

## ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика на сегодняшний день относится к числу бюджетообразующих отраслей России. Тем не менее, это не значит, что фирмы, работающие на рынке электроэнергетики, не озабочены такими распространенными проблемами, как сокращение издержек, повышение эффективности, надежности и безопасности производства.

Автоматизация предприятий электроэнергетики характеризуется наличием привычных проблем, связанных с территориальной распределенностью, неравномерностью развития ИКТ-инфраструктуры и «зоопарком» уже используемых систем. Эти факторы осложняют процесс интеграции существующих и вновь создаваемых систем автоматизации. Вместе с тем в условиях рыночной экономики и в свете государственных программ, направленных на энергосбережение и повышение эффективности функционирования, компании этого сектора понимают необходимость использования современных средств, систем автоматизации. Существующим проблемам, с которыми сталкиваются отечественные предприятия электроэнергетики, и воз-

можным путям их решения за счет автоматизации производства посвящены статьи, представленные в настоящем номере журнала.

Открывают номер статьи авторов С.В. Балашова (ОАО «ВНИИР»), Ю.Д. Цветкова (ОАО «ЛЕНЭНЕРГО»), С.С. Ледина (ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»), рассматривающие подходы к созданию систем оперативно-диспетчерского и технологического управления и пути повышения эффективности работы диспетчерских комплексов в электроэнергетике в масштабах страны, холдинга и отдельного предприятия.

Далее в журнале представлены разработки отечественных специалистов, направленные на решение задач контроля и учета энергоресурсов (авт. В.И. Ухов и И.О. Ковцова; Л.В. Гурьянов и др.), ведения планового графика нагрузки ГЭС (Д.А. Жестков), мониторинга тяговых подстанций (авт. В.Н. Ли и др.).

Программно-технические средства и системы для решения задач оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике представлены зарубежными фирмами *Schneider Electric, Siemens, ICONICS, Mitsubishi Electric*.

## СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕЧЕРСКОГО И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ: ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ И ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ

С.В. Балашов (ОАО «ВНИИР»)

*Рассмотрены вопросы построения систем оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления с учетом современных тенденций в развитии технологий, подходов к развитию электроэнергетических систем и требований рынка электроэнергии. Делается прогноз дальнейшего развития систем управления в электроэнергетике.*

*Ключевые слова: оперативно-диспетчерское и технологическое управление, противоаварийная автоматика, релейная защита и автоматика, телемеханика, система сбора и передачи информации, интеллектуальная электроэнергетическая система с активно-адаптивной сетью, мультиагентная система управления.*

Системы оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления с каждым годом становятся все более важным элементом развития и функционирования электроэнергетического комплекса России, который создан в соответствии с федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике». Согласно закону, оперативно-диспетчерское управление — это управление всеми объектами электроэнергетики и устройствами потребителей, которые влияют на режим работы энергетической системы. Субъект оперативно-диспетчерского управления (утверждается Правительством РФ) принимает решение о выборе объектов, которые влияют на надежность энергосистемы и должны находиться под его прямым управлением. В рамках единой энергетической системы (ЕЭС) централизованное диспетчерское управление осуществляет системный оператор, в настоящее время — ОАО «СО ЕЭС» ([\[sdu.ru\]\(http://www.sdu.ru\)\) через свои филиалы: семь объединенных диспетчерских управлений \(ОДУ\) и 56 региональных диспетчерских управлений \(РДУ\). Для технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем утверждаются иные субъекты оперативно-диспетчерского управления.](http://www.</a></p></div><div data-bbox=)

Оперативно-технологическое управление осуществляется в отношении остальных объектов электроэнергетики и устройств потребителей, которые не входят в перечень, составленный системным оператором или иным субъектом оперативно-диспетчерского управления. Крупнейшей компанией электросетевого комплекса России, выполняющей функции оперативно-технологического управления магистральных и распределительных электрических сетей, включающей подстанции напряжением до 1150 кВ включительно, является ОАО «Россети» ([www.rugrids.ru](http://www.rugrids.ru)), образованное в 2013 г. путем переименования

ОАО «Холдинг МРСК» и включением в его структуру ОАО «ФСК ЕЭС» ([www.fsk-ees.ru](http://www.fsk-ees.ru)). Таким образом, в новой компании на сегодняшний день сосредоточено около 90% сетей напряжением свыше 220 кВ и 70% распределительных сетей.

