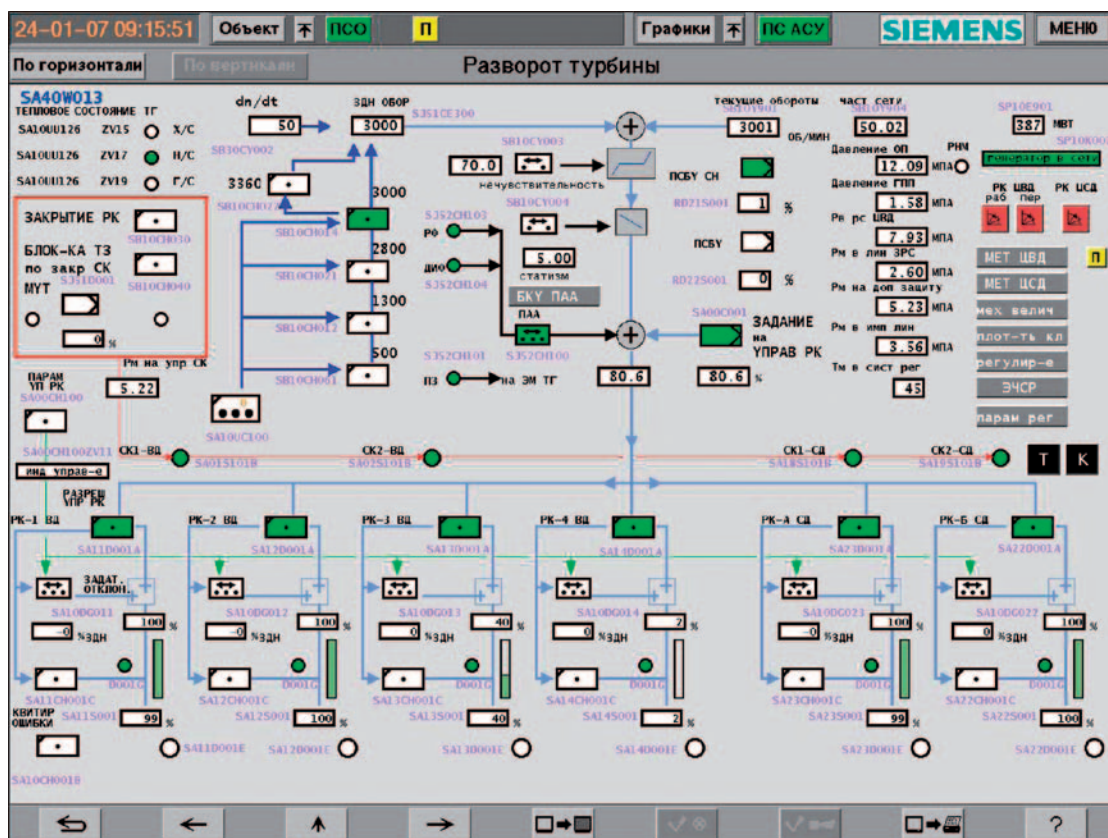


Рис. 4. Видеограмма “Разворот турбины”

клеммниками. Был обновлён парк датчиков: около 500 датчиков SIEMENS SITRANS P DS III, 200 термопар и термометров сопротивления.

Поставлена газоаналитическая система, включающая устройства измерения выбросов CO , CH_4 и NO_x в дымовых газах, метана в топке и O_2 в природном газе.

Аппаратура химического контроля включала поставку датчиков и приборов измерения удельной электропроводимости, концентрации NaOH , H_2SO_4 , NaCl , анализаторов ионов натрия, кислорода, измерителей pH и мутности.

Аппаратура электропитания АСУ ТП энергоблока состоит из 22 источников питания 220 В AC/24В DC, четырёх агрегатов бесперебойного питания 220 В AC мощностью 10 и 15 кВт.

Для блока № 1 программно-технический комплекс (ПТК) так же, как и для блока № 2, реализован на аппаратуре ТПТС51 и OM650 [1], однако системная шина CS 275 модернизирована и заменена системной шиной Ethernet, позволившей улучшить передачу информации и команд между системами автоматизации АС и системой верхнего уровня управления OM650 с отказом от шины обмена RS 485. Новая шина EN-bus с модулями EAS-EN была разработана ВНИИА с участием фирмы “Siemens” и впервые была поставлена на Пермскую ГРЭС. Результаты такой замены позво-

лили широко использовать это решение и на других энергообъектах.

Управление удалёнными объектами – центральной насосной станцией (ЦНС) и газораспределительным пунктом (ГРП) – по оптическому каналу связи предусмотрено с использованием кабеля, допускающего работу при температуре окружающей среды до -40°C .

Всего поставлено 24 шкафа ТПТС51, четыре операторских терминала OM650 и пять операторских терминалов на базе клиентских станций. Оборудование ПТК перед поставкой проходило тестирование на тестовой площадке завода-изготовителя ВНИИА.

На рис. 1 показана схема подключения OM650, ES680, с-PC и принтеров, на которой видно оснащение блочного щита управления (БЩУ), экспресс-лаборатории, помещения информационно-вычислительного комплекса (ИВК) аппаратурой управления и контроля. Мониторы оператора котла, турбины, старшего машиниста энергоблока, дежурного электромонтёра, а также видеостена обеспечивают оперативный персонал энергоблока всей полнотой информации для ведения заданных режимов работы. Рабочие станции и автоматизированное рабочее место (АРМ) администратора системы поддерживают работу операторов при функционировании ПТК.

На рис. 2 показана структура шин энергоблока № 1, которая положена в основу ПТК АСУ ТП. Система шин связывает воедино устройства и системы ПТК ТПТС51 (TELEPERM XP-R). Особенностью ПТК является иерархическая, распределённая структура независимых резервированных шин.

Система шин АСУ ТП включает:

шину терминалов на базе промышленного Ethernet, соединяющую компьютеры системы OM650, ES680 и операторские терминалы. Связь с вышестоящим уровнем АСУ ТП или другими системами ГРЭС осуществляется посредством шлюза;

системную шину на базе промышленного Ethernet в качестве межуровневой шины, соединяющей системы автоматизации с вычислительными устройствами OM650 и ES680;

шину ввода/вывода, обеспечивающую обмен информацией между модулями в пределах одной системы автоматизации.

Каждая из шин многоуровневой системы выполняет в составе ПТК свой круг задач. В случае отказа или неисправности одной из шин или её сегмента все остальные системы остаются полностью работоспособными.

Каждый функциональный модуль ТПТС51, входящий в шкаф АС, обеспечивает, согласно своему типу, выполнение определённых технологических функций. Внутри модуля возможна организация элементарной функции управления агрегатом, но для реализации функции взаимосвязанного управления группой оборудования внутри технологической зоны задействуются несколько модулей с обменом информацией по шине ввода/вывода.

Для обеспечения взаимосвязи между алгоритмами разных технологических узлов и зон предназначена системная шина. Передача данных от систем автоматизации к системе верхнего уровня OM650 осуществляется так же по системной шине. Клиент-серверная модель системы верхнего уровня организована на базе сети верхнего уровня (шина терминалов), обеспечивающей обмен информацией между видеокдрами оператора, оперативными данными, краткосрочным и долгосрочным архивом данных, а также системой проектирования. Управление передачей по шине ввода/вывода и системной шине производится модулем контроля шины ввода/вывода EAS-EN.

