# АСУ ТП энергетического комплекса с подстанцией ПС-110/10/6кВ и ГТ ТЭЦ-009 «Энергомаш»

*Владимир Матвеев, Наталия Мацавей, Григорий Плессер, Евгений Салин, Сергей Шахов*

**Описываются архитектура, функционирование, программно-технические средства, организация визуализации и управления АСУ ТП энергетического комплекса, состоящего из электрической подстанции ПС-110/10/6кВ и газотурбинной теплоэлектроцентрали серии ГТ ТЭЦ-009 «Энергомаш» электрической мощностью 18 МВт и тепловой мощностью 40 Гкал/ч (г. Крымск). Затронуты некоторые практические вопросы, связанные с опытом эксплуатации системы. Обсуждаются перспективы развития АСУ ТП энергетических комплексов.**

## История создания системы, её назначение и функции

Группа предприятий энергетического машиностроения «Энергомаш» уже более 10 лет реализует масштабный комплексный проект по возведению серии газотурбинных станций в различных регионах России. В 1999 году в Санкт-Петербурге был образован Инженерный центр по разработке, проектированию и строительству «под ключ» малых газотурбинных теплоэлектроцентралей (станций) – ГТ ТЭЦ. Эти станции предназначены для работы как в энергосистеме, так и на автономную электрическую нагрузку при одновременной работе на местную тепловую сеть. Первой разработкой Инженерного центра стала серия двух- и четырёхблочных станций (серия ГТ ТЭЦ-009) электрической мощностью 18 и 36 МВт соответственно и тепловой мощностью 40 и 80 Гкал/ч. Головная станция серии была введена в эксплуатацию в г. Вельске Архангельской области в 2003 году. В последующие годы станции в двух- и четырёхблочном исполнении были введены в эксплуатацию и в других городах. В 2007 году в г. Крымске был введён в эксплуатацию энергетический комплекс, содержащий двухблочную ГТ ТЭЦ-009 (рис. 1) и подстанцию ПС-110/10/6кВ (рис. 2), который и является предметом описания данной статьи.

К настоящему времени всеми станциями серии ГТ ТЭЦ-009, действующими в городах Всеволожск, Великий Новгород, Саранск, Белгород, Орёл, Реж, Барнаул, Вельск, Крымск, в сумме выработано свыше 2,5 млрд кВт·ч электроэнергии.

**Рис. 1. ГТ ТЭЦ серии ГТ ТЭЦ-009 «Энергомаш» (энергетический комплекс в г. Крымске)**

Автоматизированная система управления технологическим процессом энергетического комплекса (АСУ ТП ЭК) предназначена для контроля и управления процессом производства и распределения электрической и тепловой энергии ГТ ТЭЦ и подстанции (ПС), а также для регистрации и предотвращения аварийных ситуаций, для сбора данных о технологическом процессе и передачи их в региональные диспетчерские пункты и контролирующие органы оптового рынка электроэнергии.

Полный набор требований к функциям АСУ ТП станций и подстанций перечислен в [1-3]. К функциям, реализованным в АСУ ТП энергетического комплекса в рамках рассматриваемых подсистем, относятся:

- измерение электрических и технологических параметров и преобразование их к цифровому виду;
- сбор аналоговых и дискретных данных о технологическом процессе и состоянии оборудования с использованием периодического опроса и/или спонтанно (по изменению);
- передача данных с управляемого объекта на региональный и центральный уровни управления;
- удалённое диспетчерское и/или операторское управление технологичес-

**Рис. 2. Подстанция ПС-110/10/6кВ «Энергомаш» (энергетический комплекс в г. Крымске)**

ким процессом и контроль состояния оборудования;
- предотвращение аварий, контроль за появлением и развитием аварийных ситуаций;
- дистанционное считывание осциллограмм аварийных процессов;
- архивирование данных о ходе процесса, ведение исторического архива;
- технический учёт электрических и технологических параметров;
- интегрирование в оптовый рынок электроэнергии;
- светозвуковая сигнализация о нарушениях в технологическом процессе, авариях, предупреждениях, отказах оборудования и т.п.;
- обеспечение человеко-машинного интерфейса с такими функциями, как выполнение запросов на получение данных в различной форме, визуализация объекта автоматизации и технологического процесса, ведение журнала событий, аварийная и предупредительная сигнализация, формирование трендов и осциллограмм происходящих процессов, управление по командам оператора или диспетчера;
- регистрация данных и запись на носители данных с возможностью последующей распечатки;
- разграничение доступа к данным посредством системы паролей и блокировка несанкционированного доступа;
- автоматическое сохранение данных при аварийных отключениях питания;
- привязка устройств к единому времени и присвоение меток времени технологическим параметрам;
- обмен данными между подсистемами управления и контроля;
- обеспечение условий безопасного ведения технологического процесса генерации электрической и тепловой энергии;
- автоматическая функциональная диагностика технологического оборудования, а также элементов технического и программного обеспечения АСУ ТП.

## Основные объекты автоматизации и функциональные подсистемы

В состав технологического и электротехнического оборудования, оснащённого средствами и системами автоматизации, входят: газотурбинные двигатели (ГТД) с системами подачи топлива и подачи и очистки воздуха, турбогенераторы с воздушным охлаждением и системой возбуждения, масляные подшипники (МП) с системой управления маслонасосами, система запуска ГТД (пусковое устройство), системы охлаждения двигателей, генераторов и подшипников, системы подачи газа на энергоблоки и станцию в целом, система газоходов за рекуперативным воздухоподогревателем (РВП), котлы-утилизаторы водогрейные (КУВ), установки сетевой воды с системой водоочистки и водоподготовки, вспомогательные системы жизнеобеспечения станции, распределительные устройства высокого напряжения (ОРУ-110кВ), среднего напряжения (РУ-6,3/10кВ) и собственных нужд (РУСН-0,4кВ), разделительные трансформаторы СН (среднего напряжения), датчики и счётчики коммерческого учёта энергоносителей (воды, электроэнергии, газа).

В соответствии с принятой технологией управления энергетическими объектами [2] можно выделить в АСУ ТП энергетического комплекса следующие функциональные автоматизированные и автоматические подсистемы:
- АСУ ТП технологической части ГТ ТЭЦ (АСУ ТП ТЧ);
- АСУ ТП электрической части ГТ ТЭЦ (EMCS);
- АСУ ТП подстанции (АСУ ТП ПС);
- систему телемеханики и связи (СТМ и С);
- систему коммерческого учёта энергоносителей (АСКУ ЭН);
- комплексную автоматизированную систему диагностики (КАСД);
- систему дистанционного диспетчерского управления (АСДДУ);
- систему операторского управления комплексом с АРМ оператора (ОУ АСУ ТП);
- систему обеспечения единого времени (СЕВ);
- системы бесперебойного питания электронного оборудования энергетического комплекса (входят как составные части во все подсистемы АСУ ТП ЭК).

