

*Направление подготовки 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»
Магистерская программа «Электроэнергетические системы, сети, электропередачи, их режимы, устойчивость и надежность»
Методическое обеспечение РПД ФТД.02 «Концепции построения цифровых подстанций»*



**Филиал федерального государственного бюджетного образовательного учреждения
высшего образования
«Национальный исследовательский университет «МЭИ»
в г. Смоленске**

МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО ПРОЦЕССА

Направление подготовки (специальность): 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Магистерская программа «Электроэнергетические системы, сети, электропередачи, их режимы, устойчивость и надежность»

Уровень высшего образования: магистратура

Нормативный срок обучения: 2 года

Форма обучения: очная

Год набора: 2022

Смоленск

Методические материалы составил:



подпись

к.т.н., доц.

Р.В. Солопов

ФИО

« 28 » сентября 2021 г.

Зам. заведующего кафедрой «Электроэнергетические системы»:



подпись

к.т.н. Е.С. Андреев

ФИО

« 08 » октября 2021 г.

*Направление подготовки 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»
Магистерская программа «Электроэнергетические системы, сети, электропередачи, их
режимы, устойчивость и надежность»
Методическое обеспечение РПД ФТД.02 «Концепции построения цифровых подстанций»*



**Филиал федерального государственного бюджетного образовательного учреждения
высшего образования
«Национальный исследовательский университет «МЭИ»
в г. Смоленске**

**Методическое обеспечение лекций
по дисциплине**

Концепции построения цифровых подстанций

(НАИМЕНОВАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ)

Смоленск

Цель цифровизации электроэнергетики - это создание информационно-телекоммуникационной инфраструктуры и аппаратно-программных средств, обеспечивающих технологическую возможность применения решений промышленного интернета, мероприятия по совершенствованию нормативно-правовой и нормативно-технической документации. Основой цифровизации является автоматизация, в том числе внедрение интеллектуального учёта электроэнергии. Предпосылками цифровизации зарубежной электроэнергетики выступают технологические нововведения, в электроэнергетике РФ – научные заделы, развитая инфраструктура, механизмы поддержки инновационных фирм, амбициозные бизнес-компании. Актуальность цифровизации обусловлена распространением распределённой генерации, созданием микросетей, развитием накопителей электроэнергии и возобновляемых источников энергии, которые потребитель может устанавливать у себя и даже становиться производителем электроэнергии. В РФ необходимость цифровизации вызвана рядом причин: нарастающий износ электроэнергетической инфраструктуры, вовлечение в оборот распределённых энергетических ресурсов, изменение роли традиционных источников энергии и энергоносителей при одновременном росте спроса на электроэнергию и трансформации его качественных характеристик, изменение модели поведения потребителей. У производителей в РФ есть всё для того, чтобы начать выпуск инновационной элементной базы для цифровой электроэнергетики.

1.1. Концепции построения цифровых электрических устройств

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, её 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 различными специалистами в области систем автоматизации и управления. Для того чтобы разобраться, какие технологии и стандарты относятся к цифровой подстанции, проследим историю развития автоматизированных систем управления технологическим процессом (АСУ ТП) и релейной защиты и автоматики (РЗА). Внедрение систем автоматизации началось с появления систем телемеханики. Устройства телемеханики (ТМ) позволяли собирать аналоговые и дискретные сигналы с использованием модулей устройств связи с объектом (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 её обработку, а также представлять информацию 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.

Несмотря на повсеместное использование цифровых технологий для построения систем автоматизации, такие подстанции не являются в полной мере цифровыми, так как вся исходная информация, включая состояния блок-контактов, напряжения и токи, передаётся 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 подаётся 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, учёта, контроля качества выполняются индивидуальные системы измерений и информационного взаимодействия, что значительно увеличивает как сложность реализации системы автоматизации на подстанции, так и её 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 *UCO (Micro RTU)*;
- 5. интеллектуальные электронные устройства (ИЭУ).

Основной особенностью и отличием стандарта МЭК 61850 «Сети и системы связи на подстанциях» от других стандартов является то, что в нём регламентируются не только вопросы передачи информации между отдельными устройствами, но и вопросы формализации описания схем — подстанции, защиты, автоматики и измерений, конфигурации устройств. В стандарте предусматриваются 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, образуя единую шину процесса. Это открывает возможности быстрого прямого обмена информацией между устройствами, что, в конечном счёте, даёт возможность сокращения числа медных кабельных связей, и числа устройств, а также более компактного их расположения [1].

Цели создания цифровой подстанции:

- Унификация информационных протоколов обмена данными.
- Обеспечение способности к взаимодействию устройств.
- Сокращение кабельного хозяйства.
- Обеспечение наблюдаемости каналов сбора, передачи информации и управления.
- Снижение метрологических потерь во вторичных цепях.
- Упрощение способов тиражирования первичной информации.
- Упрощение механизмов поверки устройств.
- Применение устройств с обновляемым программным обеспечением.
- Унификация механизмов конфигурирования подстанции.
- Формирование единой системы диагностики. Переход к выполнению удаленной функциональной диагностики.
- Обеспечение информационной безопасности энергообъекта.
- Переход к необслуживаемым подстанциям.

Информационно технологическая структура цифровой подстанции

Рассмотрим подробнее структуру цифровой подстанции, выполненную в соответствии со стандартом МЭК 61850 (рис.1.1).