Уровень автоматизации энергоблоков обеспечивается наличием широкого круга автоматических регуляторов и связанных с ними пошаговых программ управления. Далее для энергоблока № 1 приведён перечень основных регуляторов:

расхода газа NR00C301/PH32C004;

питания котла RL00C001;

баланса питательной воды по потокам RL44/45C001;

суммарного расхода воздуха NJ10C001;

разрежения NR00C001;

котельный регулятор мощности и аналоговая часть автоматической системы аварийной разгрузки блока (АСАРБ), послеаварийного управления (ПАУ), корректора частоты (КЧ);

температуры острого пара RL52/55/62/65S002, впрыск II;

температуры острого пара RL51/56/61/66S002, впрыск III;

запально-защитного устройства (ЗЗУ) NK01S002;

пусковой регулятор давления острого пара (ДЗ) NA14/24S001;

степени сухости во встроенном сепараторе (Д2) NA15/25S001;

давления воды на впрыски RL47S002;

температуры острого пара (пусковые впрыски) RL57/58/67/68S002;

температуры вторичного пара (пусковые впрыски) RS30/40S002, RS30/40S004;

максимального уровня в главном конденсаторе (пусковой) RM15S001;

максимального уровня в главном конденсаторе RM17S003;

минимального уровня в главном конденсаторе UA41/42S003;

уровня в ПНД-2 RM10S007;

уровня в ПНД-3 RN30S002;

уровня в ПНД-4 RN40S001;

уровня в ПНД-6А, Б RP10(11)/12(13)S002;

уровня в ПВД-7А, Б RP20(21)S001/RP24(25)S002;

уровня в ПВД-8А, Б RP30/31S001;

давления пара к уплотнениям турбины RQ90S002;

температуры к уплотнениям турбины RM72S002;

давления пара к уплотнениям ПТН-А, Б RQ95S002;

давления пускосбросного устройства собственных нужд (ПСБУ с.н.) RD21S001;

температуры за ПСБУ с.н. RS71S002;

давления пара к уплотнениям ЦНД SG10S002;

давления пара к уплотнениям ЦВД, ЦСД SG20/21S002;

давления острого пара ПСБУ RD22S001;

температуры ПСБУ RS72S002;

температуры ПСБУ RM76S002;

температуры ПСБУ (конечный впрыск) RM61/62/63S001;

температуры пара от сбросных клапанов пром-перегрева RM78/79S002;

уровня в конденсаторе ПТН-А, Б RG80/90S001;

постоянства расходов контуров охлаждения трансформаторного масла турбины VL01/VK01S003;

охлаждения масла системы смазки и регулирования турбины VK30/34S002;

температуры охлаждающей воды контуров статора ротора VG34/35S001;

уровня в баках статора и ротора SS10/SW10S001;

уровня химически очищенной воды (ХОВ) в деаэраторах UE51S002/TK11/TK21S001;

уровня конденсата греющего пара (КГП) RU20/TK31/TK40S001;

уровня в бойлерах RN50S002/RU51S001.

На рис. 3 показана структура программ автоматического управления энергоблоком.

Метрологическая аттестация измерительного комплекса блока была проведена в период опытной эксплуатации. Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии выдан соответствующий сертификат об утверждении типа средств измерений. В настоящее время энергоблок № 1 мощностью 800 МВт находится в эксплуатации и успешно работает в соответствии с графиком диспетчерской нагрузки.

В целом АСУ ТП на базе системы TELEPERM XR-R соответствовала требованиям, предъявляемым к АСУ ТП тепловых энергоблоков большой мощности.

В объемах модернизации АСУ ТП была выделена модернизация системы автоматического регулирования турбины, которая рассматривалась параллельно с модернизацией АСУ ТП энергоблока № 1.

Третий этап. Модернизация системы автоматического регулирования турбины. Тема модернизации системы регулирования турбины впервые обозначилась в 2004 г. Основной целью модернизации САУ турбины являлось выполнение требований стандарта СО-ЦДУ ЕЭС и предоставление услуг системному оператору.

Необходимые условия модернизации:

реконструкция гидравлической части турбин;

реализация измерения частоты вращения турбин с повышенной точностью;

измерение активной мощности быстродействующими датчиками;

оснащение турбины электронным регулятором частоты с устройствами управления электромеханическими преобразователями (ЭМП);

реализация противоаварийного регулирования мощности энергоблока.

Реконструкция гидравлической части турбин выполнена по проекту ЛМЗ и связана с исключением ряда гидравлических узлов [2] и установкой датчиков частоты вращения, положения регулирующих клапанов, ЭМП для ввода управляющих сигналов от турбинного контроллера.

Для получения сигнала обратной связи о положении регулирующих клапанов на сервомоторах установлены новые датчики положения типа Solartron.

Измерение частоты вращения турбины производится датчиками BRAUN, которые устанавливаются вместе с зубчатым колесом в коробке переднего подшипника вала турбины. Комплект датчиков частоты вращения является дублированным, и его сигналы используются для формирования сигналов в электронный автомат безопасности (ЭАБ) и ПТК.

Каждая турбина оснащается двухканальным электронным автоматом безопасности, обеспечивающим точное измерение частоты вращения и формирующим управляющие сигналы на штатные электромагниты, когда частота вращения достигает уставки их срабатывания. Предусматривается возможность испытания ЭАБ без повышения частоты вращения.

Измерение активной мощности производится датчиками типа EP 40 производства фирмы "ABB". Датчики этого типа отличаются повышенным быстродействием (50 мс) и повышенной точностью (0,2%).

Электромеханические преобразователи, устанавливаемые при модернизации гидравлической части турбины, управляются специальными микропроцессорными блоками SDH. На турбине устанавливаются шесть ЭМП: четыре – для регулирующих клапанов турбины высокого давления и два – для регулирующих клапанов среднего давления. Питание ЭМП и блоков SDH напряжением 220 В АС и 24 В DC производится от резервированных надёжных источников питания.

Система управления турбиной энергоблока 800 МВт включает [2]:

регулятор частоты вращения;

турбинный регулятор мощности (ТРМ);

противоаварийную автоматику (ПАА);

регулятор разворота;

индивидуальные позиционеры для каждого сервомотора РК.

Регулятор частоты вращения формирует небаланс по частоте вращения и включает в себя задатчики зоны нечувствительности и неравномерности.

Турбинный регулятор мощности формирует задание пропорционально-интегральным регулятором (ПИ-регулятором), на который при работе в автоматическом режиме подаются небалансы регуляторов: разворота, мощности, давления, положения клапанов; в ручном режиме – команды оператора и автосинхронизатора.

Противоаварийная автоматика состоит из ряда независимых каналов [3]: импульсной разгрузки; релейной форсировки; дифференциатора; послеаварийного управления.

Обобщённый сигнал управления клапанами, который поступает на входы позиционеров регулирующих клапанов, формируется как сумма сигналов регулятора частоты вращения, турбинного регулятора мощности и каналов противоаварийной автоматики. Каждый позиционер формирует

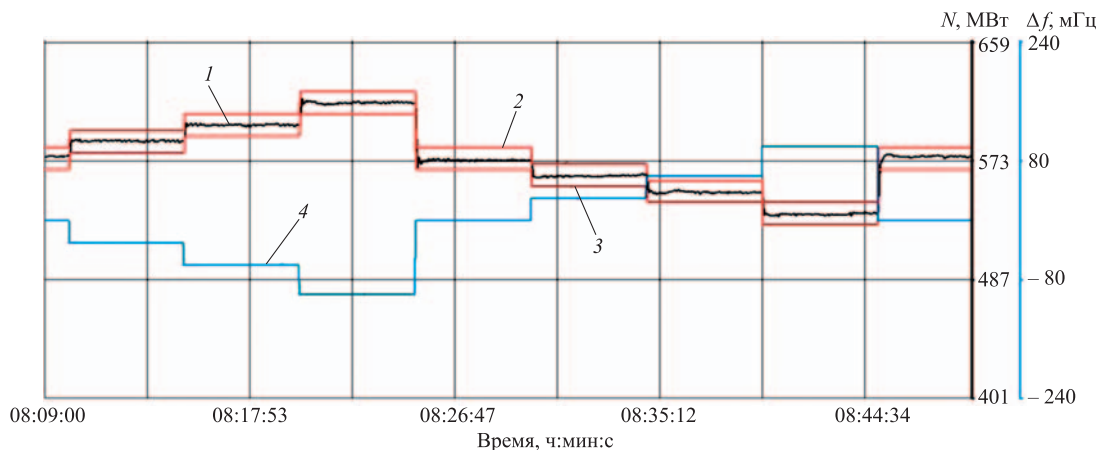


Рис. 5. Изменение мощности энергоблока № 1 при скачкообразных изменениях частоты и статизме 4%:

1 – изменение мощности, МВт; 2, 3 – соответственно верхняя и нижняя граница коридора изменения мощности; 4 – отклонение частоты, мГц

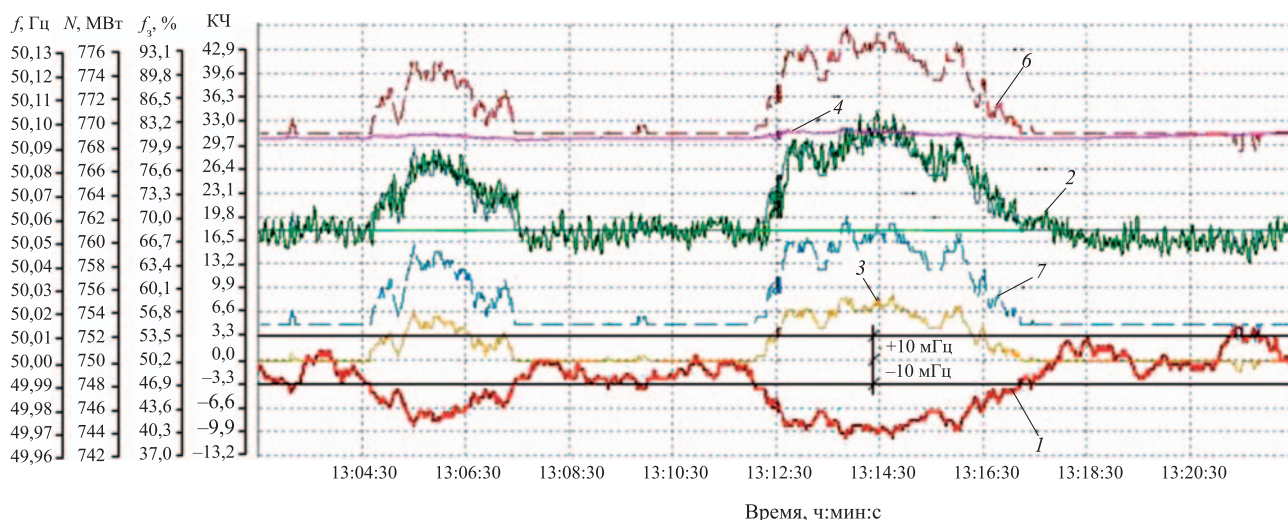


Рис. 6. Осциллограммы процесса изменения мощности энергоблока при его участии в энергосистемных испытаниях:

1 – отклонение частоты, Гц; 2 – изменение мощности, МВт; 3 – заданная мощность блока, МВт; 4 – обобщённое задание регулятора частоты, %; 5 – сигнал корректора частоты; 6, 7 – соответственно верхняя и нижняя граница коридора изменения мощности

сигнал управления электромеханическим преобразователем для перемещения РК в соответствии с требуемой характеристикой. Для каждого ЭМП выполнена система диагностики и инициализации.

Структура управления турбиной для блоков № 1 – 3 одинакова. В энергоблоке № 3 реализация турбинного регулятора мощности и противоаварийной автоматики выполнена на аппаратуре Procontrol, на которой ранее была реализована вся АСУ ТП энергоблока № 3.

Для обслуживания электрогидравлической системы регулирования предусмотрены следующие видеогаммы:

“Разворот турбины”;

“Структура регулятора частоты вращения турбины”;

“Быстрый контур ПАА”.

В качестве примера на рис. 4 показана видеогамма “Разворот турбины”, на которой представлены органы управления и информация о состоянии контура управления каждым регулирующим клапаном (РК):

положение РК в процентах;

датчики индивидуального отклонения РК;

кнопка получения разрешения управления РК;

кнопка установки нулевого положения ЭМП (SA10CH001C) и индикаторы, сигнализирующие (SA10D001G) установку нулевого положения;

индикаторы, показывающие цветом отсутствие или наличие ошибок в блоке SDH (SA10D001E);

кнопка для квитирования ошибок блока SDH (SA10CH001B).

Справа на видеогамме показано измерение мощности генератора и дискретный сигнал “генератор в сети”. Также имеется кнопка “закрыть”

РК”, которая используется для проверки плотности РК и для закрытия РК в необходимых случаях. Показан задатчик, который позволяет в дистанционном режиме изменять задание турбинному регулятору, а в автоматическом режиме – принимать и показывать задание от регулятора мощности. В режиме разворота отображаются заданные и текущие значения частоты вращения.

Предусмотрены кнопки для задания конечного значения частоты при развороте турбины (500, 1300, 3000 об/мин). Кнопка 2800 об/мин используется для достижения указанной частоты как начального значения при испытании автомата безопасности наливом масла, кнопка 3360 об/мин – как конечное значение частоты при испытаниях автомата безопасности разгоном.

После проведения приёмочных испытаний и сдачи в промышленную эксплуатацию АСУ ТП энергоблока № 1 и САР его турбины был завершён очередной этап модернизации на Пермской ГРЭС.

В планах ремонтной кампании 2007 г. была определена модернизация САР турбин энергоблоков № 3, 2. В соответствии с графиком работы по модернизации САР турбины энергоблока № 3 были закончены в июле 2007 г.

Особенностью реализации поставленной задачи на энергоблоке № 3 являлось то, что существующая система АСУ ТП реализована на системе Procontrol. Основной задачей при реализации проекта был принят принцип “не навреди”. Одно дело, когда модернизация САР турбины выполняется в рамках общей модернизации системы АСУ ТП, совсем другой подход необходим при интеграции в стройную систему АСУ ТП системы Procontrol небольшого по объёму, но очень важного элемента – системы регулирования турбины. Техническими требованиями к реализации проекта было определено, что системы управления, отображения и сигнализация САР турбины должны быть выполнены в единой системе АСУ ТП.

Совместная работа специалистов ЗАО “Интеравтоматика” и Пермской ГРЭС позволила выполнить данную работу в определённые графиком сроки. После проведения комплексных испытаний САР турбины была введена в опытную, а затем и в промышленную эксплуатацию.

Четвёртый этап. Испытания на соответствие стандарту СО-ЦДУ ЕЭС блоков № 1 – 3. Завершающим этапом модернизации САР турбин энергоблоков № 1 – 3 явилась сертификация энергоблоков на соответствие стандарту СО-ЦДУ ЕЭС.

Для выполнения данной задачи Пермской ГРЭС был заключён договор с филиалом ОАО “Инженерный центр ЕЭС” – “Фирмой ОРГРЭС” (г. Москва). Сначала на энергоблоках была проведена серия предварительных сертификационных испытаний по согласованной с “ОДУ Урала” и

“СО-ЦДУ ЕЭС” программе. Они проводились специалистами Пермской ГРЭС с участием специалистов ЗАО “Интеравтоматика”. В процессе испытаний выяснилось, что требования стандарта в полной мере не выполнялись из-за глубокого скольжения пара на низкой нагрузке (12 МПа), принятого для всех трёх энергоблоков. В соответствии с режимной картой энергоблок эксплуатируется в скользящем режиме практически во всём рабочем диапазоне нагрузок. Выход на номинальное давление пара предусмотрен на нагрузках более 700 МВт.

Для выполнения требований стандарта были проведены предварительные испытания с повышенным до 14 МПа давлением пара и перестраиваемой при возмущениях структурой регулятора мощности энергоблока. Результаты испытаний подтвердили выполнение требований стандарта. В этой связи было принято решение об изменении режимной карты со значением минимального уровня давления пара 14 МПа.

Сертификационные испытания на энергоблоке № 1 были проведены в октябре 2007 г. аккредитованной ОАО “СО-ЦДУ ЕЭС” организацией “Инженерный центр ЕЭС” – “Фирма ОРГРЭС” по рабочей программе, разработанной в соответствии с “Методикой проверки требований, предъявляемых к энергоблокам тепловых электростанций, выделяемых для участия в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты и мощности”. Сертификационные испытания на энергоблоках № 3 и 2 были проведены соответственно в феврале и апреле 2008 г.

По результатам испытаний все три энергоблока Пермской ГРЭС признаны соответствующими требованиям стандарта СО-ЦДУ ЕЭС.