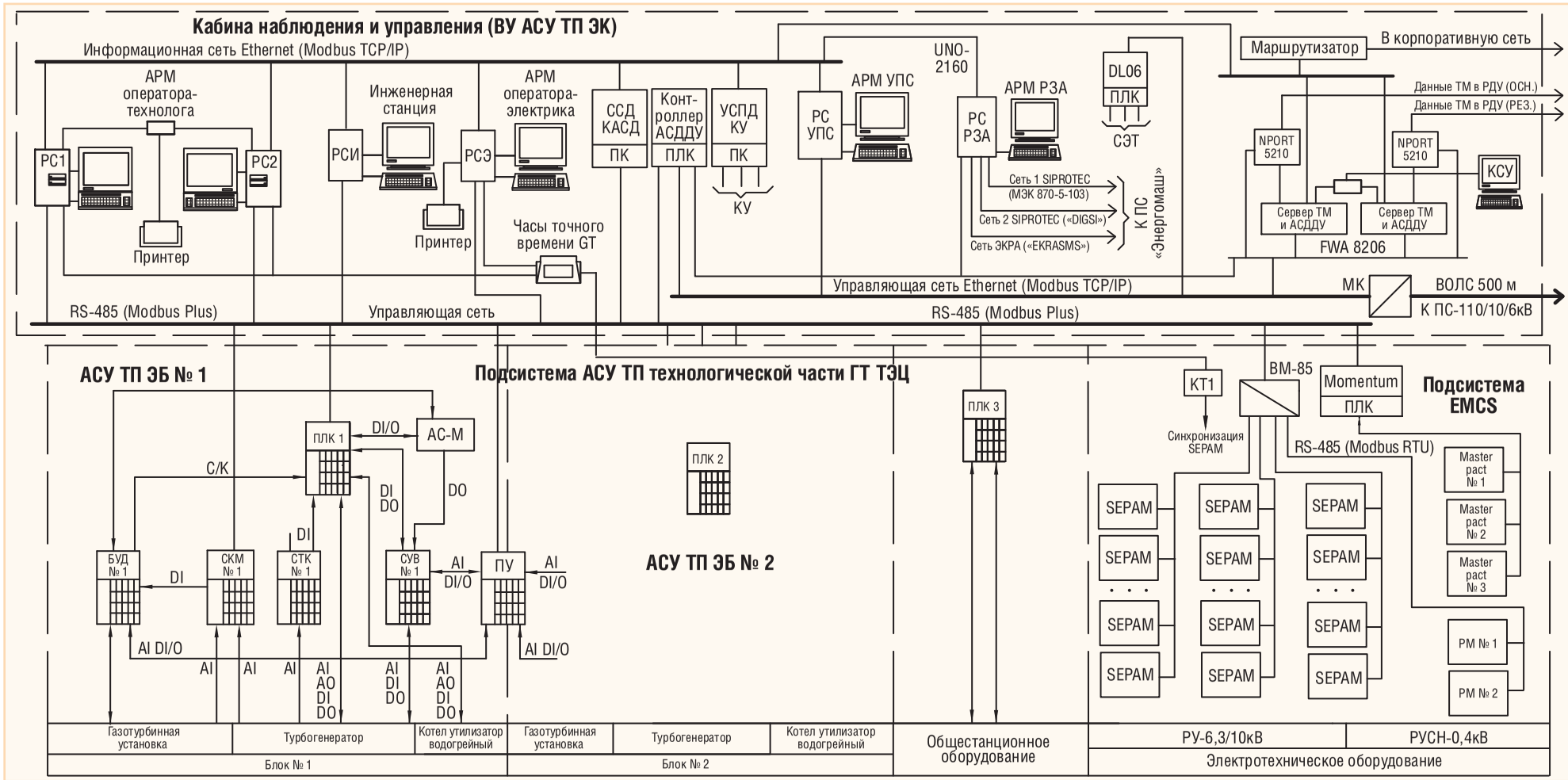
В АСУ ТП технологической части ГТ ТЭЦ входят такие составляющие, как:
- автоматическая система управления возбуждением (СУВ);
- система технологического контроля турбогенератора (СТК);
- система управления пусковым устройством (ПУ);
- автоматическая система управления двигателем (БУД);
- система контроля механических параметров (СКМ);
- автоматический синхронизатор (АС-М);
- система контроля и управления общестанционным оборудованием (АСУ ОС) и другие.

## Устройство и функционирование системы

### Структурная схема АСУ ТП ЭК

Структурная схема АСУ ТП энергетического комплекса в г. Крымске представлена на рис. 3 и 4. На рис. 3 показана структура системы АСУ ТП станции ГТ ТЭЦ-009, на рис. 4 – структура АСУ ТП подстанции ПС-110/10/6кВ.

Архитектура АСУ ТП ЭК является многоуровневой, содержащей три внутренних и два внешних уровня автоматизации. К внешним уровням относятся региональный (Кубанское региональное диспетчерское управление в г. Краснодаре, региональный сервисный центр «Юг России» в г. Волгодонске) и центральный (диагностический центр «Энергомаш» в г. Санкт-Петербурге, НП «АТС» в г. Москве и другие центральные службы ЕЭС). Центральный и региональный




**Условные обозначения:**

АРМ – автоматизированное рабочее место; РС1, РС2 – рабочие станции АРМ оператора-технолога; РС И – инженерная рабочая станция; РС Э – рабочая станция АРМ оператора-электрика; РС РЗА (АРМ РЗА) – рабочая станция (АРМ) инженера релейной защиты и автоматики (РЗА); РС УПС – рабочая станция управления подстанцией; ССД КАСД – сервер сбора данных комплексной автоматизированной системы диагностики; GT – Gorgy Timing; АСДДУ – автоматизированная система дистанционного диспетчерского управления; ВМ-85 – мост-концентратор данных; КТ1 – устройство гальваноразвязки для синхронизации SEPAM; ПЛК – программируемый логический контроллер; ПК – промышленный компьютер; СЭТ – счётчик электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03.01; DL – контроллер ввода/вывода; NPort 5210 – преобразователь интерфейса; КСУ – консоль управления серверами; ВОЛС – волоконно-оптическая линия связи; АС-М – микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М2; БУД – блок управления двигателем (турбиной); СКМ – система контроля механических параметров; СТК – система технологического контроля турбогенератора; СУВ – система управления возбуждением; ПУ – пусковое устройство; Momentum – контроллер для управления автоматами Masterpact и контроля параметров РУСН-0,4кВ; Masterpact – автоматические выключатели (0,4 кВ); EMCS – система контроля и управления электроэнергией (Energy Managment Control System); РУ-6,3/10кВ – распределительное устройство ГТ ТЭЦ; SEPAM – микропроцессорное устройство защиты и управления РУ-6,3/10кВ; РУСН-0,4кВ – распределительное устройство собственных нужд (0,4 кВ) ГТ ТЭЦ; AI, DI, DI/O, DO – аналоговые и дискретные сигналы ввода/вывода; РМ – устройства контроля электроэнергии низковольтных цепей типа РМ500; АСУ ТП ЭБ – система контроля и управления энергоблоком; сервер ТМ – сервер телемеханики; КУ – коммерческий учёт (энергоносителей); УСПД КУ – устройство сбора и передачи данных коммерческого учёта; с/к – «сухой» контакт.

