



Авторы:
к.т.н. Горелик Т.Г.,
ОАО «НИИПТ»,
Кириенко О.В.,
ООО «ЭнергопромАвтоматизация».

АВТОМАТИЗАЦИЯ ЭНЕРГООБЪЕКТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ «ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ». ПЕРВЫЙ РОССИЙСКИЙ ПРОТОТИП

Новые технологии производства современных систем управления перешли из стадии научных исследований и экспериментов в стадию практического использования. Разработаны и внедряются современные коммуникационные стандарты обмена информацией. Широко применяются цифровые устройства защиты и автоматики. Произошло существенное развитие аппаратных и программных средств систем управления. Появление новых международных стандартов и развитие современных информационных технологий открывает возможности инновационных подходов к решению задач автоматизации и управления энергообъектами, позволяя создать подстанцию нового типа – Цифровую подстанцию (ЦПС). Отличительными характеристиками ЦПС являются: наличие встроенных в первичное оборудование интеллектуальных микропроцессорных устройств, применение локальных вычислительных сетей для коммуникаций, цифровой способ доступа к информации, ее передаче и обработке, автоматизация работы подстанции и процессов управления ею. В перспективе Цифровая подстанция будет являться ключевым компонентом интеллектуальной сети Smart Grid.

Термин Цифровая подстанция до сих пор трактуется по-разному разными специалистами в области систем автоматизации и управления. Для того, чтобы разобраться, какие технологии и стандарты относятся к Цифровой подстанции, проследим историю развития систем АСУ ТП и РЗА. Внедрение систем автоматизации началось с появления систем телемеханики. Устройства телемеханики позволяли собирать аналоговые и дискретные сигналы с использованием модулей УСО и измерительных преобразователей. На базе систем телемеханики развивались первые АСУ ТП электрических подстанций и электростанций. АСУ ТП позволяли не только собирать информацию, но и производить ее обработку, а также представлять ее в удобном для пользователя интерфейсе. С появлением первых микропроцессорных релейных защит информация от этих устройств также стала интегрироваться в системы АСУ ТП. Постепенно количество устройств с цифровыми интерфейсами увеличивалось (противоаварийная автоматика, системы мониторинга силового оборудования, системы мониторинга щита постоянного тока и собственных нужд и т.д.). Вся эта информация

от устройств нижнего уровня интегрировалась в АСУ ТП по цифровым интерфейсам. Однако и сегодня несмотря на повсеместное использование цифровых технологий для построения систем автоматизации, подстанции не являются в полной мере цифровыми, так как вся исходная информация, включая состояния блок-контактов, напряжения и токи, передается в виде аналоговых сигналов от распределительного устройства в оперативный пункт управления, где оцифровывается отдельно каждым устройством нижнего уровня. Например, одно и то же напряжение параллельно подается на все устройства нижнего уровня, которые преобразовывают его в цифровой вид и передают в АСУ ТП. На традиционных подстанциях различные подсистемы используют различные коммуникационные стандарты (протоколы) и информационные модели. Для функций защиты, измерения, учета, контроля качества выполняются индивидуальные системы измерений и информационного взаимодействия, что значительно увеличивает как сложность реализации системы автоматизации на подстанции, так и ее стоимость.

Переход к качественно новым системам автоматизации и управления возможен при использовании стандартов и технологий Цифровой подстанции, к которым относятся:

1. Стандарт МЭК 61850:
 - модель данных устройств;
 - унифицированное описание подстанции;
 - протоколы «вертикального» (MMS) и «горизонтального» (GOOSE) обмена;
 - протоколы передачи мгновенных значений токов и напряжений (SV).
2. Цифровые (оптические и электронные) трансформаторы тока и напряжения.
3. Аналоговые мультиплексоры (Merging Units).
4. Выносные модули УСО (Micro RTU).
5. Интеллектуальные электронные устройства (IED).