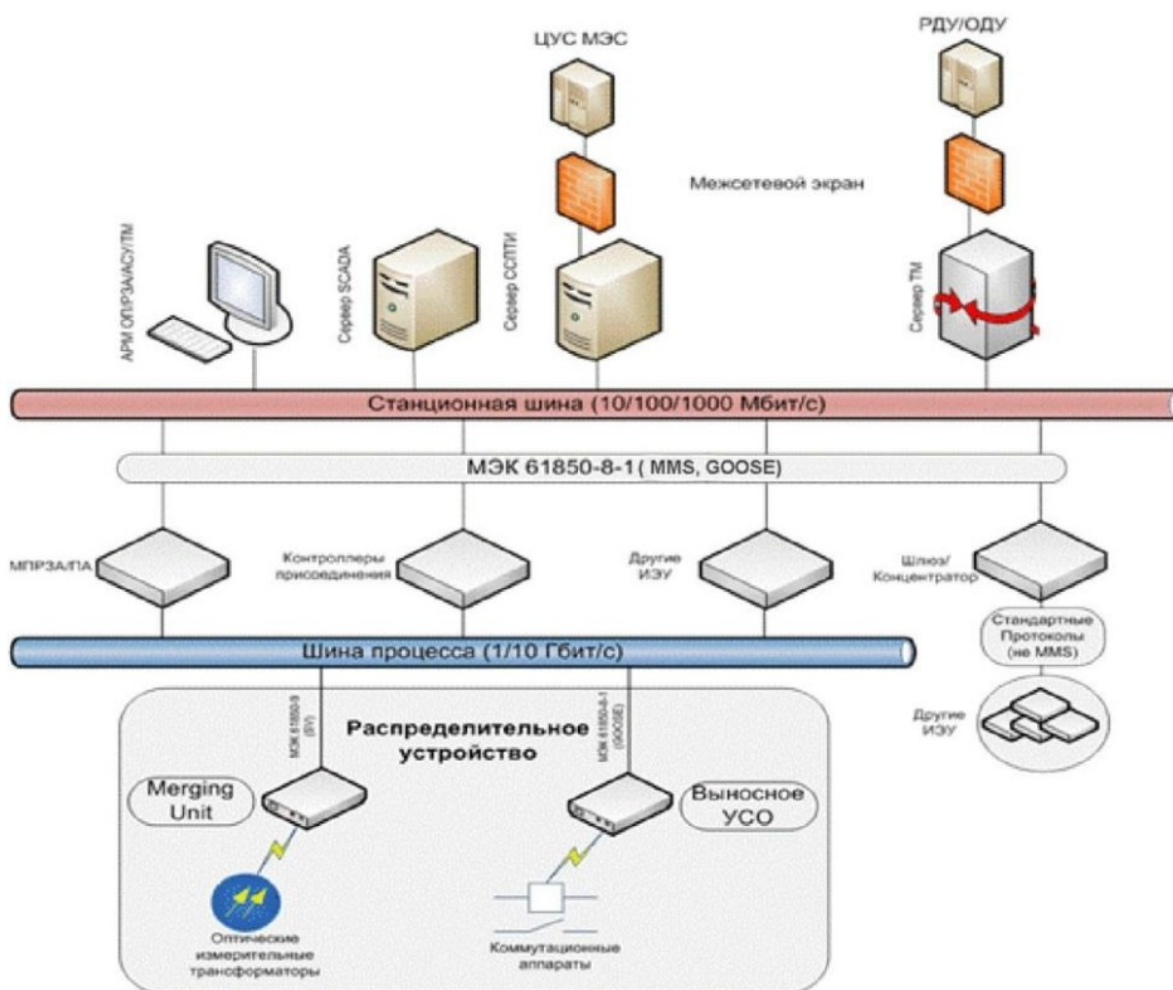


Рисунок 1.1 – Структура цифровой подстанции

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 (ИЭУ):

1. Устройств управления и мониторинга (контроллеры присоединения, multifunctional measuring instruments, meters, ASKUE systems, transformer monitoring systems, etc.).
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. Автоматизированное рабочее место (АРМ) персонала подстанции

Особенности цифровых подстанций

Первой особенностью построения системы автоматизации «цифровых подстанций» является 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 [14]. Существует два вида цифровых измерительных трансформаторов: оптические и электронные. Оптические измерительные трансформаторы (рис. 1.2) являются наиболее предпочтительными при создании систем управления и автоматизации «Цифровой подстанции», потому что используют инновационный принцип измерений, исключающий влияние электромагнитных помех, так как основан на эффекте Фарадея. Это магнитооптический эффект, который заключается в том, что при распространении линейно поляризованного света через оптически неактивное вещество, находящееся в магнитном поле, наблюдается вращение плоскости поляризации света, зависящее от величины этого магнитного поля [2].

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



Рисунок 1.2 – Трансформатор тока электронный оптический

Данные от традиционных измерительных трансформаторов преобразуются в широковещательные *Ethernet*-пакеты с использованием мультиплексоров (*MergingUnits*), предусмотренных стандартом МЭК 61850-9. Сформированные мультиплексорами пакеты передаются по сети *Ethernet* (шине процесса) в устройства уровня присоединения (контроллеры АСУ ТП, РЗА, ПА 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, устанавливаемых 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*).[15]

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.[1]

Вторая особенность «Цифровой подстанции» - это объединение среднего (концентраторов данных) и верхнего (сервера и АРМ) уровня в традиционной схеме автоматизации в один стационарный уровень в структуре ЦПС. 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.

Третья особенность - структура ЦПС обладает высокой степенью гибкости. 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, *MergingUnit* и контроллера присоединения. Такое устройство устанавливается в шкаф управления КРУЭ и позволяет оцифровать всю исходную информацию (аналоговую или дискретную), а также выполнять функции контроллера присоединения и функции резервного местного управления.

Преимущества реализации проектов «Цифровой подстанции»:

- Помехозащищенность, высокая пожаробезопасность, взрывобезопасность и экологичность.
- Использование инновационных и современных стандартов и решений обеспечивающих совместимость различных ИЭУ (МЭК 61850).
- Повышение точности измерений.
- Значительное сокращение кабельных связей.
- Сокращение монтажных и наладочных работ, простота проектирования, эксплуатации и обслуживания, уменьшение размеров ПС.
- Снижение количества модулей ввода/вывода на устройствах АСУТП и РЗА.
- Сокращение стоимости компоновки конструктива шкафов системы ТМ / ССПИ / АСУТП (кабельная продукция, клеммные колодки и пр.).