**Рис. 3. Структурная схема АСУ ТП ГТ ТЭЦ-009 «Энергомаш»**

уровни автоматизации взаимодействуют между собой в режиме обоюдных информационных сообщений по различным каналам связи, в том числе и через корпоративную сеть «Энергомаш».

Внутренние уровни АСУ ТП ЭК являются строго иерархическими и включают в свой состав полевой (нулевой), нижний и верхний уровни. В системе имеются две управляющие и одна информационная сети. Управляющая сеть на ГТ ТЭЦ представлена промышленной сетью Modbus Plus. В эту сеть включены контроллерные устройства технологической АСУ ТП и АСУ ТП электрической части, содержащей подсистему EMCS фирмы Schneider Electric. Управляющая сеть на подстанции ПС-110/10/6кВ представлена сетью промышленного Ethernet. Информационная («верхняя») сеть подключена, с одной стороны, к корпоративной сети, а с другой – ко всем рабочим станциям АРМ операторов. Благодаря этому информационная сеть позволяет выполнять запросы, поступающие по корпоративной сети, не вмешиваясь в работу контроллеров нижнего уровня.

В АСУ ТП ПС помимо управления электрооборудованием с верхнего уровня предусматривается управление с местного мониторного пульта управления (МПУ) с программным обеспечением Web Studio. В качестве резервного управления на подстанции применён ручной резервный пульт управления (РПУ) с кнопочными командными аппаратами, визуальным контролем и сигнализацией состояния коммутируемых аппаратов. Такое резервирование в управлении обеспечивает практически непрерывную работу подстанции в любых возможных режимных ситуациях.

Синхронизация времени на ГТ ТЭЦ и ПС осуществлена от двух систем единого времени: часов точного времени LEDI (Gorgy Timing) на ГТ ТЭЦ и СЕВ на базе сервера времени MTS (MobaTime) на подстанции. Наличие двух систем единого времени обусловлено необходимостью синхронизации контроллеров защит SEPAM и SIPROTEC через «сухие» контакты на различных территориях, разнесённых между собой на расстояние свыше 300 м.

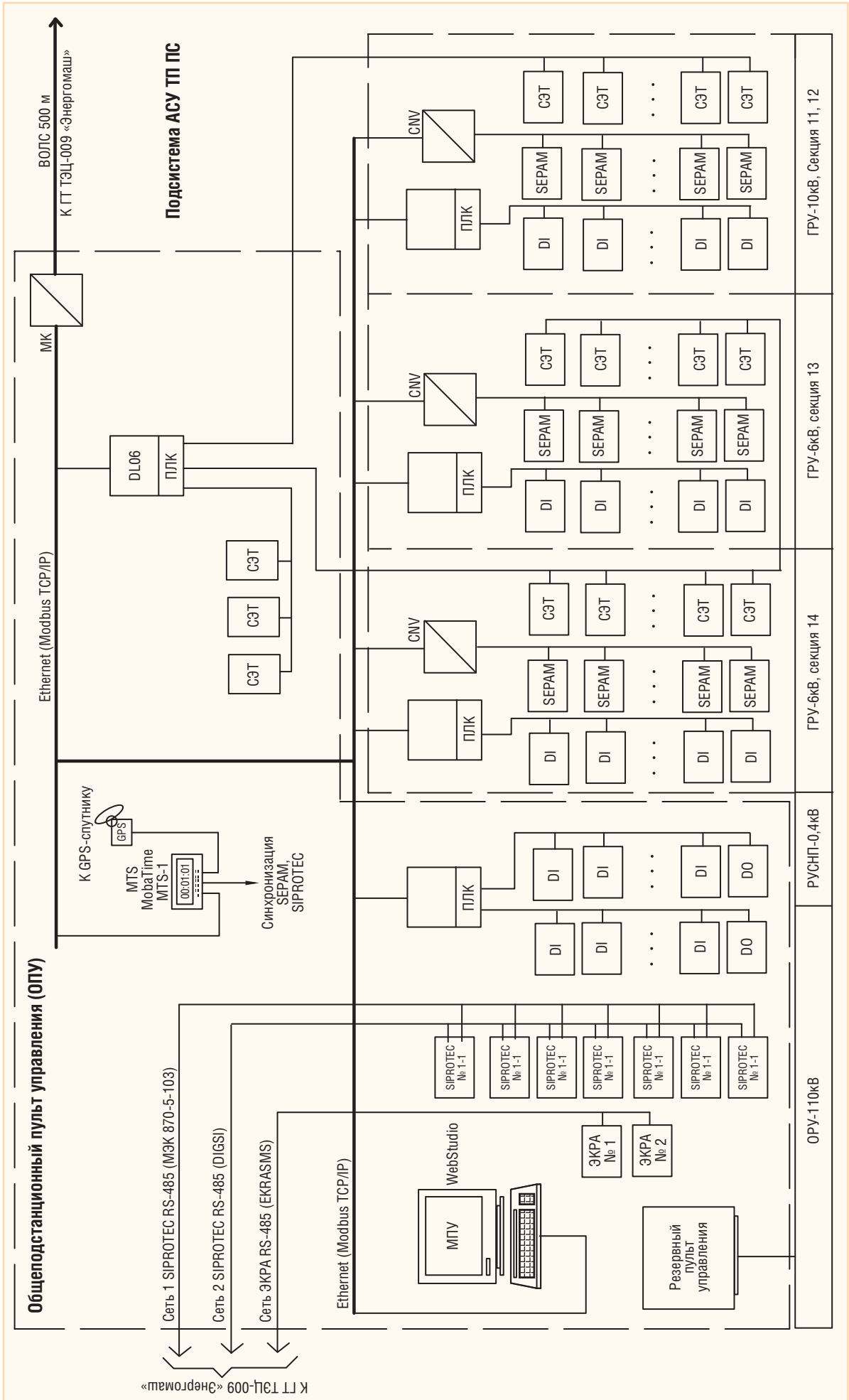
В АСУ ТП ПС имеется резервированное оптическое кольцо, охватывающее контроллерное оборудование общеподстанционного пульта управления (ОПУ), групповых распределительных устройств ГРУ-6кВ и ГРУ-10кВ. Это кольцо имеет время восстановления порядка 300 мс и способствует повышению надёжности управления оборудованием подстанции.