#### Оперативно-диспетчерское управление

Надежность функционирования ЕЭС в первую очередь опирается на надежность работы устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) и противоаварийной автоматики (ПА). Если релейная защита вступает в работу уже по факту возникновения аварийного режима (в виде различных видов коротких замыканий в сети), то ПА – это совокупность устройств, обеспечивающих измерение и обработку параметров электроэнергетического режима энергосистемы, передачу информации и команд управления, реализацию управляющих воздействий в соответствии с заданными алгоритмами и настройкой для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийного режима энергосистемы. Это определение дано в первом национальном стандарте по противоаварийной автоматике ГОСТ-Р 55105-2012, разработанном ОАО «СО ЕЭС» в 2012 г. и вступившем в силу с 1 июля 2013 г.

Автоматическое противоаварийное управление в энергосистеме реализуется посредством ПА, обеспечивающей выполнение следующих функций:

- предотвращения нарушения устойчивости;
- ликвидации асинхронных режимов;
- ограничения снижения или повышения частоты;
- ограничения снижения или повышения напряжения;
- предотвращения недопустимых перегрузок оборудования.

Функции противоаварийного управления реализуются ПА посредством следующих управляющих воздействий: кратковременная (импульсная) и длительная разгрузка энергоблоков ТЭС и АЭС; отключение генераторов; отключение нагрузки потребителей электрической энергии; деление энергосистемы (ДС) на несинхронно работающие части; автоматическая загрузка генераторов; электрическое торможение; изменение топологии электрической сети; изменение режимов работы и эксплуатационного состояния управляемых элементов электрической сети.

В ЕЭС России применяются различные виды ПА (по функциям и исполнению). Места установки устройств и комплексов ПА определяются конкретными функциями, например: автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР), обеспечивающая ограничение недопустимого снижения/повышения частоты/напряжения, ограничения перегрузки оборудования выполняют в виде локальных ПА.

Автоматика предотвращения нарушений устойчивости (АПНУ) организуется по иерархическому принципу и состоит из одного или нескольких уровней: координирующая система противоаварий-

ной автоматики (КСПА) – ЕЭС России; централизованная система противоаварийной автоматики (ЦСПА) – уровень объединенной или региональной энергосистемы; локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости (ЛАПНУ) – уровень объектов электроэнергетики. АПНУ предназначена для предотвращения нарушения статической и динамической устойчивости генераторов электростанций, двигательной нагрузки потребителей электрической энергии, контролируемого сечения (совокупность сетевых элементов одной или нескольких связей, отключение которых приводит к разделению энергосистемы на две изолированные части) и предотвращения недопустимых токовых перегрузок ЛЭП и оборудования.

Для контроля эффективности противоаварийного управления, проверки адекватности используемых при проектировании и эксплуатации ПА расчетных моделей энергосистем, повышения достоверности оценивания режима в ЦСПА, организации противоаварийного управления на базе синхронизированных измерений параметров режима энергосистем могут использоваться системы мониторинга переходных режимов (СМНР) в энергосистемах.

Следует отметить, что, кроме ПА, в автоматическом управлении ЕЭС принимает участие режимная автоматика. Она представляет собой совокупность устройств, обеспечивающих измерение и обработку параметров электроэнергетического режима энергосистемы, передачу информации и команд управления и реализацию управляющих воздействий в соответствии с заданными алгоритмами и настройкой для регулирования параметров режима энергосистемы (частоты электрического тока, напряжения, активной и реактивной мощности).

