

Smart Grid: теория vs практика

Несмотря на рост в России интереса к технологиям интеллектуальных энергосетей переход к “умной” энергетике – вопрос не близкой перспективы. Тем не менее опыт внедрения элементов концепции Smart Grid в деятельность российских энергокомпаний уже имеется и представляет несомненную ценность для понимания практических путей реализации принципов интеллектуального управления электроснабжением. Компания ВСС, имеющая обширный опыт успешного выполнения проектов внедрения интеллектуальных систем и сетей связи в различных отраслях, в том числе в энергетике, представляет в материале конкретные примеры создания интеллектуальной системы измерений для двух электросетевых компаний.

В качестве пилотных компания реализует проекты Smart Metering в АО “Югорская региональная электросетевая компания” (АО “ЮРЭСК”) и в сетевой компании в Нижнем Новгороде. Создаваемые автоматизированные комплексные системы измерений параметров электроэнергии, основного и вспомогательного оборудования, а также определения учетных показателей предназначены для решения следующих технологических и бизнес-задач:

- ▶ измерение и хранение энергетических (динамических) параметров сети и основного сетевого оборудования;
- ▶ контроль и управление поставкой, транспортировкой и потреблением электроэнергии на основе полученных данных;
- ▶ автоматизированная передача, обработка и представление коммерческой информации о потреблении ресурсов;
- ▶ формирование ситуационных баз данных об энергопотреблении с элементами информационной поддержки задач управления потреблением энергоресурсов и ряда других задач (в т.ч. технологические присоединения, управление активами);
- ▶ создание информационной основы системы принятия решений для бизнес-задач сетевого предприятия на основе кластерного анализа полученных “динамических” данных и данных других систем предприятия (“статических” данных – данных оборудования и кабельных линий, паспортизация, потребители, поставщики, договоры, геоинформационные и линейные схемы и т.п.).

К сожалению, сам термин Smart Grid у энергетиков-практиков вызывает определенный скепсис. Как и многие полезные начинания, кампания по внедрению инициатив Smart Grid на каком-либо участке электросетевого комплекса нередко превращается в кампанейщину с “распиллом” средств и странными диссертационными ра-

ботами на финише. А использование пресловутого административного ресурса и отсутствие реальной конкуренции приводит к внедрению не самых полезных и эффективных разработок в этой области.

Действительно, внедрять систему сбора технологической информации на старом сетевом оборудовании экономически невыгодно. Для того чтобы установить цифровую технику на старые подстанции, где давно требуется замена основного оборудования, необходима для съема информации установка дорогостоящих измерительных трансформаторов, дополнительных концевых выключателей, реле-повторителей и т.д. Нередко для удовлетворения требований заказчика нужна также информация о работе устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) с нестандартными интерфейсами от разных производителей и т.д. Заказчик хочет видеть и работу системы безопасности (концевики на дверях, пожарная сигнализация и т.п.). Кроме того, проектирование, монтаж и наладка таких систем – длительное и сравнительное дорогостоящее дело.

Из сказанного следует очевидный вывод: одним из значимых условий успешности массового внедрения принципов Smart Grid в распределительный электросетевой комплекс является понимание окупаемости затрат, которые необходимо понести сетевой компании на внедрение, а также искренняя убежденность руководителя в том, что путь этот неизбежен.

Опыт работы компании ВСС с двумя разными сетевыми компаниями подтверждает актуальность этого вывода, а также важность того факта, что руководитель сетевого предприятия, понимающий необходимость применения информационно-коммуникационных технологий, оказывает решающее влияние на выбор приоритетов при внедрении.

Приоритетом для АО “Югорская региональная электросетевая компания” является обеспечение централизованного управления электросетевым комплексом, принадлежащим муниципальным образованиям и администрации Ханты-Мансийского автономного округа, обеспечение надежного и бесперебойного электроснабжения потребителей, а также опережающее расширение инфраструктуры для своевременного технологического присоединения новых абонентов по экономически обоснованным тарифам.

