

АВТОМАТИЗАЦИЯ ЭНЕРГООБЪЕКТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ

ГОРЕЛИК Т.Г., КИРИЕНКО О.В., ОАО «НИИПТ»

Одно из направлений развития отечественной и мировой электроэнергетики – применение на энергообъектах цифровых устройств релейной защиты, противоаварийной автоматики, контроллеров АСУ ТП, систем коммерческого учета и контроля качества электроэнергии. Появление новых международных стандартов и развитие современных информационных технологий открывает возможности инновационных подходов к решению задач автоматизации, позволяя создать подстанцию нового типа – **цифровую подстанцию**. Особенно широкие перспективы в этом направлении открывает группа стандартов МЭК 61850 (сети и системы связи на подстанциях).

Термин цифровая подстанция трактуется по-разному разными специалистами в области систем автоматизации и управления. Для того чтобы разобраться, какие технологии и стандарты относятся к цифровой подстанции, необходимо проследить историю развития систем АСУ ТП и РЗА электрических подстанций.

Внедрение систем автоматизации началось с появления системы сбора телемеханической информации. 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. АСУ ТП позволяли не только собирать информацию, но и производить ее обработку, а также представлять ее в удобном для пользователя интерфейсе.

С появлением микропроцессорных релейных защит информация от этих устройств также стала интегрироваться в системы АСУ ТП. Постепенно количество устройств с цифровыми интерфейсами увеличилось (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.

Несмотря на повсеместное использование цифровых технологий для сбора и передачи информации, такие подстанции не являлись в полной мере цифровыми, так как вся исходная информация, включая состояние блок контактов, напряжения и токи, передавалась в виде аналоговых сигналов от распределительного устройства в оперативный пункт управления, где оцифровывалась отдельно каждым устройством нижнего уровня. Например, одно и то же напряжение параллельно подавалось на все устройства нижнего уровня, которые его преобразовывали в цифровой вид и передавали в АСУ ТП.

Передача информации в аналоговом виде имеет ряд недостатков:

- снижение точности измерений при подключении нескольких устройств;
- низкая помехозащищенность и проблемы с электромагнитной совместимостью;
- сложная и разветвленная система контрольных кабелей (особенно это актуально для дискретных сигналов);

- опасные для жизни человека уровни напряжений, используемые для передачи аналоговых сигналов.

Ликвидация этих недостатков возможна 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.
2. Оптические трансформаторы тока и напряжения.
3. Аналоговые мультиплексоры (Merging Units).
4. Выносные модули УСО (Micro RTU).

Основная особенность и отличие стандарта МЭК 61850 от других стандартов заключается в том, 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 возможности использования новых цифровых измерительных устройств вместо тра-

диционных 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, образуя единую шину процесса. Это открывает возможности быстрого прямого обмена информацией между устройствами, что, в конечном счете, дает возможность сокращения числа медных кабельных связей, сокращения числа устройств, более компактного их расположения.

Структура цифровой подстанции базируется на использовании серии стандартов МЭК 61850 и делится на три уровня:

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

Полевой уровень состоит из:

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

Уровень присоединения состоит из:

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. Сервера верхнего уровня (сервер базы данных, сервер SCADA).
2. АРМ персонала подстанции.
3. Станционных контроллеров (концентраторов).
4. Сервера для передачи информации в диспетчерские центры (сервер телемеханики, сервер сбора и передачи технологической информации и т.д.).

Структура подстанции, представленная на рис. 1, соответствует стандарту МЭК 61850-5 и отличает-