Основной особенностью и отличием стандарта МЭК 61850 от других стандартов является то, что в нем регламентируются не только вопросы передачи информации между отдельными устройствами, но и вопросы формализации описания схем подстанции, схем защиты, автоматики и измерений, конфигурации устройств. В стандарте предусматриваются воз-



возможности использования новых цифровых измерительных устройств вместо традиционных аналоговых измерителей (трансформаторов тока и напряжения). Информационные технологии позволяют перейти к автоматизированному проектированию цифровых подстанций, управляемых цифровыми интегрированными системами. Все информационные связи на таких подстанциях выполняются цифровыми, образующими единую информационную шину. Это открывает возможности для быстрого прямого обмена информацией между устройствами, что, в конечном счете, дает возможность сокращения числа медных кабельных связей, сокращения числа устройств, более компактного их расположения.

Рассмотрим подробнее структуру Цифровой подстанции, выполненную в соответствии со стандартом МЭК 61850 (рис. 1). Система автоматизации энергообъекта, построенного по технологии «Цифровая подстанция», делится на три уровня:

- Полевой уровень (уровень процесса).
- Уровень присоединения.
- Станционный уровень.

Полевой уровень состоит из:

1. Первичных датчиков для сбора дискретной информации и передачи команд управления на коммутационные аппараты (micro RTU).
2. Первичных датчиков для сбора аналоговой информации (цифровые трансформаторы тока и напряжения).

Уровень присоединения состоит из интеллектуальных электронных устройств:

1. Устройств управления и мониторинга (контроллеры присоединения, многофункциональные измерительные приборы, счетчики АСКУЭ, системы мониторинга трансформаторного оборудования и т.д.).

2. Терминалов релейной защиты и локальной противоаварийной автоматики.

Станционный уровень состоит из:

1. Серверов верхнего уровня (сервер базы данных, сервер SCADA, сервер телемеханики, сервер сбора и передачи технологической информации и т.д., концентратор данных).

2. АРМ персонала подстанции.

В плане основных особенностей построения системы в первую очередь необходимо выделить новый «полевой» уровень, который включает в себя инновационные устройства первичного сбора информации: выносные УСО, цифровые измерительные трансформаторы, встроенные микропроцессорные системы диагностики силового оборудования и т.д.

Цифровые измерительные трансформаторы передают мгновенные значения напряжения и токов по протоколу МЭК 61850-9-2 устройствам уровня присоединения. Существует два вида цифровых измерительных трансформаторов: оптические и электронные. Оптические измерительные трансформаторы являются наиболее предпочтительными при создании систем управления и автоматизации цифровой подстанции, т.к. используют инновационный принцип измерений, исключая влияние электромагнитных помех.

Электронные измерительные трансформаторы базируются на базе традиционных трансформаторов и используют специализированные аналогово-цифровые преобразователи.

Данные от цифровых измерительных трансформаторов, как оптических, так и электронных, преобразуются в широкополосные Ethernet-пакеты с использованием мультиплексов (Merging Units), предусмотренных стандартом МЭК 61850-9. Сформированные мультиплексами пакеты передаются по сети Ethernet (шине процесса) в устройства уровня присоединения (контроллеры АСУ ТП, РЗА, ПА и др.). Частота дискретизации передаваемых данных не хуже 80 точек на период для устройств РЗА и ПА и 256 точек на период для АСУ ТП, АИИС КУЭ и др.

Данные о положении коммутационных аппаратов и другая дискретная информация (положение ключей режима управления, состояние цепей обогрева приводов и др.) собираются с использованием выносных модулей УСО, установленных в непосредственной близости от коммутационных аппаратов. Выносные модули УСО имеют релейные выходы для управления коммутационными аппаратами. Выносные модули УСО синхронизируются с точностью не хуже чем 1 мс. Передача данных от выносных модулей УСО осуществляется по оптоволоконной связи, являющейся частью шины процесса по протоколу МЭК 61850-8-1 (GOOSE). Передача команд управления на коммутационные аппараты также осуществляется через выносные модули УСО с использованием протокола МЭК 61850-8-1 (GOOSE).