Природные и климатические особенности, отсутствие постоянной дорожной инфраструктуры, большие расстояния между объектами и сложность обслуживания выдвинули на первый план задачу дис-

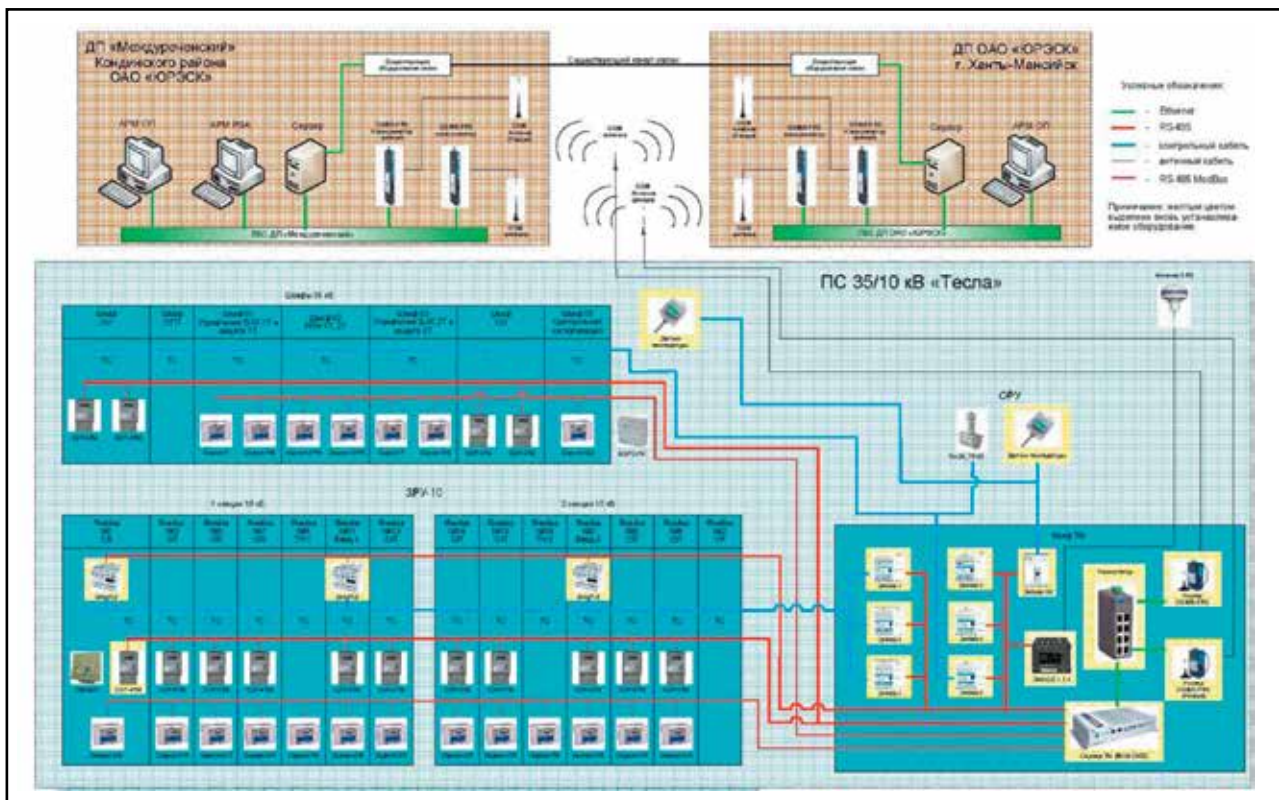


Рис. 1

танционного управления сетью и мониторинга сети для контроля потерь энергии и ее качественных показателей в режиме реального времени в системе телемеханики.

Пилотная зона реализации проекта по созданию системы сбора и передачи информации (ССПИ), выполненного специалистами компании ВСС, охватывала семь подстанций 35/110 кВ (рис. 1).

ССПИ ПС 35/10 кВ построена как система, обеспечивающая измерение, сбор, долгосрочное хранение, обработку и передачу информации о величинах оперативных параметров – фазного тока, мощности, углов фазовых сдвигов между током и напряжением, состояния коммутационной аппаратуры, контролируемых присоединений, а также неоперативных параметров – температуры внешней среды, температуры в служебных помещениях и АПТС и т.п.