## Функционирование системы

На верхнем уровне АСУ ТП ЭК сосредоточены подсистемы, обеспечивающие связь с внешним миром. Это подсистемы СТМ и С, АСКУ ЭН, КАСД, АСДДУ, а также подсистема централизованного операторского управления комплексом ОУ АСУ ТП. Система телемеханики и связи обеспечивает не только передачу необходимых данных телемеханики (ТМ) в региональное диспетчерское управление (РДУ), но и предоставляет каналы связи для передачи данных коммерческого учёта в НП АТС г. Москвы (некоммерческое предприятие автоматизированной торговой сети) и диагностических данных – в диагностический центр (ДЦ) в г. Санкт-Петербурге. Система АСДДУ реализует передачу команд управления от диспетчера регионального сервисного центра (РСЦ) в энергетический комплекс и в то же время обеспечивает диспетчерский пункт РСЦ всеми оперативными данными, необходимыми для управления. При отсутствии диспетчерского управления осуществляется централизованное операторское управление с АРМ оператора.

Основной технологический процесс производства электроэнергии и тепла осуществляется в технологической части ГТ ТЭЦ под управлением АСУ ТП технологической части. В АСУ ТП электрической части энергокомплекса (EMCS и АСУ ТП ПС) реализуются контроль, релейная защита и управление распределением электроэнергии на ГТ ТЭЦ и ПС. Подсистемы СТМ и С, АСКУ ЭН и КАСД являются пассивными по отношению к объекту автоматизации, снимая с него данные для учёта, контроля и диагностики, и только АСУ ТП технологической части, АСУ ТП электрической части и АСДДУ активно воздействуют на энергокомплекс, задавая ему требуемый режим работы.

Основой управления энергокомплексом является система оценок состояний энергоблоков ГТ ТЭЦ и сформированных (оператором или автоматически) команд управления. В этой системе используются понятия о шести состояниях энергоблоков станции: 0, 1, 2, 3, 4, 5. К каждому состоянию энергоблока станции, начиная с 1, можно прийти, назначив соответствующую команду




**Условные обозначения:**

ОРУ-110кВ – открытое распределительное устройство (110 кВ); РУСНП-0,4кВ – распределительное устройство собственных нужд подстанции; SIPROTEC – контроллеры защиты на 110 кВ типа SIPROTEC 4; DI, DO – модули дискретного ввода/вывода контроллера Wincon 8000 и модули типа ICPCON I-7051D для РУСНП-0,4кВ; ГРУ-6кВ, ГРУ-10кВ – групповые распределительные устройства на 6 кВ и 10 кВ; CNV – конвертер интерфейса и протокола RS-485 (Modbus RTU)/Ethernet (Modbus TCP/IP); МК – промышленный медиаконвертер типа IMC-101-S-SC; MTS – сервер времени; МПУ – мониторный пульт управления; ЭКРА – контроллер микропроцессорной защиты.

**Рис. 4. Структурная схема АСУ ТП подстанции ПС-110/10/6кВ «Энергомаш»**

управления (1, 2, 3, 4 или 5). Энергоблок станции может находиться в следующих состояниях:

- **0 – работа невозможна** – характеризуется отсутствием готовности отдельных устройств, включая подсистемы электропитания;
- **1 – автономные проверки** – в данном состоянии обеспечивается проведение предпусковой проверки всех устройств в дистанционном режиме управления;
- **2 – полная готовность к пуску** – характеризуется предпусковой готовностью всех устройств и механизмов;
- **3 – холостой ход турбины** – характеризуется тем, что вращение на рабочей частоте обеспечивается за счёт сжигаемого газового топлива при отключённых ПУ, СУВ и высоковольтном выключателе (ВВ);
- **4 – холостой ход генератора** – характеризуется тем, что турбина запущена, прогрета и возбуждение включено, а обмотки статора генератора отключены от сети (ВВ не связан с энергосистемой);
- **5 – работа в сети** – характеризуется тем, что турбина запущена, прогрета, возбуждение включено и обмотки статора генератора подключены к энергосистеме.

Назначение команд управления выполняется оператором с верхнего уровня, а автоматическое выполнение алгоритма достижения цели осуществляется в ПЛК. Изменение цели может производиться автоматически по условиям выхода на технологические ограничения. Такой подход обеспечивает автоматический запуск энергоблока с автоматическим набором мощности. Алгоритмы управления обеспечивают выработку интегральных признаков состояния энергоблока, формируемых по признакам готовности всех технологических узлов и систем контроля и управления.

Контроллеры АСУ ТП выполняют координирующие функции управления газотурбинными установками. Их программное обеспечение основано на циклическом алгоритме «Цикл работы энергоблока станции». ПЛК взаимодействуют с АРМ и координируют работу БУД, СУВ, ПУ, АС-М, которые выполняют непосредственное автоматическое управление газотурбинными установками. В блочных контроллерах ПЛК1, ПЛК2 под управлением верхнего уровня реализуются программы, обеспечивающие выполнение следующих основных алгоритмов управления:

- автоматический пуск газотурбинной установки (ГТУ);
- автоматическая синхронизация генератора с электрической сетью и подключение генератора к сети;
- управление активной электрической мощностью каждого энергоблока и станции в целом;
- управление реактивной мощностью энергоблока;
- управление тепловой мощностью каждого энергоблока и станции в целом;
- нормальный останов ГТУ;
- аварийный останов ГТУ.

СТК и СКМ передают информацию о температурах генератора и значениях механических величин турбины и генератора на верхний уровень в АРМ, а интегральные параметры предупредительной и аварийной сигнализации – в ПЛК. ПЛК обеспечивают помимо этого автоматическое и автоматизированное управление котлами-утилизаторами КУВ по командам верхнего уровня с учётом состояний ГТУ, а также исполняют алгоритмы управления общестанционным оборудованием (системами сетевой воды и противопожарного обеспечения) и формируют интегральные параметры состояния энергоблока.

## Используемые программно-технические средства

### Полевой и нижний уровни АСУ ТП

На полевом уровне АСУ ТП в качестве первичных измерительных преобразователей для технологической части использованы серийно выпускаемые датчики температуры (с выходным сигналом типа ТСМ, ТСП, ТП), измерители давления и расходомеры (с выходным сигналом 0/4...20 мА). В качестве датчиков вибрации ГТУ применяются измерительные преобразователи вихревого типа собственного производства. В качестве исполнительных механизмов (ИМ) используются клапаны и заслонки, управляемые приводами типа Auma Norm (Auma), а также вентиляторные и насосные двигатели. В качестве измерительных трансформаторов тока и напряжения применяются изделия фирмы Schneider Electric.

