

Новая парадигма “Цифровой подстанции”

Д.В. КИШИНЕВСКИЙ, генеральный директор ООО “ЛИСИС”, О.В. РУДАКОВ, генеральный директор ЗАО “Профотек”

*Помни, качество Мастера не определяется размерами толпы его учеников
(Ричард Бах. Иллюзии)*

Несмотря на то, что в электроэнергетической отрасли тенденция перехода на цифровые технологии в системах сбора и обработки информации, управления и автоматизации подстанций наметилась еще более 15 лет назад, первая в мире цифровая подстанция была запущена лишь в 2006 г., тем не

менее сегодня практически все ведущие компании-производители электроэнергетической отрасли активно работают в данном направлении. Работают в этом направлении и в России. Одно из таких решений рассматривается в данной статье.

Развитие электроэнергетики в последние годы обусловлено фактором объединения электросетевой и информационной инфраструктуры. Цифровая подстанция (ЦПС) — это элемент активно-адаптивной (интеллектуальной) электросети с системой контроля, защиты и управления, основанной на передаче информации в цифровом формате. Несмотря на то, что эта тема является относительно новой, в настоящее время на планете насчитывается уже более 100 ЦПС в Китае, США, Канаде и других странах. В частности, при содействии Министерства энергетики России в лице Российского энергетического агентства на проходившей в конце августа в Париже международной выставке CIGRE 2014 демонстрировалось совместное техническое решение российских компаний, предназначенное для автоматизации подстанций по технологии “цифровая подстанция”.

Предпосылки

Вне своего назначения все сети на планете становятся более мощными и более сложными. В том числе в геометрической прогрессии растут объемы информационных потоков, обеспечивающих управление электросетевыми объектами, мониторинг их технического состояния, контроль качества электроэнергии, а также ее коммерческий учет. Это, в свою очередь, влечет все большее применение дорогих интеллектуальных электронных устройств, которых с каждым днем на объекте становится все больше, а цена их все дороже и дороже. Зачастую такие устройства при-

меняют различные стандарты передачи данных, что затрудняет их совместную работу и, более того, начинает тормозить развитие электроэнергетики, а значит и промышленности в целом. Причем это касается не только России, но и любых промышленно развитых стран. В общем, как в свое время и в области ИКТ, в электроэнергетике настал момент для пересмотра принципов построения энергетической инфраструктуры и подходов.

Предпосылкой к появлению отечественного решения стало активное развитие технологии “Цифровая подстанция”, а именно появление стандартов, описывающих информационную модель подстанции и протоколы обмена между ее элементами, а также оборудования, поддерживающего эти протоколы. Суть нового подхода — изменение архитектуры построения систем защиты и управления подстанциями, основанное на цифровой обработке данных. Применение протокола IEC61850, описанного в технологии “Цифровая подстанция”, позволяет получить единый цифровой поток данных, характеризующий состояние управляемого объекта (подстанции). Это позволяет абстрагироваться от существующей парадигмы построения системы защиты и управления подстанцией, при которой каждая функция автоматизации выполняется отдельным устройством, и перейти к программной платформе, размещаемой на универсальных аппаратных устройствах и имеющей свободное распределение функций. Так появляется возможность получать решения, имеющие как полностью

распределенную, так и централизованную архитектуру. Кроме того, применение единой программной платформы позволит в дальнейшем видоизменить рынок аппаратных устройств для построения систем защиты и управления подстанцией и перейти к рынку функциональных алгоритмов. Таким образом появляется возможность уйти от сложившихся стереотипов построения инфраструктуры управления энергообъекта и создать по-настоящему инновационное прорывное решение для построения систем автоматизации электрических подстанций.

Как это работает

По сути разработанное решение состоит из устройств, выполняющих первичные основные измерения параметров электросети и формирующих цифровой поток информации, передаваемой по оптическим кабелям в систему защиты и управления, которая функционирует на стандартных промышленных серверах. В качестве источника информации для системы используются цифровые оптические измерительные трансформаторы, которые являются альтернативой традиционным. Их назначение — высокоточное измерение мгновенных значений тока, напряжения и их фазовых характеристик, а также выдача измеренных значений по цифровому интерфейсу для использования вторичным оборудованием — счетчиками коммерческого учета, приборами телеметрии, контроля качества электроэнергии, релейной защиты и автоматики. Данные трансформаторы являются

инновационными и обеспечивают полностью цифровые измерения с минимально достижимым на сегодняшний день уровнем погрешности. При интеграции в структуру подстанции они позволяют оптимизировать архитектуру систем измерения, защиты, управления и контроля качества электроэнергии. Собственно это и есть тот базис, на котором строится "Цифровая подстанция".