Создание подобных проектов «Цифровой подстанции» невозможно без применения протокола МЭК 61850, являющегося основой всех цифровых коммуникаций в рамках энергообъектов.

Основные положения протокола IEC 61850-9-2

С появлением первых цифровых устройств, начали формироваться требования к системам передачи данных. Эти требования касались

надежности, производительности и совместимости программно-аппаратных решений.

С 1960-х годов осуществлялось множество попыток создать систему, удовлетворяющую этим требованиям, но из-за технических сложностей достижение поставленных целей было затруднено.

Движение к достижению 100 % надежности, совместимости и гарантированной доставке данных велось не только путем модернизации компьютерных систем и систем связи, но и путем разработки новых протоколов передачи данных.

Каждый производитель строил систему на основе тех протоколов передачи данных, которые он считал наиболее подходящими для решения той или иной задачи. Использовались такие протоколы как МЭК 60870-101/103/104, *Modbus*, *DNP3* и т. д. Некоторые из них стали более популярными, некоторые менее, но такое разнообразие решений приводило к отсутствию совместимости и взаимозаменяемости оборудования и усложнению процесса системной интеграции.

Рассмотрим существующие подходы к реализации функций системы передачи информации.

Передача сигналов от измерительных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН) осуществляется по кабелям с медными жилами переменного тока и напряжения соответственно. Для данного способа характерны проблемы, о которых достаточно часто упоминается в литературе [3]:

- большая разветвленность и протяженность медных кабелей, приводящая к необходимости применения большого числа вспомогательного оборудования (испытательных блоков, клеммников и т.д.) и, как следствие, к повышению стоимости систем и сложности монтажа и наладки;
- подверженность измерительных цепей воздействию электромагнитных помех;
- сложность или отсутствие возможности контроля исправности измерительного канала в темпе процесса, сложность поиска места повреждения;
- влияние сопротивления измерительных цепей на точность измерений и необходимость согласования мощности ТТ/ТН с сопротивлением цепей и нагрузкой приемника.

Передача дискретных сигналов между устройствами традиционно осуществляется подачей оперативного напряжения посредством замыкания выходного реле одного устройства на дискретный вход другого.

Такой способ передачи информации имеет следующие недостатки [4]:

- необходимо большое число контрольных кабелей, проложенных между шкафами с аппаратурой;

- устройства должны иметь большое число дискретных входов и выходов;
- количество передаваемых сигналов ограничивается определенным количеством дискретных входов и выходов;
- отсутствует возможность контроля связи между устройствами;
- возможно ложное срабатывание дискретного входа устройства при замыкании на землю в цепи передачи сигнала;
- цепи подвержены воздействию электромагнитных помех;
- сложность расширения систем РЗА.

Обмен данными между РЗА и центральной приемопередающей станцией (ЦППС) на объекте осуществляется в цифровом формате. Однако ввиду необходимости интеграции большого количества различных устройств этот способ имеет следующие особенности:

- существование большого количества различных протоколов передачи данных, причем устройство ЦППС для успешной интеграции любых устройств должно поддерживать все эти протоколы;
- отсутствие единой системы наименования данных, приводящее к необходимости поддержания большого количества описательной документации, а также к сложностям и ошибкам при наладке;
- относительно малая скорость передачи данных, обусловленная наличием большого количества последовательных интерфейсов.

Передача данных между объектом и диспетчерским центром также ведется в цифровом формате. Обычно для этих целей используют протоколы МЭК 60870-101/104. Особенности реализации этих систем связи [16]:

- необходимость передачи данных в протоколах диспетчерского управления, как правило, отличающихся от протоколов, применяемых на подстанции;
- передача ограниченного количества информации, что обусловлено необходимостью переназначения всех сигналов с одного протокола на другой, и, как следствие, потеря некоторых данных, передача которых на этапе проектирования не была сочтена целесообразной;
- отсутствие единых наименований сигналов в рамках объекта и в центрах управления сетями (ЦУС), приводящее к сложности наладки и отслеживания ошибок.

Существующие протоколы связи достаточно успешно позволяют реализовывать задачи диспетчерского управления и интеграции данных в системы управления, однако не позволяют реализовывать функции реального времени (такие как передача дискретных сигналов между устройствами РЗА, передача мгновенных значений токов и напряжений) и не предъявляют требований к формальному описанию конфигураций протоколов и передаваемых сигналов, в связи с чем проектная документация на системы АСУТП содержит лишь описание сигналов на твердых носителях. [5]

Основные положения при разработке МЭК 61850

История создания МЭК-61850 началась еще в 1980-х годах в США в Детройте. На заводах, собирающих автомобили, были установлены роботы-сборщики, управление которыми производилось по протоколу *MMS*. Использование этого протокола оказалось достаточно успешным и уже в 90-х годах он лег в основу *UCA2 (Utility Communication Architecture)*, который активно применялся в Европе в электроэнергетике.

Работа над стандартом МЭК 61850 началась в 1995 году, причем изначально велась двумя независимыми, параллельно работающими группами [6]: одна из них образована *UCA* (некоммерческая организация, основной деятельностью которой является поддержка пользователей во внедрении стандартов передачи данных реального времени). В настоящее время *UCA* не занимается разработкой стандартов, однако активно взаимодействует с органами по стандартизации. Первая группа занималась разработкой общих объектных моделей подстанционного оборудования. Вторая группа, образованная в рамках технического комитета 57 МЭК, занималась созданием стандарта на протокол передачи данных для подстанций.

Позднее, в 1997 году, работы обеих групп были объединены под эгидой рабочей группы 10 ТК 57 МЭК, в состав которой входит более 200 экспертов из 22 стран мира. Наиболее широкое представительство в рабочей группе имеют США (25 человек), Франция (25 человек) и Канада (21 человек), Россия представлена 13 участниками. Заседания рабочей группы проводятся четыре раза в год для обсуждения разрабатываемых глав стандарта МЭК 61850.