Контроллерные устройства нижнего уровня АСУ ТП ГТ ТЭЦ объединяются


PEPPERL+FUCHS
PROTECTING YOUR PROCESS
Созданы для безопасной работы во взрывоопасных зонах

Взрывозащищённые средства операторского интерфейса

Взрывозащищённые персональные компьютеры и мониторы серии VisuNet, предназначенные для создания человеко-машинного интерфейса (ЧМИ) во взрывоопасных зонах с применением стандартной сетевой технологии Ethernet для передачи данных.
Установка во взрывоопасных зонах классов 1, 2 и 22

Взрывозащищённые диспетчерские блоки контроля и индикации серии TERMEX с монохромными графическими/текстовыми ЖК-дисплеями для подключения к ПЛК и системам с применением ПК.
Установка во взрывоопасных зонах классов 1, 2 и 22

Всё оборудование сертифицировано и имеет Разрешение Ростехнадзора РФ

#123
ОФИЦИАЛЬНЫЙ ДИСТРИБЬЮТОР ПРОДУКЦИИ PEPPERL+FUCHS
ProSoft®
Реклама
Телефон: (495) 234-0636 • Факс: (495) 234-0640
E-mail: info@prosoft.ru • www.prosoft.ru

промышленной сетью Modbus Plus. К сети подсоединены контроллеры типа Modicon TSX Quantum (ПЛК1... ПЛК3), мост-концентратор данных (мультиплексор) ВМ-85 и контроллер ввода/вывода типа Momentum.

В подсистеме АСУ ТП ЭБ (система контроля и управления энергоблоком) действуют автоматические регуляторы ГТУ, обеспечивающие регулирование частоты, напряжения и активной мощности газотурбинного энергоблока. Система БУД реализует функции управления дозатором топлива, автоматическое регулирование частоты вращения двигателя и активной мощности газотурбинной установки. БУД построен на базе устройств MicroPC (Octagon Systems) с использованием в программном обеспечении системы MS-DOS.

Для управления возбуждением синхронного турбогенератора используется цифровая система автоматического управления возбуждением типа ЦСУВ «Энергомаш». Управление возбуждением осуществляется на основе цифрового анализа синусоидальных сигналов от измерительных трансформаторов генератора. Выходом ЦСУВ является ток возбуждения бесщёточного возбудителя генератора. ЦСУВ реализует автоматическое регулирование напряжения генератора, регулирование реактивной мощности, ограничение минимального возбуждения и форсировку возбуждения. ЦСУВ построен по дублированной схеме с основным и резервным управляющими контроллерами MicroPC фирмы Octagon Systems (рис. 5). В нормальном режиме управление осуществляет основной канал, а резервный канал находится в «горячем» резерве. При обнаружении критического отказа основного канала резервный канал перехватывает управление. Обратное переключение на основной канал осуществляется только вручную, после устранения причины перехода на резервный канал. Между контроллерами каналов происходит обмен информацией по сети Ethernet, благодаря чему переход с одного канала на другой происходит безударно, без скачка регулируемого параметра. В программном обеспечении ЦСУВ используется операционная система реального времени QNX. Процесс регулирования тока возбуждения по внутреннему контуру имеет цикл выполнения 2 мс.

В подсистеме EMCS управление и сбор данных об электрооборудовании станции выполняются через контроллеры защиты SEPAM, подключённые к мосту-концентратору ВМ-85 по протоколу JBUS. Контроллер ввода/вывода Momentum управляет автоматическими выключателями 0,4 кВ типа Masterpact по протоколу Modbus RTU.

В подсистеме АСУ ТП на подстанции ПС-110/10/6кВ объединяющей сетью является промышленная сеть Ethernet, к которой подключены контроллеры защиты SEPAM, контроллеры WinCon и контроллеры сбора измерительной информации с электрических счётчиков СЭТ-4ТМ. Контроллеры SEPAM выполняют в основном функции защиты, самодиагностики и функциональной диагностики электрических сетей и оборудования. Они подключены к сети Ethernet через Modbus-шлюз MGate (MOXA). Применение наряду с SEPAM электрических счётчиков СЭТ-4ТМ обусловлено необходимостью иметь более точную информацию для коммерческого и технического учёта (точность не хуже 0,5%), чем это обеспечивает SEPAM (точность 5%). Счётчики подключаются к контроллеру DL (Direct Logik) по протоколу СЭТ. Контроллер DL имеет выход на сеть Ethernet с протоколом Modbus TCP.

В качестве основной релейной защиты воздушных линий 110 кВ используется микропроцессорная защита серии ЭКРА (НПП «ЭКРА»), а для защиты кабельных линий передачи, дифференциальной и резервной защит трансформаторов – многофункциональные микропроцессорные устройства защиты серии SIPROTEC 4 (Siemens).

Ввод/вывод дискретных сигналов в распределительных устройствах ОРУ-110кВ, ГРУ-6кВ, ГРУ-10кВ выполнен с помощью модулей дискретного ввода/вывода контроллеров WinCon; для РУСН-0,4кВ используются модули типа ICPCON, подключённые к контроллеру WinCon по протоколу Modbus RTU. При вводе дискретных сигналов в ОРУ-110кВ использованы устройства гальванической развязки =220/24 В.

## Верхний уровень АСУ ТП

Рабочие станции верхнего уровня АСУ ТП представляют собой промышленные IBM PC совместимые компьютеры, оснащённые операционной системой Windows. Рабочие станции АРМ оператора-технолога РС1, РС2, инженерная рабочая станция РС и станция управления РС УПС работают под управлением пакета SCADA Proficy iFIX (GE Fanuc). Рабочая станция АРМ оператора-электрика оснащена пакетом SCADA PcVue (Arc Informatique), под управлением которого работает система EMCS электрической части ГТ ТЭЦ.

Рабочая станция АРМ инженера релейной защиты и автоматики (РЗА) связана с контроллерами защиты ЭКРА и SIPROTEC подстанции по последовательным интерфейсам RS-485. С контроллерами ЭКРА станция работает под управлением ПО EKRASMS, с SIPROTEC – под управлением ПО DIGSI в среде Windows. Для целого семейства SIPROTEC требуется только один комплект программного обеспечения. Программа DIGSI позволяет вводить, считывать уставки и сохранять на диске данные защиты для всех SIPROTEC-реле.