В свою очередь, iSAS — это программно-технический комплекс (ПТК) автоматизации электрических подстанций на базе унифицированной технологической платформы с унификацией всех функций защиты, управления, измерений и контроля в пределах подстанции на основе программных модулей, легко переносимых на любые аппаратные платформы, функционирующих под управлением ОС Linux. В целом iSAS обеспечивает полный жизненный цикл создания центра системы управления подстанцией, включая проектирование, испытания, наладку, сопровождение и эксплуатацию.

На сегодня ПТК iSAS реализует полный спектр функций автоматизации подстанций 35 — 220 кВ на единой платформе в соответствии с концепцией "Цифровая подстанция" с полной поддержкой стандарта IEC 61850 ("шина процесса"), включая: измерения; управление; релейную защиту и автоматику; регистрацию аварийных событий и процессов; автоматическое регулирование; технический и коммерческий учет энергоресурсов; контроль качества электроэнергии.

Данный ПТК позволяет также реализовать функционал защиты и управления подстанцией с произвольно компонованной архитектурой и функциональной структурой — от набора комплексов уровня присоединений до единого интегрированного комплекса подстанции.

Что это дает

Стоит напомнить, что предложенное решение является принципиально новым для электроэнергетики. Оно позволяет создать полностью цифровое, надежное, комплексное решение для автоматизации, контроля,

коммерческого учета и релейной защиты подстанции. Разумеется, все это позволяет получить широкий спектр преимуществ.

Основным преимуществом является экономический эффект на всех стадиях жизненного цикла электрической подстанции, начиная с проектирования и заканчивая эксплуатацией.

Снижение затрат на этапе строительства происходит за счет уменьшения количества применяемого оборудования и отказа от большого количества медных проводников (иногда измеряемого тоннами), а также уменьшения трудоемкости проектирования, монтажа и наладки оборудования.

При эксплуатации применение цифровых интеллектуальных устройств и необслуживаемых цифровых измерительных трансформаторов на высоковольтной части позволяет значительно уменьшить количество обслуживающего персонала на подстанции и расходы на самообслуживание.

Дополнительная экономия достигается также за счет снижения расходов на поверку за счет увеличения межповерочного интервала и упрощения поверки трансформаторов, а также за счет снижения потерь электроэнергии, увеличения точности измерений и ухода от необходимости нормирования нагрузки вторичных цепей.

Применение же устройств с высокой степенью резервирования функций и взаимозаменяемостью уменьшает сроки замены оборудования в случае ремонтных работ или регламентного обслуживания, что позволяет эксплуатировать объект практически без остановок.

Не менее важна простота внедрения, потому что сотни шкафов с находящимся в них вторичным оборудованием заменяются всего лишь одним сервером. При этом измерительная часть является полностью цифровой и имеет существенно меньшие массогабаритные характеристики по отношению к традиционным измерительным трансформаторам, что позволяет проводить модернизацию объекта без длительного вывода из работы комплекса элек-

троспределительного оборудования.

Также следует отметить уникально высокую точность измерений и обеспечение их единства для всех получателей данных. Кроме того, предложенное решение имеет повышенный уровень безопасности. Во-первых, высоковольтная часть не требует обслуживания и имеет высокую пожаро- и взрывобезопасность. Во-вторых, для соединения первичной высоковольтной части с вторичными устройствами используются только волоконно-оптические кабели, которые за счет полной гальванической развязки гарантируют безопасность персонала и дорогостоящего вторичного оборудования.

За счет применения полностью цифрового первичного измерительного оборудования и цифровых методов обработки и управления на совершенно новый уровень поднимаются методы самодиагностики всей системы; а применение оптических кабелей для передачи информации полностью исключает искажения и помехи в передаваемых и обрабатываемых данных. При этом обеспечивая надежное и многоуровневое резервирование всех систем. И даже установка еще двух серверов для организации двойного резервирования на случай аварии или ЧС не приводит к сколько-нибудь существенному удорожанию ЦПС. При всем этом решение соответствует международным стандартам, когда компоненты работают в соответствии с требованиями IEC 61850, что ведет к упрощению технической реализации и позволяет предлагать данное решение на международном рынке.



Давид Владимирович КИШИНЕВСКИЙ
kishinevskiy@lysis.su



Олег Вячеславович РУДАКОВ
rudakov@profotech.ru