

ло источников бесперебойного питания перевалит за сотню, без нее не обойтись.

Отдельный вопрос, не рассматриваемый в статье, — телеуправление, это следующий качественный шаг в вопросах развития систем управления энергообъектами.

Таким образом, АСДУ претерпевают значительные изменения. Использование современных технологий управления позволит принципиально изменить подход к организации оперативно-технологического управления, изменит наше представление о работе диспетчера. Актуальность данного направления в электроэнергетике подтверждается множеством публикаций в прессе [1–5]. Уже сегодня необходимо задуматься над подготовкой персонала, ломать стереотипы, делать упор на обучение специалистов в области информационных технологий и систем. Электроэнергетика развивается стремительно, без автоматизированных систем мы уже не сможем обе-

спечивать ни качество, ни надежность. За автоматизацией, как это не банально звучит, будущее.

Список литературы

1. Голубев С.В., Голиков И.Н. Построение комплексной АСУТП в области электроэнергетики на базе стандарта МЭК 61850 // Автоматизация в промышленности. 2010. №10.
2. Прошин Д.И., Гурьянов Л.В. Информационно-измерительная система технического учета электроэнергии на основе SCADA/HMI DataRate // Автоматизация в промышленности. 2010. №10.
3. Шауро В.С. Контроллеры SCADAPack E-серии в системах автоматизации подстанций // Автоматизация в промышленности. 2010. №10.
4. Антоненко И.Н. Автоматизация управления ТООР сетей // Автоматизация в промышленности. 2010. №10.
5. Амелин С.В. Современные требования к графической системе отображения схем в составе программных комплексов для электроэнергетики // Автоматизация в промышленности. 2010. №10.

*Цветков Юрий Дмитриевич — директор по ИТ ОАО «ЛЕНЭНЕРГО».
Контактный телефон (812) 494-77-98.
E-mail: Tsvetkov.UD@nwenergo.com*

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЗА СЧЕТ КОСВЕННЫХ ДАННЫХ ТЕЛЕМЕХАНИКИ ИЗ АСКУЭ

С.С. Ледин (ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»)

Рассмотрены вопросы информационного взаимодействия оперативно-информационных комплексов центров управления сетями электросетевых компаний с автоматизированными системами учета электроэнергии, а также пути повышения эффективности работы диспетчерских комплексов за счет использования косвенных данных телемеханики.

Ключевые слова: телемеханика, автоматизированные системы учета электроэнергии, оперативно-информационный комплекс, центр управления сетями, диспетчерское управление, электросетевой комплекс.

Функционирование российского рынка электроэнергии и мощности определяет множественные информационные связи в рамках отношений между его участниками. В ряде случаев обмен информацией регламентирован. Но не редкими являются ситуации, когда принципы и формы информационного обмена рождаются в ходе самостоятельных инициатив субъектов рынка. При этом модели циркуляции технологических данных затрагивают информационные системы, выполняющие различные технологические задачи.

Существует мнение, что в будущем ключевую роль на рынке электроэнергии и мощности будет играть балансирующий рынок [1]. Торговля, соотношение спроса и предложения будут вестись круглосуточно в режиме реального времени. Разумеется, реализация рыночных механизмов сбыта и потребления электроэнергии в реальном времени потребует больших вычислительных мощностей и прогрессивных системных решений в области построения максимально точных прогнозов цен и объемов продаж, потребления. Дополнительную ценность и значимость приобретает on-line информация о режимах работы электросети. Технологии Smart Grid в данном случае будут

играть ключевую роль [2]. И одной из важнейших задач, актуальность которой справедлива в уже существующих рыночных и технологических моделях, является организация информационного взаимодействия программных комплексов оперативно-диспетчерского управления центров управления сетями (ЦУС) и автоматизированных систем учета электроэнергии (АИИС КУЭ).