В подсистеме СТМ и С применён резервированный сервер телемеханики серии FWA8206 (iBASE), который работает под управлением пакета ClearSCADA (Control Microsystems). Сервер телемеханики осуществляет сбор данных ТМ из контроллеров телемеханики DL по протоколу Modbus TCP и обмен оперативными данными с контроллером АСДДУ по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104. В качестве контроллера АСДДУ используется контроллер семейства Quantum с двумя дополнительными сопроцессорными модулями PTQ-104S (Prosoft Technology), обеспечивающими возможность работы по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104. Данные ТМ с серверов телемеханики передаются в РДУ через преобразователь интерфейса MOXA NPort по основному и резервному каналам в соответствии с протоколами ГОСТ Р МЭК 60870-5-101. Связь контроллера АСДДУ с РСЦ осуществляется по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 через маршрутизатор и корпоративную сеть.

В подсистеме АСКУ ЭН для целей сбора и передачи данных коммерческого учёта (КУ) энергоносителей используется устройство УСПД серии UNO-2100 (Advantech). Встраиваемый промышленный компьютер модели Advantech UNO-2160 обеспечивает сбор данных КУ по последовательным интерфейсам RS-485 и их передачу по Ethernet через маршрутизатор и корпоративную сеть в НП АТС и другие организации.

В качестве КАСД используется промышленный компьютер, встраиваемый в стандартную стойку. Передача данных из КАСД в ДЦ выполняется через

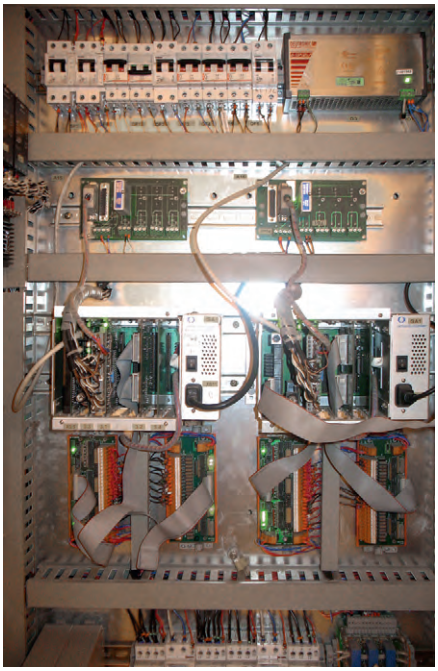


**Рис. 5. Система управления возбуждением ЦСУВ на базе резервированного контроллера MicroPC фирмы Octagon Systems**

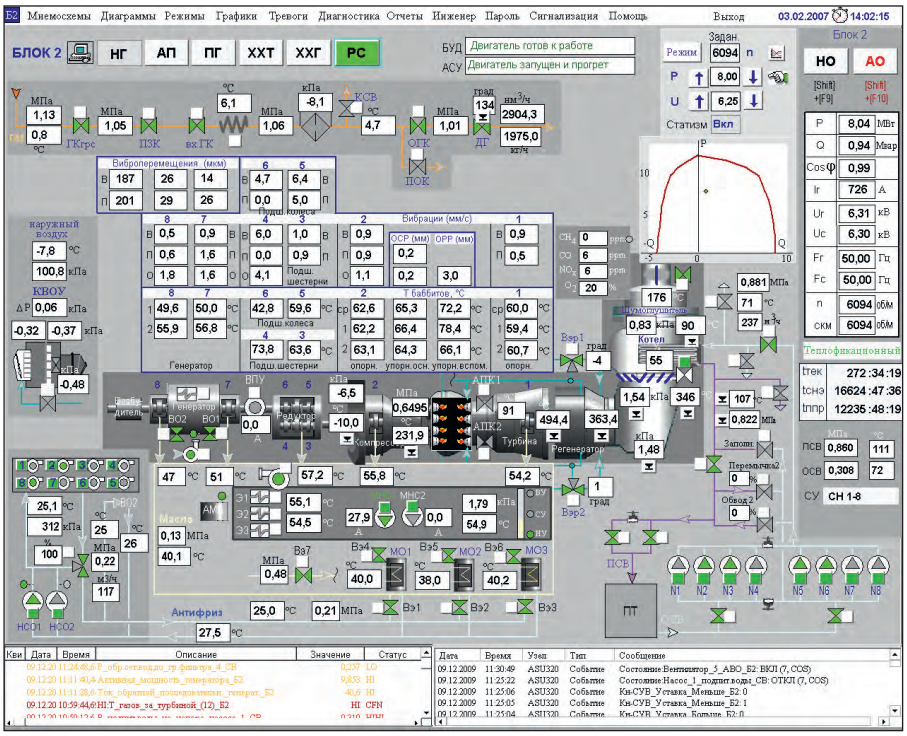



**Рис. 6. Вид основного экрана АСУ ТП энергоблока**

маршрутизатор и корпоративную сеть в соответствии с протоколом FTP по запросу из диагностического центра. Связь между ГТ ТЭЦ и ПС проходит по ВОЛС через промышленные медиаконвертеры IMC.

## Визуализация и управление

Для каждого энергоблока применён отдельный компьютер с серверной и клиентской частями на одном узле. К серверной части относятся драйверы ввода-вывода, база данных реального времени, система генерации тревог. К клиентской части относятся всевозможные экранные формы.

Экранные формы содержат:

- мнемосхемы с анимацией состояний исполнительных механизмов и полученных измерений аналоговых параметров;
- тренды реального времени;
- тренды исторических данных с необходимым сервисом для анализа трендов;
- панели управления как отдельными исполнительными механизмами, так и энергоблоком в целом;
- столбчатые и лепестковые диаграммы;
- сводки тревог и сообщений.

Для создания отчётов по текущим и архивным данным используется пакет MS Access. В базах данных MS Access хранится также информация, необходимая для создания дополнительного сервиса работы оператора (пороговые значения параметров, подсказки, позиции меню). Взаимодействие SCADA и MS Access осуществляется посредством механизмов ODBC, DAO, ADO.

На основном экране в отдельных окнах расположены главное меню, мнемосхема с основным оборудованием и параметрами, сводки тревог и сообщений, а также основные кнопки для управления энергоблоком. Вид основного экрана АСУ ТП ЭБ приведён на рис. 6. Все параметры снабжены всплывающими подсказками и расположены на подложках, цвет которых определяется наличием или отсутствием тех или иных тревог по данному параметру. Возле каждого исполнительного механизма расположена кнопка, с помощью которой могут быть вызваны управляющее и информационное окна по данному механизму .

В SCADA-пакете предусмотрены два слоя окон: заднего плана и переднего плана. Разработчики описываемого проекта применили три слоя окон. Для использования окон самого нижнего слоя была разработана соответствующая библиотека на языке C++. Приведённая мнемосхема основного экрана расположена в окне самого нижнего слоя. Поверх основной мнемосхемы могут быть открыты окна с другими мнемосхемами, из которых, в свою очередь, могут быть вызваны окна управления отдельными механизмами и панели управления различными регуляторами.