Ключевым фактором, без учета которого невозможно построение современных систем управления, является организация связи. В новом стандарте оговариваются требования по связи и в части быстрого исполнения команд (до 10 мс при передаче по оптоволоконным кабелям и до 25 мс при передаче по высокочастотным каналам связи), и в части ее структуры (независимые дублированные каналы, разнесенные территориально).

ГОСТ-Р 55105-2012 предоставляет системному оператору все права для проведения технической политики, направленной на повышение надежности функционирования ЕЭС. В частности, оговаривается, что создание новой или модернизация, реконструкция или техническое перевооружение существующей ПА должно осуществляться субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии:

- при технологическом присоединении объектов по производству электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии (далее – объекты электроэнергетики);

– при строительстве (реконструкции, техническом перевооружении, модернизации) объектов электроэнергетики, не требующих технологического присоединения;

– по заданию субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Что касается процесса разработки ПА: техническое задание, проектная и рабочая документация на создание (модернизацию) ПА должны быть согласованы с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в следующих случаях:

– модернизация устройств и комплексов ПА, являющихся объектами диспетчеризации;

– создание ПА на объектах по производству электрической энергии мощностью 25 МВт и выше;

– создание ПА на объектах электроэнергетики в случае, когда устройства и комплексы ПА контролируют параметры электроэнергетического режима в электрической сети 110 кВ и выше.

#### Оперативно-технологическое управление

Вопросы, связанные с системами оперативно-технологического управления, отражены в Положении о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС» [3], которое вошло составной частью в проект Положения о единой технической политике в электросетевом комплексе ОАО «Россети» ([www.rugrids.ru](http://www.rugrids.ru)) (утверждение документа планируется в 2013 г.).

Дополнительно ОАО «ФСК ЕЭС» создало следующие стандарты в области систем управления:

– Выбор видов и объемов телеинформации при проектировании систем сбора информации подстанций ЕНЭС для целей диспетчерского и технологического управления. Стандарт организации СТО 56947007-29.130.01.092-2011, ОАО «ФСК ЕЭС». 2011 г. ([www.fsk-ees.ru](http://www.fsk-ees.ru));

– Руководящие указания по выбору объемов неоперативной технологической информации, передаваемой с подстанций ЕНЭС в центры управления электрическими сетями, а также между центрами управления. Стандарт организации СТО 56947007-29.240.036-2009. ОАО «ФСК ЕЭС». 2009 г. ([www.fsk-ees.ru](http://www.fsk-ees.ru));

– Правила оформления нормальных схем электрических соединений подстанций и графического отображения информации посредством ПТК и АСУТП. Стандарт организации СТО 56947007-25.040.70.101-2011. ОАО «ФСК ЕЭС». 2011 г. ([www.fsk-ees.ru](http://www.fsk-ees.ru)).

При развитии систем оперативно-технологического управления в ОАО «Россети» ориентируются на решения, построенные как с применением АСУТП, так и на основе телемеханики.

АСУТП подстанций (ПС) ЕНЭС (220...1150 кВ) должна строиться с учетом следующих требований и технических решений:

– интеграция подсистем мониторинга, управления и диагностики оборудования, инженерных систем, РЗА и ПА (на информационном уровне);

– модульный принцип построения технических и программных средств;

– открытая масштабируемая архитектура с приоритетом решений на основе стандартов МЭК, ориентация на стандарт МЭК-61850 по мере готовности аппаратно-программных средств, возможность информационного обмена с ОАО «СО ЕЭС» по протоколам МЭК 60870-5-10х;

– типизация принципов построения системы отображения на АРМ;

– развитие аналитических функций в АСУТП, позволяющих выделить в первичной информации сущность произошедшего события и оказать поддержку персоналу в нештатных ситуациях;

– оптимизация вывода аварийной и предупредительной сигнализации;

– выполнение функций мониторинга газовой схемы комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ);

– выполнение функций климатического контроля помещений, контроля противопожарного водоснабжения, дренажных систем, работы вентиляционных систем и другого вспомогательного оборудования и инженерных систем;