В основе стандарта лежат три положения:

- Он должен быть технологически независимым, то есть вне зависимости от технологического прогресса стандарт должен подвергаться минимальным изменениям.
- Он должен быть гибким, то есть допускать решение различных задач с использованием одних и тех же стандартизованных механизмов.
- Он должен быть расширяемым.

Разработка первой редакции стандарта заняла порядка 10 лет и появилась в 2003 году. Отвечая поставленным требованиям, стандарт позволяет соответствовать изменяющимся потребностям электроэнергетики и использовать последние достижения в области компьютерных, коммуникационных и измерительных технологий.

Область применения стандарта МЭК 61850 - системы связи внутри подстанции. Это набор стандартов, в который входят стандарт по одноранговой связи и связи клиент-сервер, стандарт по структуре и конфигурации подстанции, стандарт по методике испытаний, стандарт экологических требований, стандарт проекта.

Основным требованием к системе сбора данных в стандарте является обеспечение способности микропроцессорных электронных устройств к обмену технологическими и другими данными. Стандарт предъявляет следующие требования к системе:

- Высокоскоростной обмен данными микропроцессорных электронных устройств между собой (одноранговая связь).
- Привязка к подстанционной локальной вычислительной системе (ЛВС).
- Высокая надежность.
- Гарантированное время доставки.
- Функциональная совместимость оборудования различных производителей.
- Средства поддержки чтения осциллограмм.
- Средства поддержки передачи файлов.
- Конфигурирование/автоматическое конфигурирование.
- Поддержка функций безопасности.

МЭК 61850 является объектно-ориентированным протоколом, фокусированным на автоматизацию подстанций, и значительно расширяет возможности предшествующих стандартов МЭК. Из-за сложности программной реализации МЭК 61850, что включает реализацию целого ряда стандартов по передаче данных (*MMS ISO 9506*, стека протоколов *ISO, GOOSE*), на рынке практически отсутствуют надежные готовые решения, позволяющие принимать данные с устройств, поддерживающих МЭК 61850.

На сегодняшний день МЭК 61850 состоит из 25 различных документов (в том числе разрабатываемых), которые охватывают широкий круг вопросов и делают его гораздо больше, чем просто спецификацией ряда коммуникационных протоколов. Отметим основные особенности стандарта [6]:

- Определяет не только то, как должен производиться обмен информацией, но и то, какой информацией должен производиться обмен. Стандарт описывает абстрактные модели оборудования объекта и выполняемых функций. Информационная модель, лежащая в основе стандарта, представляется в виде классов объектов данных, атрибутов данных, абстрактных сервисов и описания взаимосвязей между ними.
- Определяет процесс проектирования и наладки систем.
- Определяет язык описания конфигурации системы (*SCL*). Данный язык обеспечивает возможность обмена информацией о конфигурации устройств в стандартизованном формате между программным обеспечением различных фирм-производителей.
- Описывает методики испытаний и приемки оборудования.

Согласно МЭК 61850 устройства РЗА объединены шиной, по которой сами устройства обмениваются данными между собой и передают эти

данные на верхний уровень. Такая архитектура удобна тем, что применение технологической шины значительно уменьшает количество медных проводов, что упрощает настройку, проектирование и эксплуатацию системы.

Данные от терминалов релейной защиты по станционной шине могут передаваться на верхний уровень оператору, кроме того, у контролирующих органов, имеющих соответствующий уровень доступа, есть возможность получать оперативные данные с любой подстанции и с любого терминала РЗА. Эта информация позволяет контролировать деятельность подчиненных служб, что повышает надежность энергетических объектов в целом [21].

Возможность такого гибкого конфигурирования информационных потоков появилась, благодаря той части стандарта, которая посвящена передаче данных.

Основными протоколами передачи данных, согласно стандарту МЭК-61850, являются протоколы *MMS* и *GOOSE*.

MMS используется для передачи данных от терминалов РЗА в *SCADA* систему для дальнейшей визуализации, а *GOOSE* - для обмена данными между терминалами. [12]

Важной особенностью протоколов является гарантированная доставка сообщений, а скорость передачи данных у *MMS* и *GOOSE* выше, чем у других протоколов передачи данных, таких как, например, *Modbus*.

Взаимозаменяемость отдельных компонентов системы достигается за счет стандартизации протоколов передачи данных, а также за счет жестких требований по совместимости оборудования.

Системы, построенные на МЭК 61850, проще обслуживать из-за уменьшения количества кабельных линий связи, что положительно сказывается на надежности системы в целом. Архитектура системы интуитивно понятна, в результате разработчики и интеграторы тратят меньше времени на понимание архитектуры конкретного объекта и, как следствие, значительно снижается стоимость проектирования и интеграции. Обслуживание таких систем по сравнению со стандартными в целом проще, хоть и предъявляет несколько иные требования к опыту персонала.

К недостаткам можно отнести повышенную сложность и новизну стандарта. У разработчиков и интеграторов мало опыта построения подобных систем, но этот недостаток, очевидно, временный.

Работая с МЭК 61850, необходимо понимать, что стандарт:

- не стандартизует функциональность и алгоритмы устройств,
- не описывает конкретные методики внедрения, коммуникационные архитектуры или требования к конкретным продуктам;
- сфокусирован на описании функциональных возможностей первичного и вторичного оборудования, функций защиты, управления и автоматизации, видимых извне.

Безусловно, такая масштабная работа не может быть идеальной. В качестве примеров неточностей и недоработок стандарта, в частности, называется отсутствие методик формальной проверки соответствия требованиям стандарта, ряд технических неточностей в описании параметров и подходов к их обработке и так далее.