В нижней части экрана расположено окно, содержащее сводку тревог и сводку сообщений. Сводка тревог – это ActiveX-элемент, поставляемый в составе SCADA-пакета. Сводка сообщений – это ActiveX-элемент, созданный разработчиками проекта. Программа написана на языке C++ с использованием библиотек Microsoft ATL 3.0 и Intellution EDA (Easy Database Access).

Для этапов пуска блока разработан пусковой экран, содержащий необходимые параметры виброконтроля, температурного контроля, диаграмму температур газа за турбиной, тренды и сценарии запуска. Для контроля температурного поля газа за турбиной достаточно наглядной является лепестковая диаграмма, приведённая на рис. 7.

Проект содержит несколько мнемосхем для каждой из подсистем: системы подачи топливного газа, маслосистемы, системы охлаждения газотурбинной установки, рекуперативного воздухоподогревателя, системы виброконтроля, системы температурного контроля генератора, котла-утилизатора водогрейного, сетевой воды, противопожарной системы. Пример мнемосхемы температурного контроля генератора приведён на рис. 8.

На рис. 9 показаны переходные процессы пуска энергоблока. Объём базы данных – около 3000 тегов на каждый АРМ энергоблока. Количество видеограмм – около 30 основных при

общем количестве видеограмм порядка 300.

На рис. 10 представлена мнемосхема с главной электрической схемой подстанции ПС-110/10/6кВ.

## Некоторые итоги эксплуатации АСУ ТП энергетических комплексов

Бóльшую часть всей номенклатуры продукции, используемой при возведении ГТ ТЭЦ, группа «Энергомаш» производит своими силами. С учётом размещения энергообъектов созданы три региональных сервисных центра: РСЦ «Юг России» (г. Волгодонск), РСЦ «Центр» (г. Чехов), РСЦ «Урал» (г. Екатеринбург). По мере накопления опыта эксплуатации проводится модернизация и совершенствование как энергетических комплексов, так и работающих АСУ.

Опыт эксплуатации АСУ ТП энергетических комплексов позволил подвести некоторые итоги.

- Применённые программные средства обеспечивают выполнение всех функциональных задач.
- Большую помощь оператору при работе с экранами предоставляет внедрённая технология трёхслойного экрана, использование трендов и сценариев запуска в пусковом экране для энергоблоков, наличие полезных мнемосхем для каждой из технологических подсистем, а также использование комплексных команд управления для энергоблоков и технологических подсистем.
- Эффективные средства предупредительной и аварийной сигнализации (звуковая, световая, в виде сообщений и в виде сводки текущих тревог) существенно помогают оперативному персоналу быстро реагировать на возникшую режимную ситуацию и принять правильное решение.
- Конструкторские решения и размещение шкафов оборудования АСУ ТП преимущественно в одном месте машинного зала обеспечивают достаточно удобное в эксплуатации обслуживание технических средств АСУ ТП.
- Обработка статистических данных по неисправностям и аварийным остановам показала, что причинами аварийных остановов энергоблоков оказывались ошибочные действия оперативного персонала, короткие замыкания и другие возмущения в энергосистеме, приводящие к срабатыванию релейной защиты, отказы аппаратуры и др. Следует отметить, что за всё время промышленной эксплуатации энергокомплексов выявлены крайне редкие случаи отказов оборудования АСУ ТП по сравнению с другими видами неисправностей, вызывающих аварийные остановы.

## Перспективы развития АСУ ТП энергетических комплексов

Развитие АСУ ТП энергетических комплексов обусловлено появлением новых видов энергетического оборудования, новыми техническими требованиями, предъявляемыми к их системам управления, и общими тенденциями в развитии АСУ ТП как самостоятельной области техники.

В настоящее время ведутся разработки и производство новых серий ГТ ТЭЦ. Это ГТ ТЭЦ-009М, ГТ ТЭЦ-009МЭ и ряд электрических подстанций на 35 и 220 кВ. Соответственно проектируются новые АСУ ТП. Одновременно с этим идёт процесс интегрирования действующих ГТ ТЭЦ в оптовый рынок электроэнергии ЕЭС России. Это ведёт к повышению требований к качеству информации о производстве электроэнергии, а также к созданию новых систем телемеханики и связи с центральными и региональными службами.

Для новых модификаций ГТ ТЭЦ «Энергомаш» – ГТ ТЭЦ-009М и ГТ ТЭЦ-009МЭ разработана безредукторная высокоскоростная ГТУ со скоростью вращения 6000 об/мин, с подключением турбогенератора к электроэнергетической системе через силовой тиристорно-транзисторный преобразователь (ТПЧ). Роторы ГТУ установлены не на механических, а на электромагнитных опорах (магнитных подшипниках) и вращаются в состоянии левитации, то есть будучи подвешенными в магнитном поле. В связи с этим в составе АСУ ТП появились новые системы автоматического управления, такие как САУ ТПЧ (система управления преобразователем ТПЧ) и СУМП (система управления магнитными подшипниками). При этом полностью изменяется система вибрационного контроля ГТУ, которая становится неотъемлемой частью СУМП.

Существенным моментом в выборе рациональной и эффективной АСУ ТП энергетического комплекса является внедрение перспективных разработок в области информационных технологий по перечисляемым далее направлениям.