На рис. 5 в качестве примера показан процесс изменения мощности энергоблока № 1 при скачкообразных изменениях частоты.

В сентябре 2008 г. были проведены энергосистемные испытания, организованные СО-ЦДУ ЕЭС. В этих испытаниях приняли участие электростанции, в том числе все три энергоблока Пермской ГРЭС. Испытания показали, что при понижении частоты с выходом из диапазона 10 МГц энергоблоки нагружались, а при восстановлении частоты нагрузка возвращалась к исходному уровню. На рис. 6 показана осциллограмма “Участие энергоблока № 1 в системных испытаниях ЕЭС России”, из которой следует, что мощность генератора не выходила за допустимый интервал значений, определяемый стандартом. Аналогичные процессы зафиксированы и для двух других энергоблоков.

Повышение частоты с выходом из диапазона 10 МГц привело к разгрузке энергоблоков до восстановления нормального значения частоты сети. Для энергоблоков 800 МВт с инерционным котлом полученные переходные процессы показали, что

при оптимальной настройке САР турбины и автоматики котла удаётся обеспечить высокую мобильность энергоблока.

Выводы

1. Модернизация АСУ ТП энергоблоков № 1 и 2 с частичной заменой полевого оборудования повысила как надёжность работы основного оборудования, так и экономические и экологические характеристики энергоблоков. Уменьшился удельный расход топлива, а концентрация оксидов азота в уходящих газах снизилась на энергоблоке № 1 на 10 мг/м^3 и в настоящее время составляет 92 мг/м^3 .

2. Создание электронной части системы регулирования турбины с использованием электромеханических преобразователей позволило:

ввести управляемую зону нечувствительности и статизм системы регулирования, а также реализовать линейность нагрузочной характеристики;

повысить быстродействие САР турбины для выполнения требований стандарта СО-ЦДУ ЕЭС по динамике изменения мощности;

реализовать современную резервированную систему противоразгонной защиты турбины с использованием специализированной аппаратуры и датчиков частоты вращения.

3. Автоматизация энергоблоков позволила получить требуемые статические и динамические

характеристики энергоблоков, выполнить требования стандарта СО-ЦДУ ЕЭС и разработать новую режимную карту работы энергоблока. Проведённые испытания в энергосистеме подтвердили высокое качество проведённых работ по автоматизации и модернизации АСУ ТП энергоблоков.

4. АСУ ТП энергоблоков № 1 и 2 и САР турбин для всех трёх блоков выполнены на единых технических средствах ТПТС51 и ОМ (TELEPERM XP-R), что способствовало организации эксплуатации и техническому обслуживанию с минимальными затратами. Типизация оборудования позволяет иметь также общий ЗИП для этой аппаратуры.

Список литературы

1. Свидерский А. Г., Херпель Х., Кишкин В. Л. Технические средства для автоматизации объектов энергетики. – Электрические станции, 2004, № 1.
2. Электрогидравлические системы автоматического регулирования паровых турбин ЛМЗ для участия в нормированном первичном регулировании частоты и мощности / Лыско В. В., Черномзав И. З., Лисянский А. С. и др. – Электрические станции, 2009, № 2.
3. Результаты испытаний противоаварийных разгрузок на энергоблоке К-800 – 240 Пермской ГРЭС / Черномзав И. З., Рогачёв Р. Л., Андреев В. И. и др. – Электрические станции, 2004, № 1.

ТЕПЛООБМЕННИКИ

- Пароводяные
- Водоводяные
- Емкостные
- Пластиначатые
- Кожухотрубные
- Вертикальные
- Горизонтальные

ВОДОПОДГОТОВКА

- Очистка
- Осветление
- Умягчение
- Деаэрация
- Атмосферная
- Вакуумная

ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

- Сепараторы продувки
- Расширители дренажа
- Подогреватели мазута
- Холодильник отбора проб
- Баки; емкости

подробная техническая информация на сайте www.sarzem.ru

www.sarzem.ru; e-mail: info@sarzem.ru;
+7(845 2) 22-01-24; 22-02-26; 22-63-84; 52-85-11; факс: 22-01-21
410008; г. Саратов, ул. Большая Садовая, 48;
ОАО "Саратовский завод энергетического машиностроения"

САРЭНЕРГОМАШ
Организация тепла

Система автоматического регулирования частоты и мощности пылеугольных энергоблоков 500 МВт Рефтинской ГРЭС

Биленко В. А., канд. техн. наук, Гальперина А. И., Микушевич Э. Э.,
Никольский Д. Ю., Жугрин А. Г., Бебенин П. А., Сырчин М. В.

- ЗАО “Интеравтоматика”
- ОАО “Рефтинская ГРЭС”

На пылеугольных энергоблоках 500 МВт № 7, 8, 9 Рефтинской ГРЭС произведена модернизация систем контроля и управления на основе информационно-регулирующих систем. Рассмотрены структурные схемы аппаратной реализации систем и укрупнённые алгоритмические схемы САРЧМ и регуляторов питания и топлива котла. Приведены результаты испытаний и нормальной эксплуатации САРЧМ.

Ключевые слова: Рефтинская ГРЭС, пылеугольный энергоблок 500 МВт, информационно-регулирующая система, автоматическая система регулирования питания и топлива САРЧМ.

На крупнейшей пылеугольной станции России – Рефтинской ГРЭС установлено 6 энергоблоков 300 МВт и 4 энергоблока 500 МВт. В 1997 г. на энергоблоке 500 МВт № 10 специалисты Рефтинской ГРЭС и “Интеравтоматики” осуществили модернизацию существующих средств контроля и управления (СКУ), внедрив полномасштабную микропроцессорную АСУ ТП на базе аппаратуры Teleperm ME – OM650 производства фирмы “Siemens”. И по настоящий день эта система является уникальной по уровню автоматизации, достигнутому на российском энергетическом оборудовании, тем более таком сложном, как крупный пылеугольный блок с прямым вдуванием пыли [1 – 3].

К сожалению, из-за известных финансовых сложностей распространить полученные результаты на остальные энергоблоки 500 МВт долгое время не удавалось. Определённый шаг в этом направлении, но в ограниченном объёме, был сделан в последние несколько лет (2006 – 2008 гг.) за счёт частичной модернизации СКУ энергоблоков 500 МВт № 7, 8, 9 путём внедрения на них так называемых информационно-регулирующих систем (ИРС).

Основными целями внедрения ИРС явились реализация системы автоматического регулирования частоты и мощности (САРЧМ) в объёме требований общего первичного регулирования частоты (ОПРЧ) и решение на современных технических средствах комплекса информационно-вычислительных задач, ранее разработанных специалистами Рефтинской ГРЭС применительно к предыдущему поколению технических средств (комплексам М60 – М6000), с учётом опыта внедрения АСУ ТП энергоблока № 10. При этом, как для регулирования частоты и мощности, так и с целью существенного улучшения качества процессов регулирования энергоблоков, модерниза-

ция включала в себя реализацию на новом функциональном уровне (не ниже ранее достигнутого на блоке № 10) всех регуляторов котельного агрегата (как для режимов рабочих нагрузок, так и пуско-остановочных, включая программаторы температуры первичного и вторичного тракта) и ряда важных регуляторов турбоустановки и конденсатно-питательного тракта.

Аппаратная структура ИРС. ИРС энергоблока 500 МВт Рефтинской ГРЭС выполнена на базе ПТК фирмы “Siemens” Simatic PCS7 PS. На нижнем, контроллерном уровне ИРС каждого энергоблока (рис. 1) предусмотрены три контроллера:

резервированный S7-417H с девятью рейками УСО ET-200M, реализующий весь объём задач автоматического регулирования, включая САРЧМ;

S7-417 с 19-ю рейками УСО ET-200M, обеспечивающий ввод и обработку информации для решения информационно-вычислительных задач;

S7-314 с одной рейкой УСО для регистрации аварийных ситуаций (РАС). Данный контроллер выполнен с повышенным быстродействием (10 мс) и спроектирован на программном языке STL, в отличие от других элементов ИРС, спроектированных на средствах CFC – специализированной графической САПР системы PCS7 PS. Обмен данными между контроллерами и рейками УСО осуществляется по шине PROFIBUS DP.