Одним из основных элементов управления является SCADA-система, которая выполняет следующие функции:

- ▶ сбор данных об объекте контроля от телемеханики, ССПИ, автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ), РАС, РЗА, систем мониторинга основного оборудования;
- ▶ ретрансляция телеинформации в смежные информационные системы субъектов ПАО "Россети": РДУ, РСК, ФСК, генерирующие компании и т.д.;

- ▶ обработка телеинформации;
- ▶ расчеты балансов и режимов;
- ▶ обработка событий;
- ▶ архивирование телеинформации;
- ▶ ведение топологии сетей;
- ▶ визуализация телеинформации на видеоцитах, мнемонических щитах, АРМах.

В диспетчерском пункте АО "ЮРЭСК" в качестве SCADA-системы применяется ПО КОТМИ14 и ПО диспетчерской системы "Модус". Кроме оперативной информации ПО КОТМИ14 выполняет сбор информации от РЗА сигналов АПТС и осциллограмм, контролирует требуемые характеристики системы бесперебойного и гарантированного электроснабжения оборудования центра управления сетями (ЦУС) АО "ЮРЭСК".

ПО диспетчерской системы выполняет управление видеостеной на основе 12-ти ЖК-панелей (рис. 2),



Рис. 2

предоставление оперативной информации на АРМ дежурных оперативной службы, РЗА, администратора системы, ведение электронного журнала, установку плакатов, осуществляет ведение суточной ведомости, ведение оперативного журнала, паспортизацию основного оборудования.

В настоящее время весь комплекс проходит опытную эксплуатацию.

Выполненная работа по оснащению подстанций (ПС) многофункциональными контроллерами (общеподстанционные контроллеры ТМЗcom или ЭНКС-3м, контроллеры присоединения Vinom 334, Vinom 337 или ЭНИП-2, модули дискретных и аналоговых входов ЭНМВ-1-24, ЭНМВ-1w) позволила на современном уровне решить проблемы оперативного управления и контроля средствами телемеханики.

В то же время ясно, что потенциал контроллеров по измерению качества энергии и интеллектуального счетчика с возможностями передачи многообразной информации о состоянии объекта требует развития. Основные препятствия и сложности в этом направлении – отсутствие традиционной среды в организации каналов связи между ПС и ЦУС (нет ни ВОЛС, ни ВЧ-связи). Применяется только сотовая и спутниковая связь, что не позволяет организовать устойчивые каналы передачи информации. Другая причина – отсутствие соответствующего многофункционального ПО и кадров.

В сетевой компании Нижнего Новгорода – иная ситуация, которая характерна для большинства густонаселенных районов страны и которая, собственно, и породила концепцию Smart Grid за рубежом, а именно: отсутствие достоверных данных о количестве и качестве энергии, как принимаемой в распределительную сеть от источника питания, так и отпускаемой потребителям, стареющее оборудование, растущие пиковые нагрузки, ограниченные доходы сетевой компании по причине регулирования тарифов и хищения энергии, угроза появления новых технологий генерации. Закономерно, что сетевые компании ищут новый, “интеллектуальный” подход к организации работы своих сетей.

Компанией ВСС совместно с заказчиками из Нижнего Новгорода были расставлены приоритеты внедрения инфокоммуникационных технологий, очевидно отличающиеся от тех, что были определены в АО “ЮРЭСК”:

- ▶ построение системы сбора учетной информации во всех узлах сети, в первую очередь на границах балансовой принадлежности;
- ▶ использование для этих целей оптимальной по составу архитектуры и номенклатуры АИИС КУЭ с ПО верхнего уровня и традиционных схем ССПИ на диспетчерский пункт;
- ▶ установка универсальных приборов учета электроэнергии с функцией контроллера присоединений, с контролем качества энергии и осциллографированием токов и напряжений на всех фидерах в распределительных пунктах (РП) и вводных фидерах в трансформаторных пунктах (ТП).