К недостаткам стандарта часто относят неконкретность описания требований и слишком большую свободу при реализации, что, по мнению разработчиков, как раз является одним из его главных достоинств. Еще одним недостатком систем, построенных на МЭК 61850, является повышенная стоимость микропроцессорного оборудования РЗА, однако, нужно помнить, что применение МЭК 61850 дает ряд преимуществ, именно поэтому, количество подстанций по всему миру, построенных на основе этого стандарта, увеличивается. [13]

МЭК 61850 задумывался как универсальный стандарт, который позволит упорядочить разрозненные решения различных производителей устройств релейной защиты и систем передачи данных, применяемых на подстанциях.

Стандарт получился достаточно сложным именно из-за своей универсальности. Он описывает не только, как передаются данные, но и закрепляет требования к описанию электрических систем на всех уровнях, начиная от уровня системы в целом, заканчивая конфигурацией отдельного терминала РЗА. Согласно этим требованиям, система описывается в понятной и стандартизированной форме. Вся информация о конфигурациях хранится в файлах определенного формата. Это приводит к тому, что разработка систем на базе МЭК 61850 проста и понятна.

Применение цифровых технологий в электроэнергетике

Внедрение автоматизированных систем управления подстанциями представляет собой сложную задачу, плохо поддающуюся унификации. Появление новых международных стандартов и информационных технологий открывает возможности современных подходов к решению этой проблемы, позволяя создать подстанцию нового типа - цифровую. Широкие перспективы в этом направлении открывают группы стандартов МЭК 61850.

Сегодня во всем мире выполнено уже много проектов, связанных с применением стандарта МЭК 61850, показавших преимущества данной технологии. Вместе с тем ряд вопросов еще 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.

Первым крупным пилотным проектом по внедрению стандарта МЭК 61850 стала подстанция *TVA Bradley* 500 кВ США, введенная в эксплуатацию в 2008 г. Цель проекта заключалась в проверке совместимости реализации стандарта МЭК 61850 в устройствах различных производителей. Внедрение проекта позволило улучшить совместимость между устройствами различных производителей, повысить квалификацию персонала сетевой компании в части стандарта МЭК 61850, а также выявить проблемы, возникающие при его внедрении.

В 2009 г. в Испании была завершена работа над пилотным проектом подстанции *Alcala de Henares* 132 кВ (г. Мадрид). В реализации проекта также использовались устройства различных производителей. Особенностью данного проекта являлось экспериментальное внедрение «Шины процесса» в части передачи дискретной информации. Системы релейной защиты и автоматики и АСУ ТП на подстанции можно условно разделить на 4 уровня: верхний, станционный, уровень присоединения, (устройства МПРЗА и контроллеры присоединения) и полевой, включающий приборы, установленные на распределительном устройстве.

В непосредственной близости с коммутационными аппаратами на распределительном устройстве были установлены выносные модули УСО (*MicroRTU*), которые с помощью оптических кабелей подключались к коммутаторам, установленным в ОПУ. Вся информация о состоянии коммутационных аппаратов, а также команды управления ими передавались по цифровым каналам связи (с помощью *GOOSE*-сообщений). На *MicroRTU* была реализована лишь простейшая логика с целью повышения надежности этих устройств. Функции оперативной блокировки были реализованы в устройствах уровня присоединения. Таким образом, на подстанции были внедрены следующие виды информационных потоков:

- вертикальный *GOOSE* для обмена информацией между *MicroRTU* и устройствами уровня присоединения;
- диагональный *GOOSE* для обмена информацией между *MicroRTU* одного присоединения и устройствами защиты и управления другого (например, для быстрого информирования этих устройств об отказе выключателя);
- горизонтальный *GOOSE* для обмена информацией между устройствами уровня присоединения (для целей организации оперативных блокировок, пуска осциллографа и т.д.);
- передача динамической информации по протоколу *MMS* от устройств уровня присоединения на станционный уровень;
- команды управления со станционного уровня на уровень присоединения по протоколу *MMS*.

Команды управления проходили через контроллеры присоединения, которые транслировали эти команды в *GOOSE*-сообщения для *MicroRTU*,

что позволяло на уровне контроллеров присоединения осуществить функции оперативной блокировки.

На подстанции *Alcala de Henares* не были внедрены цифровые трансформаторы тока и напряжения. Однако, проект является крайне интересным с точки зрения использования «Шины процесса» для передачи дискретной информации.

Тестирование цифровых трансформаторов тока и напряжения в реальных условиях работы происходило на подстанции *Osboldwick* 400 кВ, которая принадлежит национальной сети *NGT U.K.* Проводились эксперименты, цель которых заключалась в сравнении временных характеристик МПРЗА на базе традиционных трансформаторов тока и МПРЗА на базе цифровых трансформаторов тока с использованием *Mergin Units* (устройств, передающих информацию о мгновенных значениях токов и напряжений по протоколу МЭК 61850-9). Результаты показали хорошие эксплуатационные характеристики цифровых трансформаторов и МПРЗА, построенных на цифровых технологиях.

Большое развитие цифровые подстанции получили в Китае. В 2006 г. была введена в эксплуатацию первая цифровая подстанция 110 кВ *Qujing, Yunnan*. К 2009 г. Китай занял лидирующее место в мире по цифровым подстанциям, введя в эксплуатацию 70 подстанций. Ожидается, что рынок цифровых подстанций в Китае вырастет до 4 - 4,5 млрд. юаней в год за ближайшие 10 лет [7].

Зарубежный опыт внедрения систем на базе стандарта МЭК 61850 показывает, что на современном этапе необходимо уделять повышенное внимание вопросам надежности всего цифрового комплекса устройств подстанции. Для этого все устройства должны проходить вначале тестирование на функциональное соответствие стандарту. Поскольку это тестирование представляет само по себе достаточно сложную задачу, для ее решения необходимо создание специального сертификационного центра, который мог бы осуществлять в полном объеме тестирование на соответствие стандарту любых устройств.