Также силовое оборудование оснащается набором цифровых датчиков. Существуют специализированные системы для мониторинга трансформаторного и элегазового оборудования, которые имеют цифровой интерфейс для интеграции в АСУ ТП без использования дискретных входов и датчиков 4-20 мА. Современные КРУЭ оснащаются встраиваемыми цифровыми трансформаторами тока и напряжения, а шкафы управления в КРУЭ позволяют устанавливать выносные УСО для сбора дискретных сигналов. Установка цифровых датчиков в КРУЭ производится на заводе-изготовителе, что позволяет упростить процесс проектирования, а также монтажные и наладочные работы на объекте.

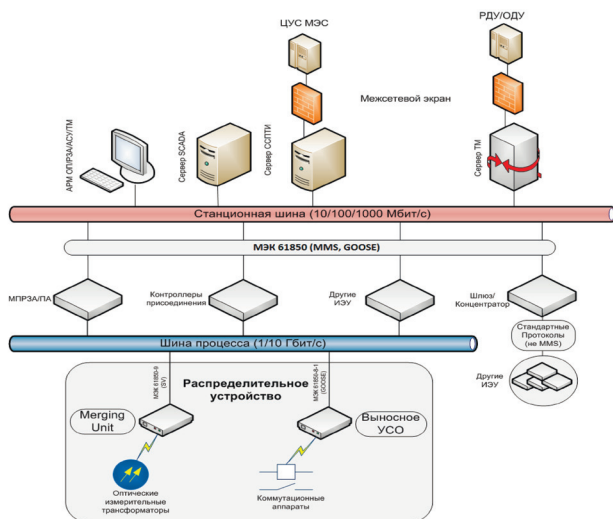


Рис. 1. Структурная схема цифровой подстанции



Вторым отличием в структуре ЦПС является объединение среднего (концентраторов данных) и верхнего (сервера и АРМ) уровня в один стационарный уровень. Это связано с единством протоколов передачи данных (стандарт МЭК 61850-8-1), при котором средний уровень, ранее выполнявший работу по преобразованию информации из различных форматов в единый формат для интегрированной АСУ ТП, постепенно теряет свое назначение. Уровень присоединения включает в себя интеллектуальные электронные устройства, которые получают информацию от устройств полевого уровня, выполняют логическую обработку информации, передают управляющие воздействия через устройства полевого уровня на первичное оборудование, а также осуществляют передачу информации на стационарный уровень. К этим устройствам относятся контроллеры присоединения, терминалы МПРЗА и другие многофункциональные микропроцессорные устройства.

Третьим отличием в структуре является ее гибкость. Устройства для цифровой подстанции могут быть выполнены по модульному принципу и позволяют совмещать в себе функции множества устройств. Гибкость построения Цифровых подстанций позволяет предложить различные решения с учетом особенностей энергообъекта. В случае модернизации существующей подстанции без замены силового оборудования для сбора и оцифровки первичной информации можно устанавливать шкафы выносных УСО. При этом выносные УСО помимо плат дискретного ввода/вывода будут содержать платы прямого аналогового ввода (1/5 А), которые позволяют собрать, оцифровать и выдать в протоколе МЭК 61850-9-2 данные от традиционных трансформаторов тока и напряжения. В дальнейшем полная или частичная замена первичного оборудования, в том числе замена электромагнитных трансформаторов на оптические, не приведет к изменению уровня присоединения и подстанционного уровня. В случае использования КРУЭ имеется возможность совмещения функций выносного УСО, Merging Unit и контроллера присоединения. Такое устройство устанавливает-

ся в шкаф управления КРУЭ и позволяет оцифровать всю исходную информацию (аналоговую или дискретную), а также выполнять функции контроллера присоединения и функции резервного местного управления.

С появлением стандарта МЭК 61850 ряд производителей выпустили продукты для Цифровой подстанции. В настоящее время во всем мире выполнено уже достаточно много проектов, связанных с применением стандарта МЭК 61850, показавших преимущества данной технологии. К сожалению, уже сейчас, анализируя современные решения для Цифровой подстанции, можно заметить достаточно свободную трактовку требований стандарта, что может привести в будущем к несогласованности и проблемам в интеграции уже современных решений в области автоматизации.