– выполнение функций автоматического управления последовательностью переключений присоединения на базе программной логики, аналогичной типовым бланкам переключений для обеспечения возможности последующего перевода управления на уровень центра управления сетью (ЦУС) либо диспетчерского центра;

– выполнение функций контроля и дистанционного управления насосами и арматурой систем автоматического пожаротушения (с сохранением локальной автоматики пожаротушения);

– выполнение функций контроля и управления системами охлаждения трансформаторов с последующим отказом от локальных систем управления;

– предоставление необходимой и достаточной информации для различных категорий персонала (оперативного и неоперативного) на отдельных рабочих местах;

– сохранение функций контроля и управления отдельной единицей оборудования ПС, в минимальной степени зависящей от состояния (в том числе отказов) других компонентов системы;

– использование общей базы данных;

– обеспечение резервного электропитания АСУТП ПС в аварийных режимах с расчетной продолжительностью достаточной для прибытия на ПС ремонтного персонала, выявления им неисправности и принятия мер по восстановлению основных источников электропитания АСУТП;

– применение цифровых УСО с оптическим интерфейсом и протоколом МЭК 61850-8-1, максимально приближенных к объекту управления, для управления коммутационными аппаратами (за исключением выключателей) и получения дискретной информации от присоединения и других методов оптимизации кабельных проводок для улучшения электромагнитной обстановки на ПС.



В перспективе должна быть произведена оценка готовности перехода программно-технических средств АСУТП на полностью цифровую архитектуру построения с применением стандартного протокола «шина процесса», то есть МЭК 61850-9-2 со специальной рекомендацией МЭК 61850-9-2LE.

АСУТП также создаются на особо важных ПС 110 кВ, на которых присутствует постоянный оперативный персонал, для тех же целей, что и на ПС 220...750 кВ.

На отпаечных и тупиковых ПС 35, 110 кВ должны применяться упрощенные и оптимизированные АСУТП – автоматизированные комплексы управления и сбора данных с возможностью удаленного управления (телеуправления).

Основные отличительные характеристики таким комплексам от АСУТП:

- отсутствие стационарных АРМов (как правило), применение мобильных АРМ;
- упрощение требований к архитектуре в части резервирования для ПС 35 кВ при обосновании технологической и экономической целесообразности;
- применение архивных серверов верхнего уровня только на ПС 110 кВ;
- на ПС 35 кВ построение АСУТП с применением МЭК-61850 должно выполняться при обосновании технологической и экономической целесообразности;

#### Средства сбора и передачи оперативной/ неоперативной информации

Техническая политика ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «Россети» в области систем сбора и передачи информации ПС направлена на модернизацию существующих и создания новых систем на основе применения микропроцессорных (МП) устройств и систем, обеспечивающих увеличение наблюдаемости ЕНЭС и удовлетворяющих требованиям ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «СО ЕЭС». Средства сбора и передачи информации (ССПИ) обеспечивают функционал по сбору и передаче в ЦУС и диспетчерские центры технологической информации: оперативной (on-line) – ССПИ, неоперативной (off-line) – ССПТИ.

При наличии на подстанции АСУТП функциональной подсистемой последней является ССПТИ/ССПИ.

#### **ССПИ подстанций (оперативная информация)**

ССПИ подстанций (оперативная информация) должна строиться с учетом следующих требований:

- использование современных МП систем телемеханики с непосредственным подключением к вторичным цепям ТТ и ТН;
- повышение объема и расширение номенклатуры передаваемой технологической информации;
- модульный принцип построения технических и программных средств;
- поддержка международных протоколов передачи данных (IEC – МЭК);

- обеспечение погрешности измерений  $\leq 1\%$ ;
- возможность масштабирования и интеграции МП систем телемеханики в АСУТП ПС;
- на ПС 35 кВ архивная информация должна сохраняться в устройствах нижнего и среднего уровня.

ССПИ ПС 35...750 кВ должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- измерение и сбор первичной информации о параметрах режима и состояния оборудования;
- передача собранной информации в направлении центров управления сетями ОАО «ФСК ЕЭС», РСК и диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС»;
- обработка, хранение и представление собранной информации персоналу ПС.