Верхний уровень ИРС включает два сервера (основной, резервированный сервер операторского интерфейса и дополнительный, архивный сервер) и четыре операторские станции (автоматизированные рабочие места – АРМ). Три из них являются АРМ машинистов энергоблока (два – оператора котла и один – оператора турбины) и один – старшего машиниста энергоблока. Различие числа операторских станций и мониторов для управления котлом и турбиной обусловлено существенно большим количеством регуляторов котла в составе

ИРС. Обмен данными между контроллерами и операторскими станциями осуществляется через сеть верхнего уровня Industrial Ethernet.

Реконструкция оперативного контура управления предусматривала замену мониторов ранее существовавшей информационной системы (ИС) и блоков ручного управления (БРУ) регулирующими органами. Серьёзно был расширен и объём ранее существовавшей в составе прежней ИС сигнализации, которая включила как расширенную технологическую сигнализацию, так и функциональную сигнализацию по работе регуляторов и нарушениям функционирования аппаратно-программных средств ИРС.

Структурная схема САРЧМ. При разработке САРЧМ пылеугольных энергоблоков 500 МВт № 7 – 9 Рефтинской ГРЭС в максимально возможной степени использовались общие подходы ЗАО “Интеравтоматика” к построению САРЧМ [4], разработанные в общем случае для энергоблоков, привлекаемых к нормированному первичному и автоматическому вторичному регулированию частоты (соответственно НПРЧ и АВРЧ).

В то же время имелся ряд ограничивающих факторов, не позволяющих в полной степени реализовать указанные решения и требующих учёта проблем, специфических для пылеугольных энергоблоков в целом и для энергоблоков 500 МВт Рефтинской ГРЭС, в частности:

- сохранение на энергоблоках Рефтинской ГРЭС в исходном виде гидравлических САР турбин, имеющих в общем случае и конкретно для турбоагрегатов 500 МВт ОАО “Турбоатом” ряд недостатков, таких как нелинейность статической характеристики, повышенная колебательность процессов в ряде интервалов нагрузочной зависимости и т.д.;

- существенно меньший диапазон регулирования (нижняя граница около 70%) и работа блока только в режиме номинального давления;

- проблемы сжигания твёрдого топлива с прямым вдуванием пыли [5], в частности для используемых на Рефтинской ГРЭС молотковых мельниц;

- наличие в канале подачи топлива достаточно сложных пылесистем, оснащённых собственными многосвязными АСР;

- возможность возникновения существенных возмущений, связанных с нарушением работы пылесистем и особенно с их отключением;

- наличие перекосов тепловыделения в зависимости от состава включённых пылесистем и различия характеристик отдельных пылесистем из-за изменения их в процессе эксплуатации.

Специфическая проблема, характерная для Рефтинской ГРЭС и для некоторых других электростанций, состоит в необходимости сжигания различных видов угля, иногда их смесей, имеющих отличающиеся характеристики по калорийности и качеству сжигания. На Рефтинской ГРЭС эти показатели меняются более чем в 2 раза, что влияет на стабильность работы пылесистем и топki в целом и вызывает различие уровня температуры по тракту котла.

У специалистов “Интеравтоматики” имелся положительный опыт внедрения и проведения первых испытаний на соответствие требованиям ОНРЧ для пылеугольных энергоблоков. Речь идёт об энергоблоках 800 МВт № 1 и 2 Берёзовской ГРЭС [6], автоматизированных на базе аппаратуры Teleperm XP-R (ТПТС51 – ОМ650) фирмы “Siemens”. В то же время данные блоки имеют ряд существенных отличий от энергоблоков 500 МВт Рефтинской ГРЭС:

- более благоприятные (линейность, стабильность, отсутствие колебательности) характеристики гидравлической САР турбоагрегатов 800 МВт ЛМЗ;

- более стабильная работа применяемых там мельниц-вентиляторов, в частности, крайне редкие случаи отключения пылесистем, а также сжигание одного и того же угля (Берёзовского месторождения) с изменением калорийности и качества сжигания в пределах 10%.

Кроме того, за прошедшее время важной задачей САРЧМ для всех энергоблоков, в том числе и пылеугольных, стало выполнение жёстких требований к точности поддержания достаточно переменного коммерческого графика изменения нагрузки.

На рис. 2 и 3 представлены укрупнённые структурные схемы САРЧМ и АСР питания и топлива котла энергоблоков 500 МВт № 7 – 9 Рефтинской ГРЭС.

Сигнал заданного значения мощности блока в соответствии с диспетчерским графиком (ДГ) $N_{зд, дг}$ формируется в ограничителе темпа задания (ОТЗ) на основании задаваемых оператором требуемого значения $N_{зд, дг}$ и скорости её изменения (рис. 2). Корректор частоты (КЧ) формирует задание $N_{зд, кч}$ по изменению мощности в соответствии с отклонением частоты. Оба сигнала $N_{зд, кч}$ и $N_{зд, дг}$ подаются в блок формирования (БФ) заданных значений мощности котла $N_{к, зд}$ и турбины $N_{т, зд}$.

В статике эти сигналы совпадают между собой, а в динамике (с учётом принципиально разных динамических характеристик реакции мощности блока на изменения нагрузки котла и турбины) должны отличаться. БФ $N_{к, зд}$ и $N_{т, зд}$ состоит из набора динамических преобразователей, которые учитывают не только разницу динамического влияния на мощность блока котла и турбины, но и различные требования, в первую очередь к котлу, при отработке ДГ и отклонений частоты в энергосистеме. На базе полученных таким образом заданных значений мощности котла и турбины, а также фиксированного заданного значения давления пара перед турбиной $P'_{т,зд}$ (блок работает в режиме номинального давления) формируются небалансы входных сигналов регулируемых параметров САРЧМ.

Организация распределения функций между котельным (КРМ) и турбинным (ТРМ) регуляторами мощности оставлена такой же, как и для газомазутных энергоблоков, привлекаемых к НПРЧ [4]. Суть её состоит в использовании гибридной структуры САРЧМ с комбинированием решений САУМ-1 (нагрузка поддерживается котлом, а дав-

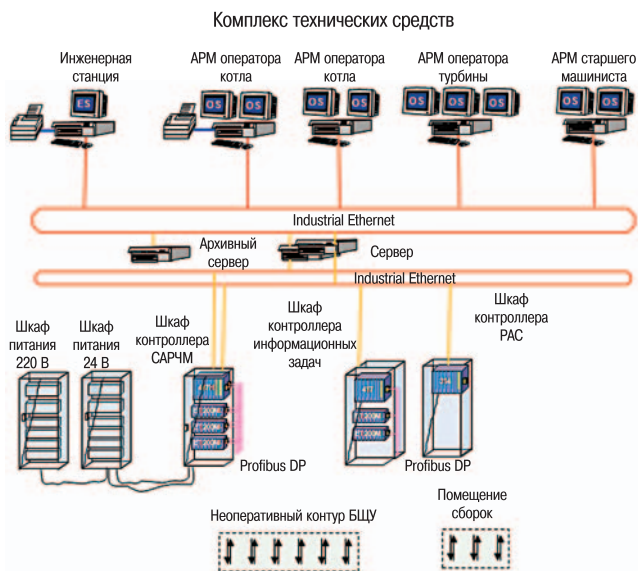


Рис. 1. Комплекс технических средств ИРС блока 500 МВт Рефтинской ГРЭС

ление пара – турбиной) и САУМ-2 (обратное распределение функций). С этой целью небалансы мощности и давления подаются в преобразователь сигналов небалансов (ПСН), причём алгоритм преобразования зависит от необходимости отработки и значения отклонения частоты, а также от наличия и характера технологических ограничений (ТО). Для улучшения динамических свойств входного сигнала КРМ в него согласно стандартным решениям добавляется скоростной сигнал по давлению пара. Выходной сигнал САРЧМ $N_{к,зд}^{экв}$, подаваемый на котёл, представляет собой сумму выхода КРМ и прямого сигнала $N_{к,зд}$.