Современные ЦУС электросетевых компаний играют ключевую роль в задачах транспорта и распределения электроэнергии. Итоги стартовавшей несколько лет назад программы создания автоматизированных ЦУС региональных подразделений распределительного электросетевого комплекса впечатляют: видеостены с наглядным представлением схемы электросети, мощнейшие ЦОДы с резервированием ключевых узлов, многофункциональные программные комплексы от ведущих мировых производителей, полный набор всей необходимой оперативной информации в реальном времени, режим функционирования 24/7/365. Переход на совершенно иной качественный уровень управления сетями позволяет эффективно решать такие задачи, как:

- ведение режимов и производственных процессов;
- оперативное устранение нарушений и аварий;
- обеспечение экономичности и надежности работы электроустановок;
- снижение недоотпуска электроэнергии за счет получения оперативной информации о состоянии оборудования объектов электроснабжения и возможности оперативного управления;
- повышение надежности и устойчивости работы системы электроснабжения за счет наличия полной и оперативной информации о работе оборудования.

Разумеется, для решения поставленных задач оперативно-информационный комплекс (ОИК) ЦУС должен быть обеспечен всей необходимой оперативной информацией о состоянии параметров электросети, защит, коммутационных аппаратов. Внедряемые на электроподстанциях современные комплексы телемеханики способны в режиме реального времени передать в ЦУС значения токов и напряжений, мгновенной и интегрированной мощности, частоты, температуры в районе электроустановок, сигналы о положении коммутационных аппаратов, состояния релейной защиты. При этом в случае развития внештатной ситуации ответственный персонал мгновенно информируется о характере и месте аварии, после чего принимаются соответствующие меры по устранению аварийной ситуации. Полученные в ЦУС данные архивируются и в дальнейшем используются для аналитики и расчетов.

Однако весь этот мощный функционал автоматизированных ЦУС может сойти на нет в одном простом случае: отсутствии системы телемеханики на электроподстанциях, откуда собственно и поступает вся, как говорится, «жизненно важная» информация.

Казалось бы, в век повсеместной компьютеризации и автоматизации такого быть просто не может. В особенности, если речь идет о такой стратегически важной для любой развитой страны мира отрасли, как электроэнергетика. И уж, конечно, это кажется невообразимым на фоне стремительного прорыва в умы и сердца энергетиков «умных сетей» Smart Grid. Но это реальность: далеко не все региональные подразделения распределительного комплекса могут похвастаться 100% телемеханизацией электроподстанций уровня напряжения 110 кВ. Нехватка финансирования — вот основной бич всех программ телемеханизации. Даже в относительно стабильные времена это было проблемой. Тем более сейчас, на фоне стремительного сдерживания инвестиционных программ естественных монополий с целью ограничения роста тарифов. Решение одной проблемы за счет другой.

Однако задач обеспечения надежного и экономичного транспорта/распределения электроэнергии никто не отменял. Скорее, напротив, на фоне катастрофического износа основного

электрооборудования сетевого комплекса вопрос наблюдаемости электроподстанций получил стратегический статус.

Вариантом решения проблемы наблюдаемости электроподстанции при отсутствии установленной на ней полноценной системы телемеханики может быть использование так называемых косвенных данных телемеханики. Это данные, источником которых будут являться не реле, цифровые измерители, контроллеры телемеханики, терминалы релейной защиты, а системы учета электроэнергии. Современные многофункциональные электросчетчики обладают внушительным функционалом в части фиксации и передачи в вышестоящие иерархические уровни автоматизированных систем параметров электросети. В ряде случаев электросчетчики используются по двойному назначению: и в АИИС КУЭ как приборы учета, и в системах телемеханики как цифровые измерители. Если на электроподстанции нет системы телемеханики, но есть многофункциональные приборы учета, заведенные в АИИС КУЭ, появляется возможность формирования косвенных данных телемеханики с последующей передачей этих данных в ОИК ЦУС.

Схема взаимодействия ОИК ЦУС и системы учета электроэнергии представлена на рисунке.