Помимо разовых сертификационных испытаний должны быть организованы длительные испытания на надежность, которые наиболее целесообразно проводить в полной схеме действующей подстанции в реальных эксплуатационных условиях. Испытаниям должны подвергаться в первую очередь цифровые источники информации. Для решения этих задач целесообразно, по опыту США, создать пилотную цифровую подстанцию, оборудованную полным комплектом цифровых измерительных устройств и микропроцессорных устройств защиты, регулирования и измерений.

Создание пилотной цифровой подстанции должно обеспечить решение следующих целей и задач:

- проверку открытости архитектуры цифровой подстанции для защиты, управления и сбора данных;
- тестирование новых цифровых измерительных устройств вместо традиционных аналоговых измерителей (трансформаторов тока и напряжения);
- проверку совместимости интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) разных производителей, реализующих функции управления и защиты. Проверку настройки системы средствами, предоставленными производителями устройств без необходимости постоянной поддержки со стороны самих производителей;
- оценку сопоставимой функциональности и производительности по сравнению с традиционным принципом исполнения подстанций при значительном уменьшении площадей, занимаемых оборудованием контроля и управления;
- оценку уровня безопасной и надежной работы системы в целом, основанной на своевременной и надежной передаче данных;
- оценку экономической эффективности проекта; опыт, полученный в рамках проекта, должен быть повторно использован для других подстанций;
- упрощение эксплуатации: мониторинг и диагностика сети для уменьшения времени обслуживания, мониторинг работоспособности системы;
- тестирование эффективного высокоскоростного управления передачей данных; проверка обмена данными между ИЭУ;
- разработку методологии тестирования и проверки системы, в том числе возможность проверки любого ИЭУ с сохранением работоспособности других ИЭУ в одной сети;
- разработку и тестирование инструментов и методологии автоматизированного проектирования системы, соответствующих новым функциям и принципам работы системы; разработку русифицированных и адаптированных под российские стандарты инструментов;
- разработку специального нормативного документа на базовые алгоритмы логики для ИЭУ. [8]

В настоящее время на территории России реализуется сразу несколько проектов цифровых подстанций, такие как опытный полигон «Цифровая подстанция» на базе «НТЦ ФСК ЕЭС», подстанция 500 кВ «Надежда» на базе Магистральных электрических сетей Урала, а также кластер «Эльгауголь».

Опытный полигон цифровой подстанции - это комплекс оборудования и технических средств для испытания программно- аппаратного комплекса цифровой подстанции, включающий в себя макет программно-аппаратного комплекса, тестово-моделирующий комплекс, центр управления подстанцией, силовое оборудование, средства инфраструктуры, контроля и

управления. Работы выполнялись в рамках программы НИОКР ОАО «ФСК ЕЭС» на 2010-2014гг с перспективой до 2021 года. Опытный полигон состоит из 2-х частей - подстанционной и лабораторной, связанных единой коммуникационной средой. В состав подстанционной части входят: центр управления подстанции с терминалами защиты и измерения, коммуникационной сетью, оборудованием синхронизации времени, измерительные оптические трансформаторы тока и напряжения, полевые преобразователи аналоговых и дискретных сигналов наружного исполнения, размещенные на открытом распределительном устройстве подстанции 110 кВ. Основу лабораторной части опытного полигона составляет программно-аппаратный комплекс [9]. Задача научного центра заключается в создании опытного полигона на базе подстанции № 301 110/10 кВ ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» и проведении испытаний на полигоне комплекса оборудования, технических средств и подсистем цифровой подстанции, а также в разработке и испытании комплексных технических решений по управлению технологическими процессами подстанции.[10]

В 2011 году для обеспечения энергетической безопасности Свердловской области ФСК приняла решение построить в регионе первую цифровую подстанцию 220 кВ «Надежда», которая станет одним из компонентов интеллектуальных сетей. Строительство энергообъекта предполагает целый ряд инновационных моментов - элегазовое комплектное распределительное устройство, источники бесперебойного питания с мощными силовыми преобразователями и аккумуляторными батареями, непосредственно цифровой комплекс защиты и систем АСУ ТП и другие. Однако по состоянию на 2021 год строительство объекта не закончено.

Законченный и введенный в эксплуатацию проект цифровой подстанции на территории РФ только один. Филиал ПАО «МРСК Центра» — «Белгородэнерго» 5 августа 2019 года ввел в эксплуатацию «цифровую подстанцию» 35/10 кВ Никольское. Обмен информацией между программными комплексами на микропроцессорной базе выполнен с применением протоколов МЭК 61850-8-1 и МЭК 61850-9-2. Мониторинг и управление основным и вторичным оборудованием, инженерными, охранными и иными технологическими системами осуществляется диспетчером дистанционно по средствам АСУ ТП.

*Направление подготовки 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»
Магистерская программа «Электроэнергетические системы, сети, электропередачи, их
режимы, устойчивость и надежность»
Методическое обеспечение РПД ФТД.02 «Концепции построения цифровых подстанций»*



**Филиал федерального государственного бюджетного образовательного учреждения
высшего образования
«Национальный исследовательский университет «МЭИ»
в г. Смоленске**

**Методическое обеспечение самостоятельного изучения
дополнительных разделов по дисциплине**

Концепции построения цифровых подстанций

(НАИМЕНОВАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ)

Смоленск

Протокол МЭК 61850

МЭК-61850 — стандарт «Коммуникационные сети и системы подстанций», описывающий свод правил для организации событийного протокола передачи данных.

С появлением первых цифровых устройств, начали формироваться требования к системам передачи данных. Эти требования касались надежности, производительности и совместимости программно-аппаратных решений.

С 1960-х годов делалось множество попыток создать систему, удовлетворяющую этим требованиям, но из-за технических сложностей достижение поставленных целей было затруднено.