Сегодня в России активно ведется работа по развитию технологии «Цифровая подстанция». Запущен ряд пилотных проектов, ведущие российские фирмы приступили к разработке отечественных продуктов и решений для Цифровой подстанции. На наш взгляд, при создании новых технологий, ориентированных на Цифровую подстанцию, необходимо строго следовать стандарту МЭК 61850 не только в части протоколов передачи данных, но и в части идеологии построения системы. Соответствие требованиям стандарта позволит в будущем упростить модернизацию и обслуживание объектов на базе новых технологий.

В 2011 году ведущими российскими

компаниями (ООО НПП «ЭКРА», ООО «ЭнергопромАвтоматизация», ЗАО «Профотек» и ОАО «НИИПТ») было подписано генеральное соглашение об организации стратегического сотрудничества с целью объединения научно-технических, инженерных и коммерческих усилий для создания Цифровой подстанции на территории РФ.

В соответствии с МЭК 61850, разработанная система состоит из трех уровней. Шина процесса представлена оптическими трансформаторами (ЗАО «Профотек») и выносным УСО NPT microRTU (ООО «ЭнергопромАвтоматизация»). Уровень присоединения – микропроцессорные защиты – ООО НПП «ЭКРА» и контроллер присоединения NPT BAY (9.2) – ООО «ЭнергопромАвтоматизация». Оба устройства принимают аналоговую информацию по МЭК 61850-9-2 и дискретную информацию по МЭК 61850-8-1 (GOOSE). Стационарный уровень реализован на базе SCADA NPT Expert с поддержкой МЭК 61850-8-1(MMS).

В рамках работы над Цифровой Подстанцией ООО «ЭнергопромАвтоматизация» разработало инновационные устройства УСО NPT microRTU; контроллер присоединения NPT BAY (9.2) с протоколом МЭК 61850-9-2 и NPT Merging Unit.

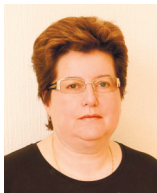
Выносное УСО (NPT microRTU) – (рис. 2) предназначено для сбора дискретной информации (положение коммутационных аппаратов, положение ключей режима управления, состояние цепей обогрева приводов и др.) и управления коммутационными аппаратами. Особенностью выносных УСО является то, что они устанавливаются в непосредственной близости от коммутационных аппаратов, что сокращает протяженность кабельных связей на подстанции. Выносные модули УСО имеют релейные выходы для управления коммутационными аппаратами. Передача данных от выносных моду-



Рис. 2. Выносное УСО (Micro RTU)



Рис. 3. Контроллер присоединения NPT BAY (9.2)



Горелик Татьяна Григорьевна.

Дата рождения: 24.03.1964 г. В 1987 году окончила Ленинградский политехнический институт им. М.И. Калинина, кафедру «Электрические сети и системы». В 2000 г. защитила кандидатскую диссертацию по теме: «Повышение достоверности информации в автоматизированных системах управления подстанциями постоянного и переменного тока».

Заведующая отделом автоматизированных систем управления ОАО «НИИПТ».



Кириенко Олег Владимирович.

Дата рождения: 8.06.1986 г. В 2009 году защитил магистерскую диссертацию в Санкт-Петербургском государственном политехническом университете (СПбГПУ) по специальности Электрические Сети и Системы». С 2009 года - аспирант ОАО «НИИПТ». В ООО «ЭнергопромАвтоматизация» руководит научно-методической группой.

лей УСО осуществляется по оптоволоконной связи, являющейся частью шины процесса по протоколу МЭК 61850-8-1 (GOOSE). Передача команд управления на коммутационные аппараты также осуществляется через выносные модули УСО с использованием протокола МЭК 61850-8-1 (GOOSE).

NPT Merging Unit – устройство, предназначенное для сбора, оцифровки и передачи в протоколе МЭК 61850-9-2 данных от традиционных трансформаторов тока и напряжения. NPT Merging Unit устанавливаются в непосредственной близости от трансформаторов тока и напряжения, что сокращает протяженность кабельных связей на подстанции.