Как правило, филиалы распределительной сетевой компании (РСК) для решения задач учета электроэнергии используют АИИС КУЭ от разных производителей. Часто таких локальных систем насчитывается полтора десятка и более. Возникает вопрос интеграции данных учета и выдачи необходимой информации на уровень ЦУС. Решением данного вопроса может служить построение центральной АИИС КУЭ и взаимодействие с разнородными АИИС КУЭ нижестоящего уровня через стандартизованные протоколы информационного обмена. Например, это может быть формат 80020 или формы информационного обмена, описанные в МЭК 61968. Допускается и прямой опрос контроллеров и приборов учета электроэнергии. Данные учета (интегрированные значения мощности,

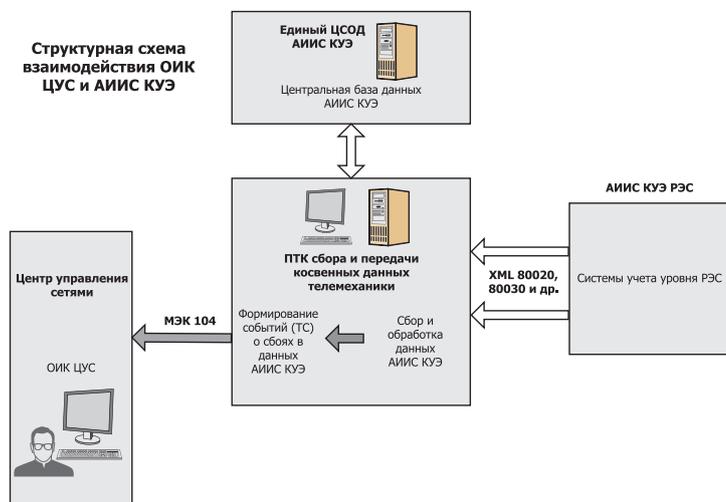


Схема взаимодействия ОИК ЦУС и системы учета электроэнергии

значения параметров электросети) в унифицированной форме поступают в центральную систему, где проходят обработку и поступают на хранение в центральную БД. Параллельно поток косвенных данных телемеханики из АИИС КУЭ передается в ОИК ЦУС, где концентрируется следующая информация:

- телесигнализация (ТС) об отсутствии/появлении данных интервального учета;
- телеизмерения (ТИ) на основе получасовых/часовых срезов мощности;
- ТИ на основе расчетных значений мощности за выбранный промежуток времени.

Протокол информационного обмена между ОИК ЦУС и АИИС КУЭ — МЭК 60870-5-104. При этом в подсистеме передачи данных АИИС КУЭ должен быть реализован функционал передачи данных по протоколу МЭК 60870-5-104 в несколько ОИК.

На основании полученных данных ТС и ТИ в ОИК ЦУС формируются события об отключении/включении технологического оборудования электроподстанций и режимах работы электросети. Разумеется, в случае отсутствия телемеханики на электроподстанции данное решение может служить как вынужденное и временное до момента полноценной телемеханизации электроподстанции косвенные данные телемеханики останутся востребованными на уровне ЦУС.

Таким образом, взаимодействие АИИС КУЭ с ОИК ЦУС позволяет хотя и не в полной мере, но частично решить вопрос наблюдаемости электроподстанций, а также увеличить эффективность работы ЦУС за счет:

- увеличения объема информации о работе основного технологического оборудования;

- повышения оперативности управления и устранения аварий;
- повышения наблюдаемости энергообъектов.

В свою очередь в задачах учета электроэнергии появилась возможность оперативно реагировать на внештатные ситуации, в частности, на сбой в поступлении данных учета по наиболее ответственным присоединениям, а также отслеживать режимы работы электрооборудования.