Движение к достижению 100 % надежности, совместимости и гарантированной доставки данных велось не только путем модернизации компьютерных систем и систем связи, но и путем разработки новых протоколов передачи данных.

Каждый производитель строил систему на основе тех протоколов передачи данных, которые он считал наиболее подходящими для решения той или иной задачи. Использовались такие протоколы как 60870-101/103/104, *Modbus*, *DNP3* и т. д. Некоторые из них стали более популярными, некоторые менее, но такое разнообразие решений приводило к отсутствию совместимости и взаимозаменяемости оборудования и усложнению процесса системной интеграции.

История создания МЭК-61850 началась еще в 1980-х годах в США в Детройте. На заводах, собирающих автомобили, были установлены роботы-сборщики, управление которыми производилось по протоколу *MMS* (англ.). Использование этого протокола оказалось достаточно успешным и уже в 90-х годах он лег в основу *UCA2 (Utility Communication Architecture)*, который активно применялся в Европе в электроэнергетике.

И наконец, в 2003 году появилась первая редакция стандарта МЭК-61850.

Область применения стандарта МЭК 61850 — системы связи внутри подстанции. Это набор стандартов, в который входят стандарт по одноранговой связи и связи клиентсервер, стандарт по структуре и конфигурации подстанции, стандарт по методике испытаний, стандарт экологических требований, стандарт проекта. Полный набор стандартов имеет следующие разделы:

Разделы стандарта

- *IEC 61850-1*: Введение и общий обзор.
- *IEC 61850-2*: Глоссарий терминов.
- *IEC 61850-3*: Основные требования.
- *IEC 61850-4*: Управление системой и проектированием.
- *IEC 61850-5*: Требования связи к функциям и моделям устройств.

- IEC 61850-6: Язык описания конфигурации связи между микропроцессорными электронными устройствами подстанций.
- IEC 61850-7: Основная структура связи для оборудования подстанции и питающей линии (4 части).
- IEC 61850-8-1: Описание специфического сервиса связи (SCSM) — Описание передачи данных по протоколу MMS (ИСО/МЭК 9506 — Часть 1 и Часть 2) и по протоколу ИСО/МЭК 8802-3.
- IEC 61850-9-1: Описание специфического сервиса связи (SCSM) — Выборочные значения по последовательному ненаправленному многоточечному каналу передачи данных типа точка-точка.
- IEC 61850-9-2: Описание специфического сервиса связи (SCSM) — Выборочные значения по ИСО/МЭК 8802-3.
- IEC 61850-10: Проверка на совместимость.

Преимущества стандарта

Основным требованием к системе сбора данных в стандарте является обеспечение способности микропроцессорных электронных устройств к обмену технологическими и другими данными. Стандарт предъявляет следующие требования к системе:

- Высокоскоростной обмен данными микропроцессорных электронных устройств между собой (одноранговая связь).
- Привязка к подстанционной ЛВС.
- Высокая надежность.
- Гарантированное время доставки.
- Функциональная совместимость оборудования различных производителей.
- Средства поддержки чтения осциллограмм.
- Средства поддержки передачи файлов.
- Конфигурирование / автоматическое конфигурирование.
- Поддержка функций безопасности.

МЭК 61850 является объектно-ориентированным протоколом, фокусированным на автоматизацию подстанций, и значительно расширяет возможности предшествующих стандартов МЭК. Из-за сложности программной реализации МЭК 61850, что включает реализацию целого ряда стандартов по передаче данных (MMS ISO 9506, стека протоколов ISO, GOOSE и GSSE), на рынке практически отсутствуют надежные готовые решения, позволяющие принимать данные с устройств, поддерживающих 61850.

Несмотря на значительные усилия, вложенные в разработку стандарта МЭК 61850, многие важные вопросы в текущей версии стандарта не регламентированы или недостаточно проработаны, например:

- отсутствует оптимальное решение по точной синхронизации времени: для стационарной шины (МЭК 61850-8) используется стандартный протокол *SNTP*, обеспечивающий точность синхронизации порядка 3-5 мс; более точные механизмы синхронизации, например *IEEE 1588 Standard Precision Time Protocol (PTP)*, ориентированы на шину процесса (МЭК 61850-9);
- не проработаны вопросы резервирования отдельных узлов системы;
- не стандартизованы сервисные функции.

В результате имеют место существенные разночтения в реализации основных функций различными изготовителями оборудования и разработчиками ПТК. Недостаточный уровень стандартизации в части информационного обмена. Стандарт предоставляет разработчикам полную свободу в выборе способов реализации многих функций, в том числе и функции информационного обмена. Большинство сервисов обмена данными отнесено стандартом к категории необязательных. Вследствие этого, устройства различных производителей, имеющие сертификаты на соответствие стандарту МЭК 61850, могут оказаться функционально несовместимыми. Проблемы совместимости являются обратной стороной излишней гибкости стандарта.

Цифровой «двойник» подстанции

Понятие цифрового двойника имеет несколько определений. Наиболее подходящее из них звучит так — это реальное отображение всех компонентов в жизненном цикле продукта с использованием физических данных, виртуальных данных и данных взаимодействия между ними.

То есть цифровой двойник создает виртуальный прототип реального объекта, с помощью которого можно проводить эксперименты и проверять гипотезы, прогнозировать поведение объекта и решать задачу управления его жизненным циклом.

Цифровой двойник также экономит затраты на проектирование оборудования или системы и на ее эксплуатацию. Ведь ремонты можно проводить по необходимости, а не по графику.

Начиная с 2017 года исследовательская компания Gartner включает технологию цифрового двойника в топ технологических трендов. При этом к 2020 году эксперты ожидают более 20 миллиардов подключенных датчиков и конечных точек. А цифровые двойники будут существовать для миллиарда вещей. В сущности, это наиболее простой и эффективный шаг цифровизации.