Изложенные решения позволяют обеспечить в режимах участия энергоблока в отработке энергосистемных возмущений необходимую реакцию турбины с соответствующей перефорсировкой котла, а в режимах работы блока по диспетчерскому графику – скоординированное изменение нагрузок котла и турбины в темпе, не требующем столь значительных форсировок.

Реализация автоматического регулирования котла, как и для всех проектов ЗАО “Интеравтоматика” автоматизации пылеугольных прямоточных котлов [5], выполнена по схеме, в которой функция поддержания нагрузки котла возложена на АСП питания, а температурного режима по тракту котла – на АСП подачи топлива (так называемой схеме 1 – рис. 3). Основными преимуществами схемы 1 по сравнению с применяемой для газомазутных энергоблоков схемой с обратным распределением функций (схема 2: нагрузка котла поддерживается АСП подачи топлива, а температурный режим – АСП питания) являются возможность отработки характерных для пылеугольных блоков возмущений по тракту подачи топлива воздействием на расход топлива, а не на расход питательной воды, и лучшие динамические свойства сигналов по температурам в промежуточных сечениях тракта котла при возмущении расходом топлива

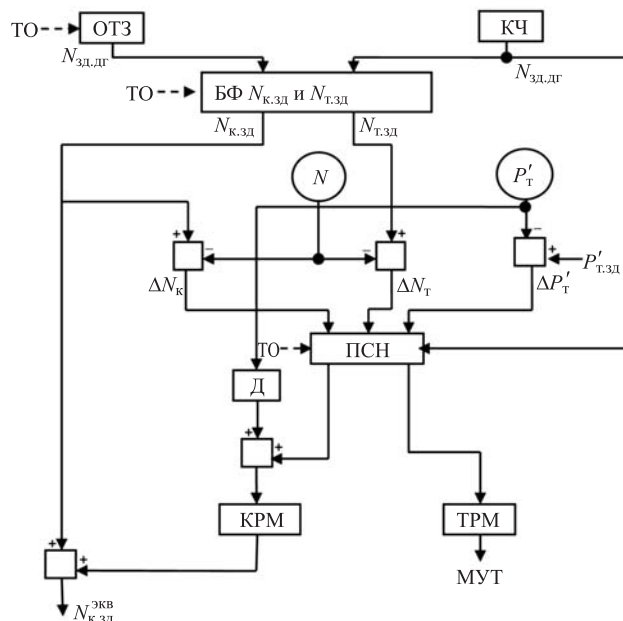


Рис. 2. Укрупнённая структурная схема САРЧМ

по сравнению с изменением расхода питательной воды.

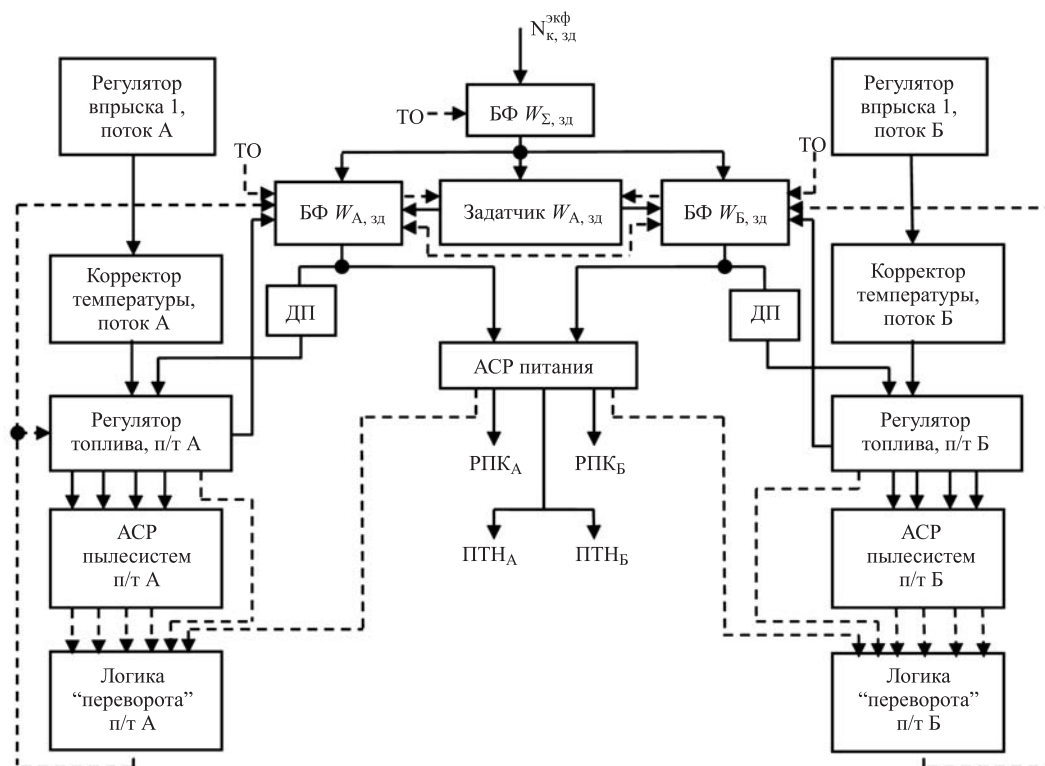
Однако для котла П-57 энергоблоков 500 МВт Рефтинской ГРЭС, как и для других котлов 500 и 800 МВт, использование последнего преимущества вызывает некоторые осложнения из-за нахождения первых впрысков в режиме рабочих нагрузок, особенно при отключённом ПВД, в зоне максимальной теплоёмкости, что делает невозможным применение сигналов по температуре среды до первого впрыска в схеме корректора температуры.

Возможность вывода из работы (закрытия) первого впрыска, что в некоторых случаях имеет место, для данного котла неприемлема из-за значительной доли расхода воды на первый впрыск по сравнению с двумя другими. Кроме того, и реализация АСП температуры самого первого впрыска имеет проблемы из-за невозможности применения стандартного решения с опережающим сигналом по температуре пара за впрыском, так как это сечение тем более находится в зоне максимальных теплоёмкостей.

Выход из данного затруднения был найден за счёт двух широко применяемых ЗАО “Интеравтоматика” решений:

использованием в качестве основного (а в данном случае и единственного) регулируемого параметра корректора температуры сигнала по положению первого впрыска (рис. 3);

реализацией САР первого впрыска по двухконтурной схеме с опережающим сигналом по температуре среды в рассечке между пакетами пароперегревателя (ЗАО “Интеравтоматика” использует подобный сигнал и в качестве дополнительного опережающего сигнала, если в схеме АСП впрыска применён сигнал по температуре пара за впрыском). В процессе наладки и испытаний выяснилось, что сигнал по температуре в рассечке пароперегревателя обладает хорошими динамически-



ми свойствами при возмущении расходом топлива; это обеспечивает и своевременное вступление в работу регулятора впрыска для компенсации данного возмущения и изменение соотношения вода – топливо корректором температуры вслед за отклонением клапана впрыска.

Сигналы заданных нагрузок полутопок $W_{A, \text{зд}}$ и $W_{B, \text{зд}}$ подаются на вход АСР питания котла и к регуляторам топлива своих полутопок. Введённые в каналы передачи сигналов регуляторам топлива динамические преобразователи (ДП) служат для учёта различия динамических свойств сигналов по температуре пара при возмущениях питанием и топливом и обеспечивают замедление изменения сигналов, подаваемых к регуляторам топлива, по сравнению с поступающими на вход АСР питания.

Регулятор топлива каждой полутопки в качестве задания получает динамически преобразованный сигнал заданной нагрузки данной полутопки и корректирующий сигнал соотношения расходов воды и топлива от корректора температуры, а в качестве обратной связи – сигнал расхода пыли в полутопку, формируемый умножением суммарной частоты вращения питателей сырого угля (ПСУ) полутопки на автоматически вычисляемый показатель “калорийности”, который характеризует качество самого топлива и процесса его сжигания и определяется по демпфированному отношению мощности энергоблока к суммарной по энергоблоку частоте вращения ПСУ.