Контроллер присоединения NPT BAY (9.2) – (рис. 3) является многофункциональным устройством, которое обеспечивает сбор и обработку аналоговой и дискретной информации о состоянии объекта, а также управление коммуникационным оборудованием, поддерживает все функции, необходимые для работы в рамках Цифровой подстанции. Контроллер присоединения позволяет передавать данные по протоколу МЭК 61850-8-1 (MMS) на верхний уровень системы, обмениваться данными с другими устройствами и выносными УСО по протоколу МЭК 61850-8-1 (GOOSE), принимать данные по протоколу МЭК 61850-9-2 от цифровых трансформаторов тока и напряжения, интегрировать другие устройства, не поддерживающие стандарт МЭК 61850 по последовательным интерфейсам. Полная поддержка стандарта МЭК 61850 позволяет контроллеру присоединения NPT BAY (9.2) работать в единой информационной среде с другими интеллектуальными электронными устройствами.

Модульный принцип построения устройств NPT microRTU, NPT Merging Unit и NPT BAY позволяет совмещать в одном устройстве функции нескольких устройств.

В рамках совместного проекта по Цифровой подстанции компания ООО «ЭнергопромАвтоматизация» выполняла роль системного интегратора. Была разработана система автоматизированного проектирования ЦПС – SCADA Studio, проработана структура сети Ethernet для различных вариантов построения, собран макет Цифровой подстанции и проведены совместные испытания, в том числе на испытательном стенде в ОАО «НИИПТ».

Действующий прототип Цифровой Подстанции был представлен на выставке «Электрические сети России-2011». Внедрение пилотного проекта и выход на полномасштабное производство оборудования Цифровой Подстанции запланирован на 2012 год. Российское оборудование для Цифровой подстанции прошло полномасштабное тестирование, подтверждена

также его совместимость по стандарту МЭК 61850 с оборудованием различных зарубежных (Omicron, SEL, GE, Siemens и др.) и отечественных компаний (ООО «ПроСофт-Системы», НПП «Динамика» и др.).

Разработка собственного российского решения по Цифровой подстанции позволит не только развивать отечественное производство и науку, но и повысить энергобезопасность нашей страны. Проведенные исследования технико-экономических показателей позволяют сделать вывод, что стоимость нового решения при переходе на серийный выпуск продукции не будет превышать стоимость традиционных решений построения систем автоматизации и позволит получить ряд технических преимуществ, таких как:

- Значительное сокращение кабельных связей.
- Повышение точности измерений.
- Простота проектирования, эксплуатации и обслуживания.
- Унифицированная платформа обмена данными (МЭК 61850).
- Высокая помехозащищенность.
- Высокая пожаро-, взрывобезопасность и экологичность.
- Снижение количества модулей ввода/вывода на устройства АСУ ТП и РЗА, обеспечивающие снижение стоимости устройств.

Еще ряд вопросов требует дополнительных проверок и решений. Это относится к надежности цифровых систем, к вопросам конфигурирования устройств на уровне подстанции и энергообъединения, к созданию общедоступных инструментальных средств проектирования, ориентированных на разных производителей микропроцессорного и основного оборудования. Для обеспечения требуемого уровня надежности в рамках пилотных проектов должны быть решены следующие задачи:

1. Определение оптимальной структуры Цифровой подстанции.
2. Накопление статистики по надежности оборудования Цифровой подстанции.
3. Накопление опыта внедрения и эксплуатации, обучение персонала, создание центров компетенции.

В настоящее время в мире началось массовое внедрение решений класса «Цифровая подстанция», основанных на стандартах серии МЭК 61850, реализуются технологии управления Smart Grid, вводятся в эксплуатацию приложения автоматизированных систем технологического управления. Применение технологии Цифровой подстанции должно позволить в будущем существенно сократить расходы на проектирование, пусконаладку, эксплуатацию и обслуживание энергетических объектов.