**Рис. 7. Диаграмма контроля температурного поля газа за турбиной**

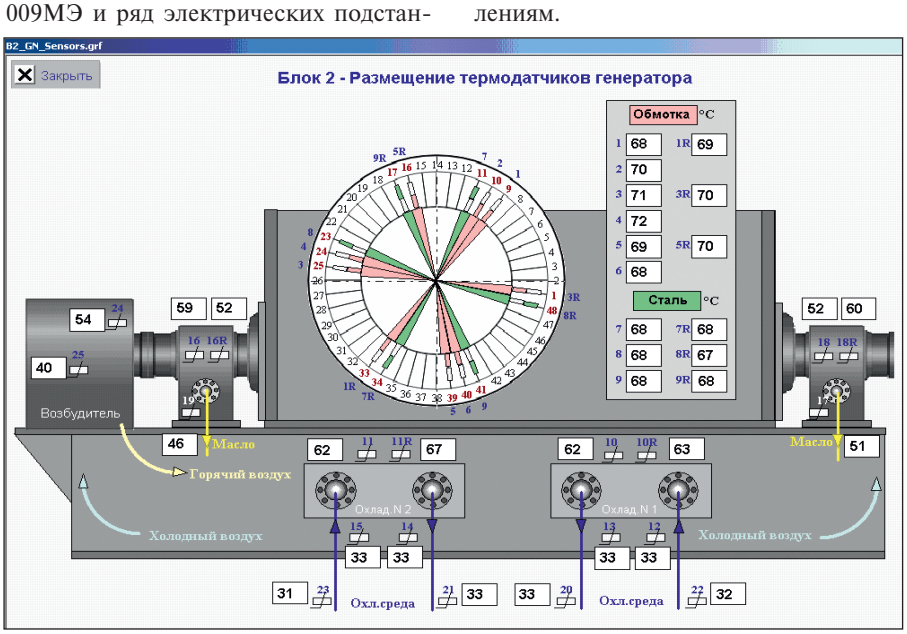



**Рис. 8. Мнемосхема температурного контроля турбогенератора**

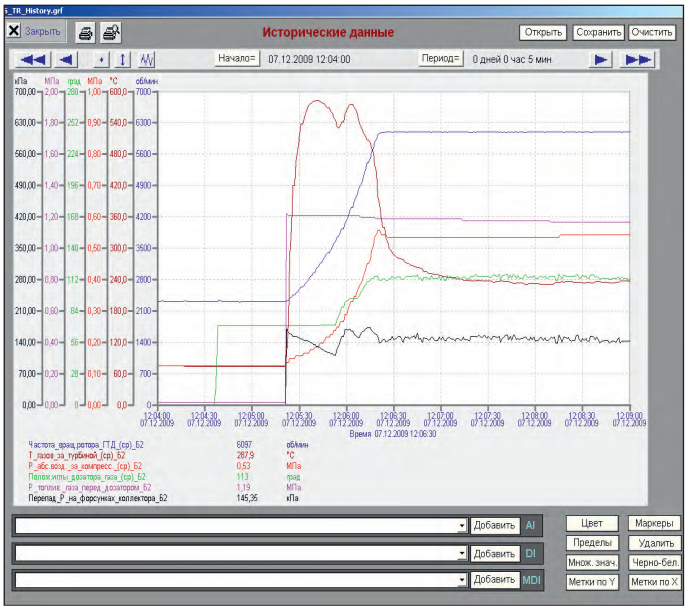



**Рис. 9. Переходные процессы пуска энергоблока**

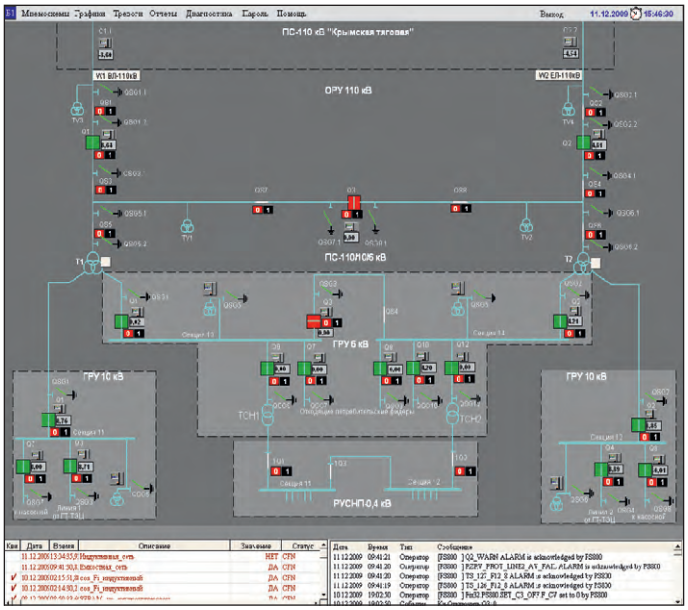



**Рис. 10. Мнемосхема с главной электрической схемой подстанции ПС-110/10/6кВ «Энергомаш»**

- Развитие клиент-серверной архитектуры для больших энергетических комплексов. Новая архитектура подразумевает разделение серверной и клиентской частей, сосредоточение информации в мощных дублированных серверах реального времени, к которым подключаются многочисленные клиенты.
- Применение технологий промышленного Ethernet:
  – широкое использование стандартных функций (PoE, QoS и др.);
  – построение ЛВС для повышения надёжности в виде резервированного сдвоенного оптического кольца со временем восстановления при обрыве или отказе сегмента менее 20 мс (например, сетевые решения фирмы Advantech) и выделение взаимосвязанных групп оборудования в виртуальные сегменты (VLAN);
  – увеличение скорости передачи данных в ЛВС до 10 Гбит/с.
- Применение для обмена данными между системами разных уровней иерархии новых эффективных протоколов, выполненных в соответствии со стандартами ГОСТ Р МЭК 60870-5-101, ГОСТ Р МЭК 60870-5-104, IEC 61850, имеющих ряд преимуществ перед ранее применявшимися протоколами (например, возможность спорадической передачи данных и событий с привязкой к меткам времени).
- Применение технологий виртуализации, позволяющих существенно уменьшить количество серверного оборудования при одновременном повышении его надёжности и существенном уменьшении времени восстановления гостевой ОС при сбоях.
- Применение интеллектуальных и активных первичных преобразователей (датчиков).
- Применение оптических измерительных трансформаторов тока и напряжения.
- Применение интеллектуальных УСО и ИМ.
- Применение СЕВ, основанных на системе ГЛОНАСС.
- Применение открытого программного обеспечения (ОС Linux или Open Solaris), позволяющего повысить устойчивость ПО к вирусам и несанкционированным действиям персонала.
- Применение систем программирования прикладного ПО для ПЛК на базе стандартов IEC 61131, IEC 61499, позволяющих уменьшить зависимость от оборудования конкретного производителя и повысить переносимость прикладного ПО в случае снятия оборудования с производства.
- Перспективы развития систем КАСД:
  – совершенствование методов и средств долгосрочной и краткосрочной диагностики;
  – развитие функциональной диагностики оборудования;
  – применение методов экспресс-анализа;
  – применение методов тепловизорной диагностики;
  – применение методов диагностики электрических сетей (определение места КЗ и др.).
- Развитие АСУ ТП в направлении внедрения дистанционного диспетчерского управления для всего энергетического комплекса (развитие системы АСДДУ), которое предусматривает:
  – управление комплексом с диспетчерского пункта РСЦ;
  – наличие у диспетчера информации об объекте, достаточной для принятия решения по управлению им;
  – существенное сокращение оборудования на верхнем уровне АСУ ТП и широкое внедрение дублирования и резервирования на нулевом и нижнем уровнях, максимально возможная автоматизация всех установок и процессов, введение диагностических показателей состояния действующего оборудования и т.п.;
  – применение методов пакетной передачи данных между системами одного уровня иерархии посредством использования протокола IEC 60870-6 (TASE.2).

## Литература

1. РД 34.35.120-90. Основные положения по созданию автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) подстанций напряжением 35–1150 кВ.
2. РД 153-34.1-35.127-2002. Общие технические требования к программно-техническим комплексам для АСУ ТП тепловых электростанций.
3. РД 34.20.501-95. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации.

E-mail: eugene.salin@gmail.com