Какими бывают двойники

По мнению специалистов, цифровых двойников можно разделить на три типа:

1. Двойник-прототип (Digital Twin Prototype)

Это виртуальный аналог реально существующего элемента. Он содержит информацию, которая описывает определенный элемент на всех

стадиях — начиная от требований к производству и технологических процессов при эксплуатации, заканчивая требованиями к утилизации элемента.

2. Двойник-экземпляр (Digital Twin Instance)

Содержит в себе информацию по описанию элемента (оборудования), то есть данные о материалах, комплектующих, информацию от системы мониторинга оборудования.

3. Агрегированный двойник (Digital Twin Aggregate)

Объединяет прототип и экземпляр, то есть собирает всю доступную информацию об оборудовании или системе.

Для компаний, которые эксплуатируют электрические сети, наиболее актуален двойник-экземпляр. Он основывается на математической модели сети.

В таком цифровом двойнике может находиться информация о технических параметрах используемого оборудования (кабели, трансформаторы, выключатели и т.д.), дате его ввода в эксплуатацию, географические координаты, данные с измерительных устройств.

Эту информацию используют для проведения расчетов по подключению новых потребителей, а также различных расчетов электрических сетей. Например, расчет режимов, токов короткого замыкания, координации установок релейной защиты и другие.

Как правило, эти расчеты проводят различные подразделения, и в каждом из них существует своя собственная математическая модель одной и той же физической сети. Использование разных моделей часто приводит к ошибкам и снижению точности.

Применение единого цифрового двойника всеми подразделениями компании может помочь решить данную проблему.

Таким образом, для электрических сетей цифровой двойник — это база данных с информацией о сети, которая интегрирована с другими ИТ-системами энергокомпании (SCADA, геоинформационная система, система управления активами и пр.).

Цифровой двойник должен синхронизировать данные, полученные из разных источников, таким образом, чтобы они точно соответствовали текущему состоянию электрической сети.

Кто использует цифровые двойники в энергетике

Компании, которые эксплуатируют электрические сети, можно разделить на два типа:

- операторы магистральных сетей (обслуживают сети классом напряжения 110–750 кВ);
- операторы распределительных сетей (обслуживают сети классом напряжения 0,4–110 кВ).

Концепцию цифрового двойника можно применять для каждого типа компаний, но реализация будет отличаться.

Например, в магистральных сетях меньшее количество элементов, которые более широко распределены в пространстве (более протяженные линии с меньшим количеством подстанций). У распределительных сетей, особенно городских, больше оборудования — много непротяженных кабелей, большое количество трансформаторных пунктов.

Например, по данным компании «Россети Московский регион», в московском регионе используют 613 высоковольтных подстанций и более 40 тыс. трансформаторных пунктов.

Это означает, что для распределительных сетей характерно создание огромных массивов данных, которые достаточно трудно обрабатывать. Так что в этом случае задача по интеграции цифрового двойника сети решается другим путем.

Решение для магистральных сетей

Цифрового двойника для магистральных сетей можно создать с помощью CIM (Common Information Model) модели. Это абстрактная логическая модель данных, которая описывает компоненты энергосистем в форме нотации UML — универсального языка семантического моделирования (стандарт IEC 61968). Благодаря такой стандартизации информацию, которая хранится в базе данных в формате CIM, можно использовать в различных ИТ-системах компании.

В 2016 году компания Fingrid создала цифрового двойника для магистральных сетей в проекте ELVIS (ELectricity Verkko Information System).

Fingrid — это оператор магистральных сетей в Финляндии. Он обслуживает 116 высоковольтных подстанций, 4600 км линий по 400 кВ, 2200 км линий по 220 кВ и 7600 км линий по 110 кВ. Все информационные системы компании объединили вокруг единой базы данных электрической сети, которая хранила информацию в формате IEC CIM 61970.

Специалисты настроили цифрового двойника так, что данные из систем SCADA, геоинформационной системы ArcGIS, и системы управления активами Maximo, стали поступать в единую базу CIM-модели.

Всю эту информацию Fingrid стала использовать для обслуживания сети и проведения различных расчетов. В результате цифровой двойник позволил компании повысить производительность, снизить затраты, повысить надежность передачи электроэнергии и улучшить эффективность бизнес-процессов.

Возможности для распределительных сетей

Для распределительных сетей, как уже было сказано, характерно большее количество элементов. Из-за этого сложнее внедрять различные ИТ-решения и интегрировать их между собой.

Оптимальный способ для создания цифрового двойника в этом случае — использование геоинформационной системы (ГИС) и расчетного комплекса, который содержит математическую модель электрической сети.

Словакская распределительная компания VSE Group (часть European RWE Group) обслуживает более 610 000 потребителей с помощью 34 подстанций по 110/22 кВ и 6000 подстанций по 22/0,4 кВ. Общая протяженность высоковольтных линий по 110, 22 и 0,4 кВ, а также кабельных сетей — 21 тыс. км.

Компания внедрила большое количество ИТ-систем, для эффективной работы которых требовалась актуальная математическая модель сети. На ведение такой модели уходило до 5 тыс. часов в год. Кроме того, любые изменения физической сети, которые происходят постоянно, требовали корректировок математической модели сети.

Эту проблему решил адаптор, который установили между геоинформационной системой и расчетным комплексом. Он стал выгружать данные из ГИС и переводил их в формат, который мог считать расчетный комплекс.

После того как данные преобразовывались, дополнительная информация из SCADA и системы учета добавлялась непосредственно в эту базу данных. Такое решение позволяет добавлять данные и параметры различного оборудования, включая оборудование сети низкого напряжения, устройства защиты и информацию по нагрузкам.

Цифровой двойник оказался более эффективным и простым в реализации, чем создание отдельных интерфейсов для всех ИТ-подсистем. Эта система помогла компании создавать более точную модель и значительно ускорила работу с ней.

Теперь специалистам нужно около двух-трех часов, вместо 500 часов, которые приходилось тратить на создание актуальной математической модели сети.