Суммарное время на измерение и передачу телеметрической информации (ТИ, ТС) с объекта диспетчеризации в диспетчерский центр устанавливается требованиями подсистем системы оперативно-диспетчерского управления, использующих эту информацию, и должно лежать в пределах  $\leq 1...2$  с;

ССПИ ПС 6...20 кВ распределительного комплекса или системы телемеханики, помимо перечисленных требований, должны также обеспечивать возможность телеуправления присоединениями и обмена информацией со смежными системами автоматизации по стандартным протоколам (при технической возможности смежных подсистем).

#### **ССПТИ (неоперативная информация)**

Система сбора и передачи неоперативной технологической информации (ССПТИ) включает средства сбора информации подстанционного уровня и комплексы хранения, обработки и представления неоперативной информации, располагаемые на региональном, окружном и центральном уровнях иерархии управления сетями.

ССПТИ ПС должна создаваться на объектах 220...750 кВ и объектах распределительных сетей класса напряжения 110 кВ и выше.

ССПТИ ПС должна обеспечивать:

- сбор неоперативной технологической информации от систем автоматизации и мониторинга ПС;
- локальное хранение, буферизацию и первичную обработку собранной информации;
- передачу собранной информации в комплекс ССПТИ верхнего уровня.

Комплексы ССПТИ верхнего уровня должны обеспечивать:

- долговременное хранение, аналитическую обработку и представление неоперативной технологической информации;
- интеграцию со смежными автоматизированными системами технологического управления (АСТУ) и корпоративной информационной системой управления (КИСУ) в части обмена технологическими данными и поддержки единой информационной модели электроэнергетики;
- передачу неоперативной технологической информации диспетчерским центрам системного оператора.

ССПТИ должна строиться с учетом следующих требований:

- распределенная иерархическая система, поддерживающая как вертикальный, так и горизонтальный (на каждом уровне иерархии) информационный обмен;
- поддержка широкой номенклатуры разнородной технологической информации, согласно утвержденному в нормативных документах перечню;
- поддержка единой информационной модели электроэнергетики (Common Information Model – CIM).

Неоперативная технологическая информация, передаваемая в центры управления от объектных средств сбора и передачи информации и АСУТП, необходимая для решения задач управления электрическими сетями:

- дополнительный объем информации о состоянии схемы соединений и параметров режима функционирования оборудования ПС;
- данные, характеризующие состояние основного оборудования объектов, получаемые от подстанционных средств и подсистем мониторинга;
- информация от средств и подсистем регистрации аварийных событий и процессов (РАС);
- данные определения места повреждения (ОМП) на линиях электропередачи;
- данные от подстанционных средств (подсистем) контроля качества электроэнергии;
- данные о состоянии инженерных систем подстанции.

#### **Автоматизированные системы технологического управления**

АСТУ (устанавливаемая в ЦУС и т.п.) строится как единая распределенная иерархическая система, обеспечивающая автоматизацию основных вертикалей технологического управления электросетевого комплекса: вертикали управления процессами функционирования (режимами функционирования) электрических сетей и вертикали управления процессами эксплуатационного обслуживания, ремонта и развития электрических сетей.

Как система управления процессами функционирования АСТУ интегрирует средства и подсистемы существующих, самостоятельно развивающихся и создаваемых автоматических и автоматизированных систем (АСУТП (ССПИ) энергообъектов; РЗА; коммерческого и технического учета электроэнергии – АИИС КУЭ; ПТК ЦУС; систем связи), обеспечивая необходимые интерфейсы взаимодействия систем друг с другом и с АСУ СО ЭЭС, АТС, генерирующих и сетевых компаний.

Как система управления процессами эксплуатации и развития АСТУ объединяет средства и системы автоматизации оперативно-технологической и производственно-технической деятельности служб электросетевых компаний по организации процес-

сов эксплуатации, ремонта и развития магистральных электрических сетей в части задач, требующих для своего решения существенного использования различной технологической информации. Указанная вертикаль должна интегрироваться с корпоративными автоматизированными системами, в том числе с АИИС КУЭ, системами управления пространственно-распределенными ресурсами (КСУПР), ситуационно-аналитическим центром (САЦ), АСУ техническим обслуживанием и ремонтами (АСУ ТОиР) и др.