Воздействует регулятор топлива на АСР четырёх пылесистем своей полутопки. Нагрузка каждой пылесистемы регулируется воздействием на частоту вращения питателя сырого угля, а эффективность работы мельницы, оцениваемая по её загрузке и характеризующаяся зависимостью между электрической мощностью мельницы и расходом воздуха через неё, поддерживается изменением расхода первичного воздуха.

В данном случае также используется идея “переворота” (называемого “малым переворотом”), обеспечивающего при исчерпании диапазона регу-

лирующего воздействия по расходу первичного воздуха (в качестве регулирующего органа здесь использован направляющий аппарат индивидуального вентилятора горячего дутья – ВГД) переход на поддержание оптимальной нагрузки пылесистемы воздействием на ПСУ, чем практически устраняется возможность “завала” мельницы.

При исчерпании диапазона регулирования в сторону “больше” всех включённых в работу на автоматическом управлении пылесистем данной полутопки и срабатывании регулятора топлива данной полутопки в сторону “больше” (наиболее типичная причина такой ситуации – аварийное или вынужденное отключение одной или нескольких пылесистем) выполняется “большой переворот”: переключение воздействия регулятора топлива на изменение (в начальный момент времени – уменьшение) заданного расхода питательной воды по соответствующему потоку.

С этого момента времени корректор температуры начинает поддерживать температурный режим по данному потоку воздействием на расход питательной воды, тем самым устанавливая его значение таким образом, чтобы оно соответствовало существующему на котле значению расхода топлива. При этом нагрузка котла сохраняется неизменной благодаря тому, что уменьшение расхода воды по рассматриваемому потоку компенсируется увеличением расхода воды по другому потоку. Такое поддержание задания котлу возможно до тех пор, пока не будет исчерпан диапазон регулирования расхода топлива по второй полутопке или разность расходов воды по ниткам не превысит допустимый уровень (150 т/ч).

Результаты наладки и испытаний САРЧМ.

Работа по внедрению ИРС на энергоблоках 500 МВт № 7 – 9 проводилась в несколько этапов в связи с необходимостью выполнения монтажных работ в текущие ремонты блоков, а также с разделением этапов внедрения информационной и регулирующей частей ИРС на блоке № 9.

Летом 2006 г. была внедрена САРЧМ блока № 9, осенью 2007 г. – ИРС блока № 7, весной 2008 г. – информационная часть ИРС блока № 9 и, наконец, осенью 2008 г. – ИРС блока № 8. После наладки САРЧМ блока № 9 (август 2006 г.) и ИРС блока № 7 (декабрь 2007 г.) были проведены испытания на соответствие требованиям ОПРЧ и получены соответствующие сертификаты. Проведение аналогичных испытаний на блоке № 8 намечено на февраль 2009 г.

Принципиальным моментом в опытах с анализом действия корректора частоты (КЧ) был способ имитации отклонения частоты соответствующим изменением задания по мощности. Поскольку на энергоблоках сохранялись гидравлические регуляторы скорости турбины, автоматически имитируемое отклонение частоты подавалось только на КЧ в отличие от энергоблоков с электронными регуляторами скорости [4], для которых одновременно это отклонение поступает и на вход регулятора скорости. Такой способ нанесения возмущений ухудшает динамические характеристики реакции блока по сравнению с режимами реального откло-

нения частоты, в которых начальная часть переходного процесса во многом определяется работой регулятора скорости.

В качестве примеров работы САРЧМ приведены:

результаты испытаний на блоке № 7 при имитации отклонения частоты на входе КЧ за пределы зоны нечувствительности на ± 250 МГц (соответствует изменению задания по мощности на выходе КЧ ± 50 МВт противоположной полярности), т.е. на соответствие требованиям ОПРЧ, при изменении задания по мощности блока на высокой нагрузке – от 450 до 500 МВт и от 500 до 450 МВт (рис. 4) и на низкой нагрузке – от 350 до 400 МВт и от 400 до 350 МВт (рис. 5);

изменение нагрузки блока № 9 с 350 до 500 МВт с отключением одной из пылесистем в процессе нагружения (рис. 6).

На рисунках представлены графики изменения мощности блока с принятыми на ГРЭС границами допустимого коридора её изменения ± 10 МВт ($\pm 2\%$ номинальной мощности) и основных технологических параметров и регулирующих воздействий (давления, температуры, числа оборотов ПСУ и др.).

Как видно их переходных процессов реакции блока на имитацию отклонения частоты (рис. 4, 5), их характер достаточно близок аналогичным переходным процессам [4] при испытаниях на соответствие стандарту СО-ЦДУ: близкое к экспоненциальному достаточно быстрое вхождение мощности в коридор. И хотя абсолютные значения показателей несколько уступают требованиям стандарта: длительность достижения половинного отклонения не 10, а 15 с; время попадания в коридор не 30, а 45 с; ширина коридора не 1, а 2%, – эти отличия легко объяснимы.

Важной причиной здесь является уже оговорённое ранее отсутствие в процессе испытаний действия регулятора скорости турбины. Кроме того, необходимо отметить, что при наладке САРЧМ не ставилась задача достижения показателей стандарта, как это обычно делалось для газомазутных блоков, удовлетворяющих его требованиям: более тщательный выбор параметров настройки динамических преобразователей ($B\Phi N_{к, зд}$ и $N_{т, зд}$) и алгоритмов изменения структуры (ПСН) (рис. 2). По опыту ЗАО “Интеравтоматика” такая оптимизация качества работы САРЧМ вполне реальна.

Полностью удовлетворительным является и качество поддержания температуры пара на выходе из котла. При столь серьёзных возмущениях, как скачкообразное изменение нагрузки блока на 10% (50 МВт), отклонения температуры пара не выходят из коридора 10°C .

Качественное ведение режима работы блока сохраняется в процессе изменения нагрузки по диспетчерскому графику и при внутрикотельных возмущениях, таких как отключение или включение пылесистемы. В процессе нагружения блока (рис. 5) оперативный персонал был вынужден отключить мельницу Е из-за нарушения её нормальной работоспособности. Отключение было выпол-

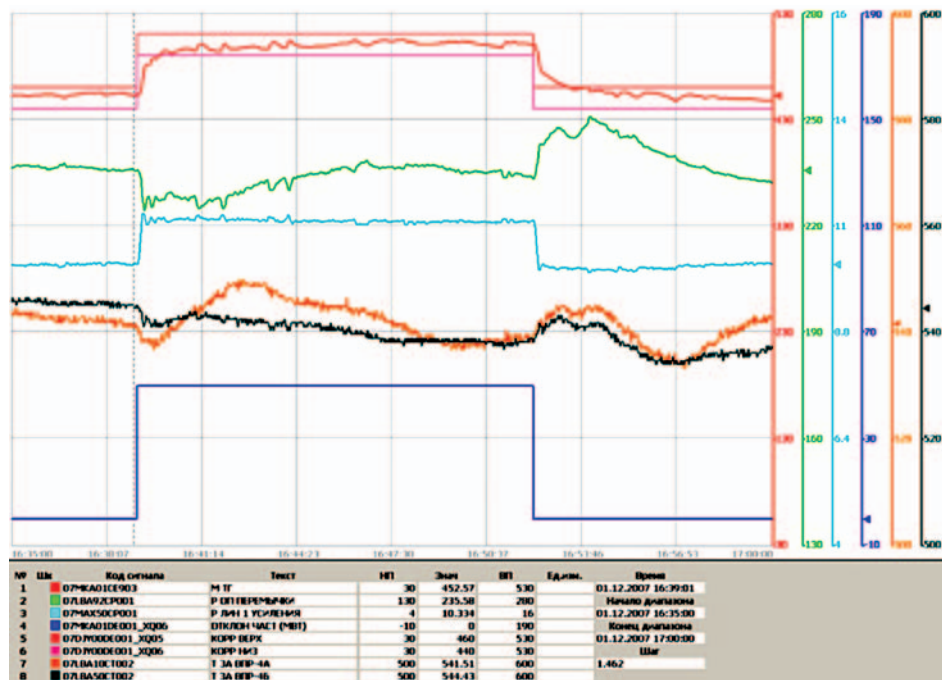


Рис. 4. Переходные процессы при проверке динамики ОПРЧ на изменения частоты вверх регулировочного диапазона