Проведенная модернизация автоматизированной системы коммерческого и технического учета электроэнергии направлена на повышение экономического эффекта деятельности сетевой компании путем увеличения доходных поступлений от дополнительно учтенной переданной электроэнергии и снижения расходов на оплату коммерческих потерь электроэнергии с учетом следующих факторов:

- ▶ повышение точности учета за счет уменьшения ошибок при ручном съеме данных, ревизии приборов учета и замене старых типов счетчиков на более современные и точные;
- ▶ снижение потерь и хищений электроэнергии за счет контроля балансов по объектам;
- ▶ контроль заявленной мощности предприятий-потребителей и выставление счетов за фактически потребленную мощность;
- ▶ выравнивание нагрузки за счет перехода потребителей на зонный тариф и перевода части мощности в ночной период;
- ▶ сокращение затрат на обработку информации экономическим подразделением за счет получения оперативной и достоверной информации об энергопотреблении в электронном виде;
- ▶ сокращение или полный отказ от услуг обходчиков сетевой компании;
- ▶ сведение баланса по группам приборов с целью выявления безучетного потребления и фактов фальсификации показаний счетчиков.

Особенностью проекта стало требование заказчика выполнить работы по присвоению типа средств измерений и метрологической аттестации АИИС КУЭ как единичного экземпляра на узлах учета 8 ТП 2 РП. Теперь сетевая организация может предъявить энергоснабжающей организации данные о количестве полученной от нее и отпущенной потребителям энергии на основании информации, поступающей из собственной АИИС КУЭ и более точно и оперативно считать балансы электроэнергии.

Проект в Нижнем Новгороде охватывал пилотную зону системы распределения энергии в структуре куста с центром питания ПС 110 кВ, двух РП 10 кВ, 8 ТП 10/0,4 кВ и около 400 узлов учета бытовых потребителей, расположенных в индивидуальных жилых строениях.

- В ходе проекта был выполнен целый комплекс работ:
- ▶ создана система сбора и передачи технологической информации (ССПИ) энергообъектов: телемеханизация 2 РП 8 ТП, организована передача данных в существующий ОИУК “Диспетчер НТ” на диспетчерский пункт;
 - ▶ создана система коммерческого учета (АИИС КУЭ): установлены интеллектуальные приборы учета электроэнергии на границе с бытовыми потребителями частных домовладений с центром питания на ТП, приборы учета электроэнергии на границе с юридическими лицами с центром питания на ТП, счетчики технического учета на вводах 0,4 кВ и отходящих фидерах ТП, счетчики коммерческого учета на вводах и отходящих фидерах в РП и ТП;

установлены шкафы УСПД в ТП и РП; установлена и активирована АИИС "Пирамида 2000";

- ▶ организован сбор данных с приборов учета бытовых потребителей/юридических лиц и передача данных с указанных ТП и РП в центр сбора данных – АИИС "Пирамида 2000" по каналам 3G/GSM с использованием IPS-туннеля через Интернет;