В рамках АСТУ ставится задача комплексного управления сетевым комплексом как самостоятельным объектом технологического управления.

В части оперативно-технологического управления (ОТУ) функционированием электрических сетей решаются задачи мониторинга, анализа режимов и состояния сетей, управления, обеспечивающие операционные и неоперационные функции оперативно-технологического управления сетями.

Данная функциональность обеспечивается созданием программно-технических комплексов оперативно-технологического управления, реализуемых в составе ЦУС на уровнях магистральных электрических сетей (МЭС) и предприятий МЭС и включающих следующие основные подсистемы:

- система управления и сбора данных (SCADA-система);
- подсистема мониторинга текущего состояния электрической сети (EMS/DMS);
- подсистема управления производством переключений (NMS);
- подсистема управления работами по ремонтам (OMS);
- тренажер оперативного персонала (OPS).

Для создания, верификации и ведения (сопровождения) информационных моделей подведомственных электрических сетей (СИМ – представлений) и гармонизированной с ними единой системы классификации и кодирования (ЕСКК), а также расчетных моделей, используемых для целей ОТУ, предусматривается дальнейшее развитие системного ПТК АСТУ (СПТК АСТУ).

В составе АСТУ объединяются различные средства и подсистемы, участвующие в решении задач технологического управления. Указанное объединение может быть различным по статусу, значению для соответствующих бизнес-процессов и объему вовлеченных ресурсов: от полного вхождения в состав АСТУ до организации взаимного информационного обмена, осуществляемого по единым протоколам стандартов МЭК между функциональными подсистемами в составе АСТУ и соответствующими смежными системами.

При этом обязательное условие организации информационного взаимодействия подсистем АСТУ со смежными системами заключается в том, что последние являются источниками технологической информации для АСТУ (прежде всего, АСУТП ССПИ,

ССПТИ подстанций и др.) или пользователями технологической информации (исходной, получаемой от объектов средствами АСТУ, и результатов ее обработки подсистемами АСТУ), оставаясь самостоятельными системами, обладающими возможностью независимого (вне рамок АСТУ) эффективного функционирования.

#### Интеллектуальная электроэнергетическая система с активно-адаптивной сетью

ОАО «ФСК ЕЭС» планирует отработать новые технологии оперативно-технологического управления при создании пилотной «интеллектуальной» сети ОЭС «Восток», которая является одним из ключевых проектов Программы инновационного развития ОАО «ФСК ЕЭС» и шагом к созданию электроэнергетики нового поколения. Учитывая важность данного проекта, по инициативе ОАО «ФСК ЕЭС» был создан главный орган управления проектом – Архитектурный комитет по развитию интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС), куда вошли руководители инфраструктурных организаций электроэнергетики, представители генерирующих компаний, ассоциаций потребителей и территориальных сетевых организаций, научных организаций РАН.

Для выявления требований к ИЭС ААС при Архитектурном комитете по развитию интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью были

созданы семь экспертных рабочих групп. В их деятельность были вовлечены ведущие специалисты различных субъектов электроэнергетики, эксперты. Всего в работе группы приняло участие более 150 человек.

Был составлен перечень наиболее значимых для формирования эталонной архитектуры ИЭС ААС бизнес-процессов и их описание (всего экспертными рабочими группами было выбрано 19 первоочередных процессов), выработано >500 функциональных и нефункциональных требований к ИЭС ААС, ([www.grid2030.ru](http://www.grid2030.ru)).

В проекте планируется к внедрению мультиагентная система управления: сеть слабо связанных решателей частных проблем (агентов), которые способны сообща решать задачи, которые не под силу ни одному отдельному решателю.