Рассмотренный вариант взаимодействия ОИК и АИИС КУЭ является лишь частным случаем. С расширением функционала и производственных мощностей систем учета электроэнергии, а также с ростом числа параметров электрической сети, фиксируемых приборами учета электроэнергии, роль данных систем учета в задачах диспетчерского управления возрастает. С большой долей вероятности в будущем даже приборы учета электроэнергии, установленные у бытовых потребителей, станут для диспетчерских систем источником ценной информации, на основании которой будет возможно формировать более полную картину электрической сети, эффективно управлять надежностью электроснабжения, строить более точные прогнозы потребления электроэнергии и воплощать в жизнь новые модели на электроэнергетическом рынке.

Список литературы

1. *Гительман Л.Д., Ратников Б.Е.* Энергетический бизнес: учебник. 3-е изд., перераб. и доп. М.: Изд. «Дело» АНХ. 2008.
2. *Кобец Б.Б., Волкова И.О.* Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. М.: ИАЦ Энергия. 2010.

Ледин Сергей Сергеевич — директор департамента АСУТП ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ».

Контактные телефоны/факсы: (4922) 33-67-66, 42-45-02.

E-mail: SSLedin@sicon.ru Http://www.sicon.ru

Новые цифровые датчики рН/ORP и ПО для повышения эффективности обслуживания

Анализаторы жидкостей используются в нефтяной, нефтехимической промышленности, в металлургии, энергетике, водоснабжении и водоочистке, для контроля качества сырья и продукции, отслеживания реакций и управления процессами очистки. Химические свойства некоторых жидкостей могут повредить или засорить чувствительные элементы анализаторов и, как следствие, сильно повлиять на точность измерений. По этой причине необходима регулярная калибровка датчиков. Однако условия эксплуатации могут быть очень разными, и непосредственно на площадке не всегда удобно и безопасно проводить калибровку, которая обычно требует использования преобразователей для хранения данных и стандартных калибровочных жидкостей. Поэтому существует потребность производить такую работу в более безопасных условиях и одновременно максимально уменьшить время простоя канала измерения.

Yokogawa Electric Corporation объявила о выпуске новой серии продуктов на основе платформы SENCOM для цифровых измерений рН и ORP. Платформа SENCOM состоит из модуля SENCOM, датчика общего назначения для различных областей применения FU20F рН/ORP SENCOM, кабеля SENCOM и ПО SPS24 SENCOM. Установка модуля SENCOM на датчик FLXA21 обеспечит его мощным механизмом обработки цифрового сигнала, необходимого для работы с новыми датчиками SENCOM. Приборы дополняют линейку качественных решений по рН/ORP, включающую двухпроводной датчик рН/ORP FLXA21.

Особенности нового продукта

1. Удобные условия проведения работ/снижения простоя измерительного канала. Датчик FU20F рН/ORP SENCOM может вести обработку цифрового сигнала и хранить цифровые данные, включая данные калибровки. Используя программу SPS24 или датчик FLXA21, можно производить калибровку этих датчиков из лаборатории, где для этого обеспечены оптимальные условия. Также возможность быстрой замены FU20F на откалиброванный датчик прямо на месте сильно снизит время простоя.

2. Быстрая и эффективная калибровка. Используя ПО SPS24, можно одновременно калибровать до четырех датчиков SENCOM, существенно снижая требуемое на это время.

3. Эффективное управление данными. ПО SPS24 использует интегрированную БД с возможностью хранения цифровой информации для 100 датчиков SENCOM. Это позволяет проводить превентивное обслуживание, позволяющее персоналу заблаговременно определять потребность в обслуживании датчиков или в их замене. Также больше нет необходимости выходить на площадку для получения данных с преобразователя.

После выведения на рынок FU20F, который является первым датчиком на основе платформы SENCOM, YOKOGAWA будет расширять линейку SENCOM продуктами, которые обслуживают четырехпроводные анализаторы жидкости, тем самым расширяя масштаб измерений. Новые цифровые датчики SENCOM помогут заказчикам повысить эффективность обслуживания и снизить затраты.

<http://www.yokogawa.com>