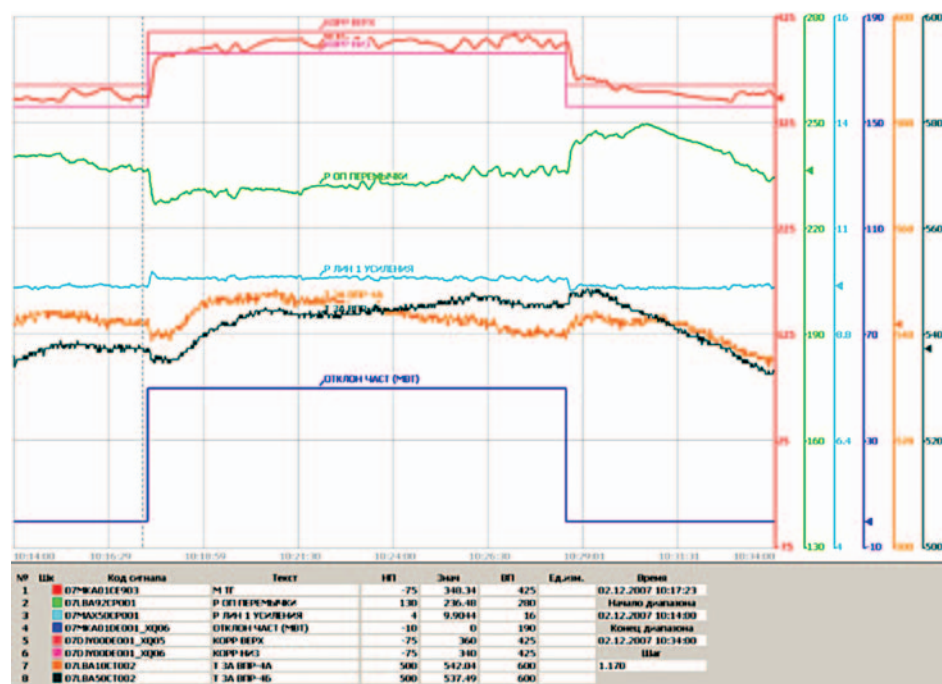


Рис. 5. Переходные процессы при проверке динамики ОПРЧ на изменения частоты вниз регулировочного диапазона

нено логической программой: вначале разгрузка мельницы Е путём снижения оборотов питателя сырого угля (ПСУ) с заданной скоростью до холостых оборотов 300 об/мин с последующим его остановом. При этом регулятор топлива полутопки, поддерживая заданное значение суммарных оборотов ПСУ четырёх мельниц “своей” полутопки, обеспечивает синхронное нагружение оставшихся в работе мельниц (А, Б и Д), компенсируя сниже-

ние оборотов ПСУ мельницы Е (на рис. 6 показаны числа оборотов ПСУ мельниц Е и А). В момент останова ПСУ регулятор топлива быстро восстанавливает заданное суммарное число оборотов ПСУ. Результатом его работы является сохранение мощности в коридоре её допустимого отклонения и непревышение разницы выходных температур острого пара максимальных отклонений в разные стороны 10°C.

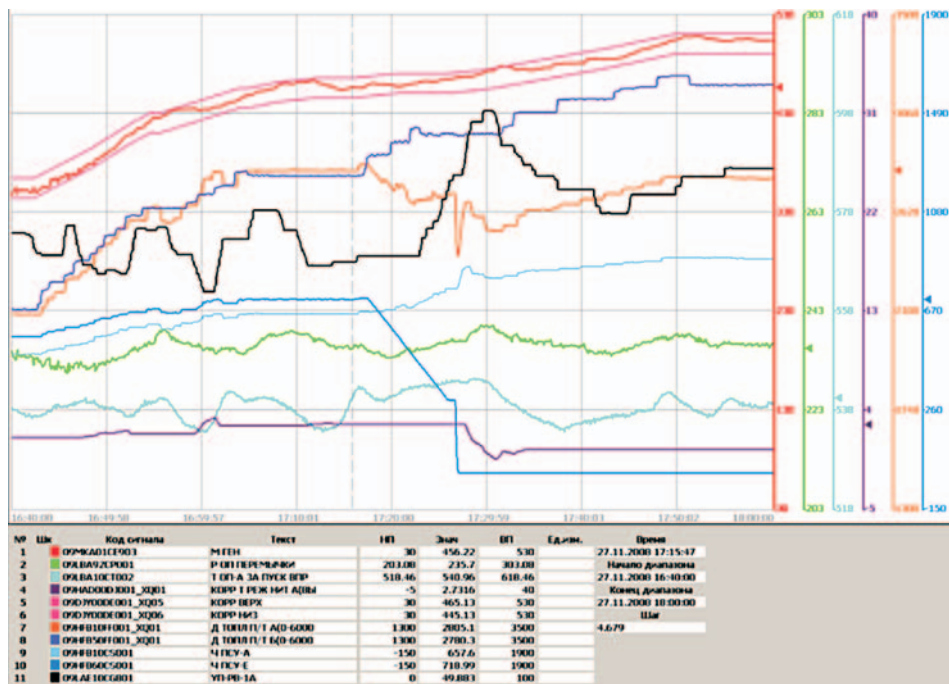


Рис. 6. Переходные процессы при отключении мельницы во время нагружения блока

Выводы

1. Осуществлена: частичная модернизация СКУ энергоблоков 500 МВт № 7 – 9 Рефтинской ГРЭС с установкой информационно-регулирующих систем на базе ПТК Simatic PCS7 PC, обеспечивающих реализацию САРЧМ, удовлетворяющих требованиям общего первичного регулирования частоты; существенное усовершенствование структурных схем АСР котлоагрегата и выполнение на современных технических средствах необходимого комплекса информационно-вычислительных задач.

2. Несмотря на достаточно сложные режимы эксплуатации оборудования (изменение качества топлива, поступающего из различных месторождений, и эффективности его сжигания больше чем в 2 раза; наличие существенных возмущений, связанных с нарушением работы пылесистем и особенно их отключением; нестабильная работа САР турбин) в рабочем диапазоне нагрузок блоков № 7, 8 и 9 от 350 до 500 МВт отклонения мощности от планового задания практически не выходят за пределы “коридора” ± 10 МВт ($\pm 2\%$ номинальной мощности), а размах колебаний выходной температуры, как правило, не превышает 10°C .

3. Использование современных решений по построению САРЧМ позволяет достичь на пылеугольных энергоблоках 500 МВт при дооснащении их электронными системами регулирования турбины характеристик, соответствующих требованиям нормированного первичного регулирования частоты.

Список литературы

1. АСУ ТП энергоблока 500 МВт Рефтинской ГРЭС / Грехов Л. Л., Биленко В. А., Деркач Н. Н. и др. – Электрические станции, 2002, № 5.
2. Грехов Л. Л., Биленко В. А., Струков А. П. Модернизация системы управления блоком № 10 500 МВт Рефтинской ГРЭС. – Приборы и системы управления, 1998, № 8.
3. Разработка и внедрение систем регулирования основных параметров котла в составе АСУ ТП энергоблока 500 МВт Рефтинской ГРЭС / Биленко В. А., Деркач Н. Н., Микушевич Э. Э., Никольский Д. Ю. – Теплоэнергетика, 1999, № 10.
4. Разработка и внедрение САРЧМ крупных энергоблоков / Биленко В. А., Меламед А. Д., Микушевич Э. Э. и др. – Теплоэнергетика, 2008, № 10.
5. Усовершенствование автоматических систем регулирования технологических параметров энергоблоков / Биленко В. А., Микушевич Э. Э., Никольский Д. Ю. и др. – Теплоэнергетика, 2008, № 10.
6. Модернизация АСУ ТП энергоблоков 800 МВт Березовской ГРЭС-1 / Белый В. В., Киселев Ю. А., Савостьянов В. А. и др. – Электрические станции, 2004, № 1.