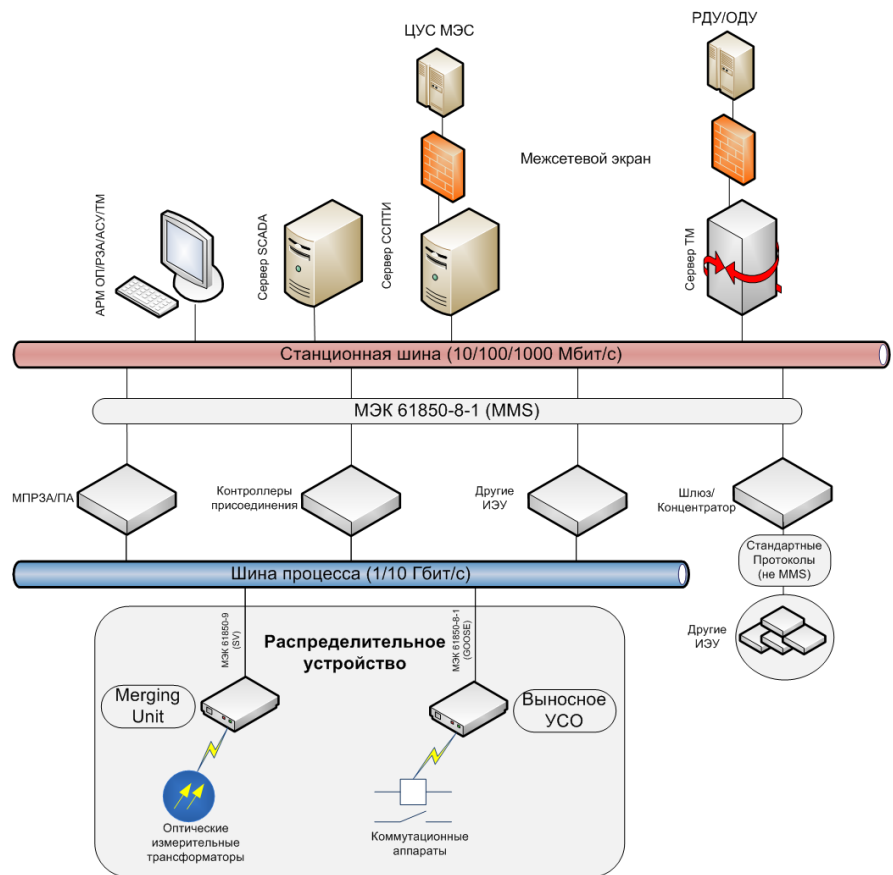


Рис. 1. Структурная схема цифровой подстанции

ся от традиционной трехуровневой структуры.

В первую очередь выделяется новый уровень «полевой», который включает в себя инновационные устройства первичного сбора информации: выносные УСО, цифровые измерительные трансформаторы и т.д.

Оптические измерительные трансформаторы являются наиболее предпочтительными для измерения параметров постоянного тока при создании систем управления передач и вставок постоянного тока, т.к. значительно превосходят по своим эксплуатационным характеристикам шунты постоянного тока и датчики Холла. Во всех трех вариантах (оптические трансформаторы, датчики Холла и шунты) передача измерений осуществляется по цифровой связи. На подстанции предусматривается выделенная шина процесса (сеть Ethernet) для передачи мгновенных значений токов и напряже-

ний, дискретных сигналов о положении коммутационных аппаратов, а также передачи команд управления на коммутационные аппараты.

Данные от трансформаторов тока и напряжения получают с использованием специализированных устройств мультиплексоров (Merging Units), предусмотренных стандартом МЭК 61850-9. Устройства - мультиплексоры синхронизируются с точностью не хуже чем 10 мкс. Передача данных от этих устройств до контроллеров присоединений и устройств РЗА осуществляется по оптоволоконной связи, являющейся частью шины процесса, с частотой дискретизации не хуже 80 точек на период промышленной частоты по протоколу МЭК 61850-9-2. Для сокращения потока данных от устройств мультиплексора в них предусматривается вычисление показателей качества электрической энергии с передачей данных по протоколу МЭК 61850-8-1 (MMS).

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).

Вторым отличием является объединение среднего (концентраторов данных) и верхнего (сервера и АРМ) уровня в один станционный 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, выполняющую логическую обработку информации, передают управляющие воздействия через устройства полевого уровня на первичное оборудование, а также осуществляют передачу информации на станционный уровень. К этим устройствам относятся контроллеры присоединения, терминалы МПРЗА и другие многофункциональные микропроцессорные устройства.

В основе решений по цифровой подстанции лежит использование интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ), оптических трансформаторов тока и напряжения, а также стандарта МЭК 61850-9 для передачи мгновенных значений токов и напряжений в ИЭУ. Преимущество данного решения:

- уменьшение количества кабельных связей;
- повышение точности измерения электрических параметров во всем диапазоне измерений;
- исключение эффекта насыщения, характерного для электромагнитных измерительных трансформаторов;
- исключение эффекта «перегрузки» по вторичным цепям, характерного для электромагнитных трансформаторов;
- самодиагностика кабельных связей (сети Ethernet);
- автоматизация проектирования информационных связей на базе стандарта МЭК 61850-6;
- максимальное использование открытых международных стандартов.

Еще до появления стандарта МЭК 61850 ряд компаний предлагали в своих реализациях систем управления элементами цифровой подстанции. Например, компания SEL (США) активно внедряла выносные УСО на базе технологии Mirrored Bits. Mirrored Bits – технология обмена данными между реле, при которой передаются значения восьми внутренних логических переменных, называемых Mirrored Bits. Сообщения кодируются в форму цифрового сообщения, передаваемого от одного устройства к другому. Аналог данной технологии в МЭК 61850 – технология GOOSE.

С появлением стандарта МЭК 61850 ряд производителей выпустили продукты для цифровой подстанции.

В настоящее время во всем мире выполнено уже 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. Например, продукт компании GE – Brick. Brick – выносной модуль УСО, совмещенный с блоком мультиплексора (Merging Unit). Модуль работает по технологии точка-точка. Однако стандарт МЭК 61850 пред-

полагает использовать передачу GOOSE и SV в широкоэвещательном режиме.

Сегодня в России активно ведется работа над проектом 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.

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 «умная сеть», вводятся в эксплуатацию приложения автоматизированных систем технологического управления. Применение технологии цифровой подстанции должно позволить в будущем существенно сократить расходы на проектирование, пуско-наладку, эксплуатацию и обслуживание энергетических объектов.