- ▶ организуется возможность мобильного доступа обслуживающего персонала

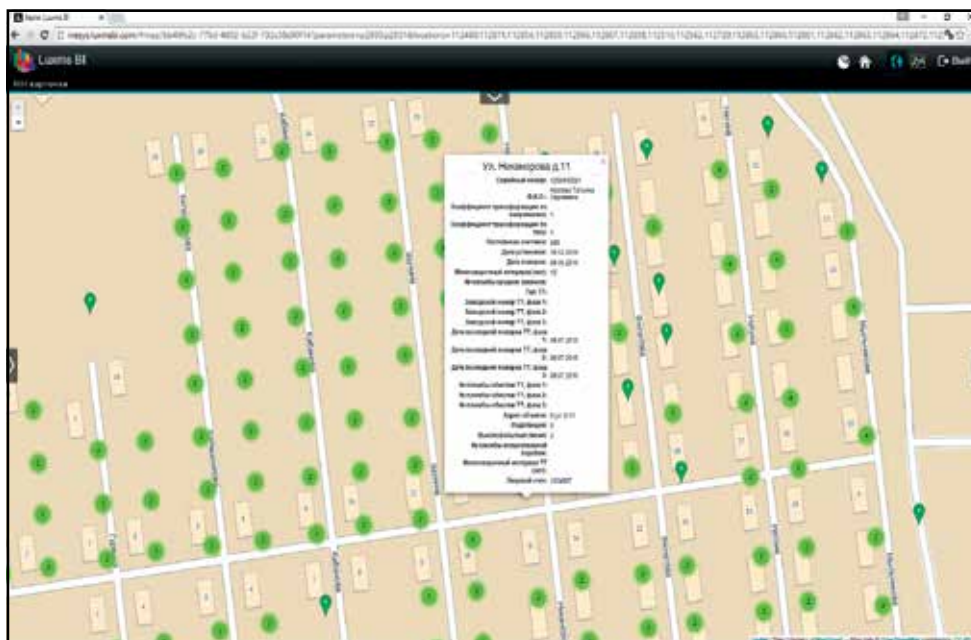


Рис. 3

к данным энергообъектов с использованием программного решения Энерго ВІ (рис. 3);

- ▶ выполняются работы по присвоению типа средств измерений и метрологической аттестации АИИС КУЭ как единичного экземпляра.

Следующим шагом в реализации проекта будет установка и настройка аппаратной инфраструктуры (связь и информационно-вычислительный комплекс) и специализированного ПО верхнего уровня.

Трудности, с которыми пришлось столкнуться при выполнении описанных двух проектов, во многом были схожими несмотря на различие объектов:

- ▶ Отсутствие надежных и недорогих систем телекоммуникаций. Созданию надежной и защищенной коммуникационной IP-сети в определенной степени препятствует политика сотовых операторов, которые не спешат улучшать качество 3G/4G, отдавая преимущество развитию голосовой связи и предлагая корпоративным пользователям ограниченный набор услуг передачи данных по завышенным по сравнению с предоставляемыми обычным абонентам тарифам, а при организации VPN-туннелей делают настройки только со стороны своего оборудования.

- ▶ Применение PLC-технологии, без которой сложно организовать недорогую систему передачи данных от бытовых потребителей. Между тем, у этой технологии есть существенные недостатки, заключающиеся в том, что на скорость, дальность передачи и количество устройств в одной сети оказывают влияние состояние электропроводки (плохие контакты, множественные скрутки) и материалы, из которых изготовлены провода. Также сильное воздействие оказывают импульсные помехи от различных бытовых электроприборов.

- ▶ Использование дорогостоящей и, в случае с импортозамещением, ненадежной цифровой техни-

ки (УСПД, 3G/GPRS-модемы и т.д.). В проектах, о которых идет речь, треть (!!!) поставленных интеллектуальных счетчиков были с производственными дефектами.

- ▶ Избыточное, по сути, требование заказчика о присвоении типа средств измерений и метрологической аттестации АИИС КУЭ как единичного экземпляра для каждой измерительной системы несмотря на то, что все составные части этой системы – счетчики, УСПД, программное обеспечение, СОЕВ – внесены в Госреестр средств измерений. Монополия метрологов с завышенными ценами на услуги и требованиями проверок со съемом установленной аппаратуры является серьезным препятствием для построения АИИС КУЭ.

- ▶ Концентрация систем коммерческого учета в руках сбытовых компаний, что ведет при попытках других участников сетевого рынка дублировать их системами технического учета к конфликтам и нежеланию всех сторон объединить усилия для создания единого информационного поля.

Организация в нашей стране "умной" работы энергосетей требует решения огромного количества задач (технических, технологических, организационных, экономических), и достижение этого с помощью традиционных технологических решений не представляется возможным. Компания ВСС предлагает помощь в практической реализации шагов по формированию сетевой аналитики для автоматизированного и автоматического управления путем целенаправленного и непопулярного внедрения цифровых технологий в распределительные сети.

Денис Звонов, к.т.н., директор департамента инфраструктурных проектов,
Юрий Тайд, к.т.н., директор по развитию направления "ВСС Energy",
компания ВСС