Новые системы управления должны обладать двухсторонней связью с аналогичными системами, функционирующими на уровне РДУ. Требования к каналам связи, объемам, маршрутам, скоростям доставки и информации должны определяться на стадии проектирования управляющих систем.

Таким образом, решив перечисленные выше задачи, включая сбор данных об оборудовании и точное математическое моделирование режимов функционирования, вопросы кибербезопасности, включая помехозащищенность систем единого времени от интеллектуальных (имитационных) помех, можно с уверенностью выходить на широкое внедрение и развитие инновационных технологий в электроэнергетике.

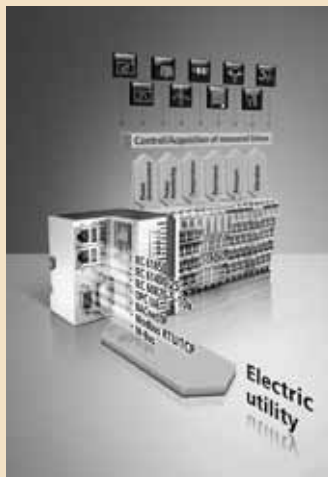
*Балашов Сергей Васильевич – зам. генерального директора ОАО «ВНИИР» по ИТС.  
Контактный телефон (495) 735-42-44  
E-mail: [sbalashov@abselectro.com](mailto:sbalashov@abselectro.com)*

#### SmartGrid на базе ПК-совместимых контроллеров

В последние годы люди серьезно задумались об энергетических ресурсах будущего и необходимости их сбережения. При этом потребности человечества в электроэнергии не только не уменьшаются, а напротив, ежегодно растут. В связи с этим наблюдается численное увеличение местных электростанций. Для эффективного и надежного энергоснабжения населения и промышленности актуальной задачей является создание интеллектуальной электрической сети Smart Grid. Наиболее типичной проблемой при этом является стандартизация связи с отдельными устройствами.

На сегодняшний день компания Бекхофф предлагает уже готовое универсальное решение на базе компактных контроллеров Embedded PC и ПО TwinCAT для сбора и обработки данных, описывающих процессы в интеллектуальной энергетике.

Модули ввода/вывода от Бекхофф можно напрямую подключать к ПК-совместимым контроллерам, монтируемым на DIN-рейку, что позволяет сэкономить пространство шкафа управления. Модули BusTerminals поддерживают все стандартные дискретные и аналоговые типы сигналов, которые применяются в индустриальном мире. Также модули позволяют решать задачи измерения, важность которых для системы SmartGrid растет. Например, компания Бекхофф предлагает модули измерения параметров трехфазной сети для мониторинга значений тока, напряжения, активной, реактивной и полной мощности. Данные модули счи-



тывают необработанные данные о токе и напряжении с частотой до 10 КГц и передают данные на управляющий ПК для дальнейшей обработки. Имеются модули аналогового ввода для измерения температуры, сопротивления, вибрации и давления.

Интеграция технологии измерения реализуется благодаря быстрой промышленной шине EtherCAT. Кроме того, EtherCAT обеспечивает высокоточную временную метку и временную синхронизацию механизмов системы, а также возможность синхронизации с дополнительными временными протоколами, такими как GPS или IEEE 1588. Поэтому задача временной синхронизации в системах SmartGrid может быть решена для больших территориально-распределенных систем.

Собранные системой ввода/вывода дискретные и аналоговые сигналы через EtherCAT передаются в управляющий ПК, где они обрабатываются ПО TwinCAT и различными программными библиотеками. TwinCAT поддерживает телеметрические протоколы стандартов IEC 60870-5-101, 102, 103 и 104, а также IEC 61850, который стандартизирован для систем Smart Grid. Среди других интерфейсов поддерживаются также VACnet/IP, ModbusRTU/TCP и M-bus.

Благодаря ПО TwinCAT контроллеры Бекхофф уже сегодня готовы для работы в системе Smart Grid, они могут быть адаптированы для требований рынка интеллектуальных электросетей посредством использования специального ПО и аппаратных функциональных блоков.

[Http://www.beckhoff.ru](http://www.beckhoff.ru)