

ЦИФРОВЫЕ ПОДСТАНЦИИ (ЦПС) КЛАССА НАПРЯЖЕНИЯ 35-110 КВ

А.С. Тимофеев, студент

М.Д. Макарец студент

Иркутский национальный исследовательский технический университет
(Россия, г. Иркутск)

DOI:10.24412/2500-1000-2024-1-2-224-231

Аннотация. В статье рассматривается актуальная тема для электроэнергетики, связанная с внедрением в нее цифровых технологий, а именно цифровых подстанций. Авторами рассматривается структура цифровых подстанций, цели их создания, раскрываются достоинства и недостатки применения цифровых подстанций, приведены основные требования к цифровым подстанциям (ЦПС) согласно измененным нормам технологического проектирования ПС 35-110 кВ, рассмотрены варианты применения технологий ЦПС, устройств, отвечающих требованиям стандарта МЭК 61850, отмечены преимущества внедрения технологий ЦПС и связанные с этим проблемы.

Ключевые слова: цифровая подстанция, релейная защита, энергосистема, оборудование, надежность.

В 2017 году на Петербургском международном экономическом форуме президент России призвал сформировать принципиально новую, гибкую нормативную базу для внедрения цифровых технологий во все сферы жизни [rg.ru]. Конечно же, указанное коснулось и сферы электроэнергетики. На сегодня со стороны компании ПАО «Россети» принята новая НТД, сформирована концепция «Цифровая трансформация 2030». Появились такие понятия как «Цифровая подстанция», «Цифровой питающий центр», «Цифровая электрическая сеть».

1. Понятие цифровой подстанции

Цифровая подстанция (ЦПС) – это энергообъект нового поколения, выполненный с максимальным применением цифровых технологий сбора и обработки информации, в первую очередь основанных на стандарте МЭК 61850. В то же время, ЦПС – это совокупность различных технологий, которые могут применяться комплексно или выборочно, в зависимости от специфики объекта и требований заказчика.

Технологии цифровой подстанции (в порядке возрастания сложности): Полевые преобразователи дискретных сигналов (ПДС) в ОРУ 110-750 кВ, устанавливаемые в шкафах наружного исполнения ИН-БРЭС-ШПДС, для сбора сигналов и ис-

полнения команд положения, управления и оперативной блокировки разъединителей и заземляющих ножей, с передачей данных сигналов по ВОЛС и протоколу МЭК 61850-8-1.

К несомненным преимуществам данной технологии относятся:

- невысокая стоимость реализации;
- существенное (25-30%) сокращение объема кабельной продукции;
- полное соответствие действующим НТД ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС»;
- ПДС для КРУЭ 110-750 кВ – полевые контроллеры, устанавливаемые в помещении КРУЭ в непосредственной близости к силовому оборудованию;
- габариты подстанций с КРУЭ существенно меньше, чем с ОРУ аналогичного класса напряжения, что снижает экономический эффект от применения данного решения;
- ПДС, выполняющие сбор сигналов всех коммутационных аппаратов присоединения, в том числе с отключением выключателя от РЗА по GOOSE. Результатом данного этапа является полная «оцифровка» дискретных сигналов ТС, ТУ, ОБ для всех коммутационных аппаратов и сокращение объема кабельной продукции ориентировочно на 50% в сравнении с исходным состоянием.

- полевые преобразователи аналоговых сигналов (ПАС), устанавливаемые в шкафы ИНБРЭС-ШПАС с выходом МЭК 61850-9-2, подключаемые к цепям традиционных ТТ/ТН;

- предусматривается полная «оцифровка» всех аналоговых цепей на ПС, с сохранением возможности использования традиционного оборудования вторичных систем.

- цифровые измерительные трансформаторы (ЦИТ) с выходом МЭК 61850-9-2. Максимальное применение цифровых технологий с сохранением распределенной структуры РЗА, ПА, АСУТП и прочих вторичных систем объекта [1].

2. Цели создания

Уменьшение капитальных затрат:

- уменьшение затрат на кабельную продукцию и кабельные сооружения;

- уменьшение стоимости терминалов (унификация аппаратной части, замена модулей ввода на цифровые интерфейсы);

- уменьшение площади земельных участков, необходимых для обустройства ПС (применение оптических цифровых ТТ и ТН, современного микропроцессорного вторичного оборудования даст возможность уменьшить);

- увеличение срока службы силового электрооборудования (расширенная диагностика);

- уменьшение затрат на проектирование, монтаж и пусконаладку (уменьшение кол-ва кабелей, уменьшение кол-ва оборудования, расширение возможностей по типизации проектных решений в части шкафного оборудования и цифровых связей).

Уменьшение эксплуатационных затрат (на техобслуживание):

- упрощение эксплуатации и обслуживания (постоянная расширенная диагностика в режиме реального времени, в т.ч. метрологических характеристик; сбор и отображение исчерпывающей информации о состоянии и функционировании ПС); увеличение точности измерений (особенно при токах менее 10-15%In) и увеличение благодаря этому точности учета электроэнергии и точности ОМП;

- сокращение возможности появления дефектов типа «земля в сети постоянного тока» (сокращение размерности СОПТ ввиду использования цифровых оптических связей);

- сокращение кол-ва внезапных отказов основного электрооборудования и связанных с ними штрафов за недоотпуск электроэнергии и нарушений производственного цикла (расширенная диагностика всего комплекса технических средств ЦПС);

- уменьшение количества сбоев, неправильной работы, отказов РЗА (применение оптических кабелей вместо медных повысит электромагнитную совместимость современного вторичного оборудования

- микропроцессорных устройств РЗ и автоматики);

- повышение алгоритмической надежности функционирования РЗА (отсутствие насыщения и возможность измерения аperiodической составляющей у оптических цифровых ТТ позволит упростить и усовершенствовать алгоритмы РЗА);

- уменьшение потребления по цепям переменного тока и напряжения (в результате применения оптических ТТ и ТН) [2].

3. Описание структуры цифровой подстанции

Термин «Цифровая подстанция» (ЦПС) обозначает особое (цифровое) построение и взаимодействие технологических систем подстанции (таких как РЗА, АСУ ТП, АИИС КУЭ и т.д.) внутри каждой системы, между системами, а также между системами и первичным оборудованием.

Работа и управление такими подстанциями базируется на программно-техническом комплексе цифровой подстанции (ПТК ЦПС), разделенном на структурные уровни (процесса, присоединения и подстанции), которые объединяются между собой посредством сегментов локально-вычислительной сети Ethernet.

Сегменты локально-вычислительной сети (ЛВС) образуют:

- шину процесса, объединяющую уровни процесса и присоединения,

- шину подстанции, объединяющую уровни присоединения и подстанции.

4. Уровень процесса

Назначение:

- организация сопряжения основного оборудования с ПТК ЦПС;

- сбор дискретной информации с «сухих» контактов основного оборудования (например, с блок-контактов коммутационных аппаратов) и её оцифровка

- сбор аналоговой информации (например, с измерительных трансформаторов тока и напряжения) и её оцифровка (при применении оптических измерительных трансформаторов сигнал изначально оцифрован);

- передача собранной информации на вышестоящие уровни;

- получение команд управления от вышестоящих уровней в цифровом виде с воздействием на основное оборудование (например, включить/отключить коммутационный аппарат).

Состав:

- в случае отсутствия у основного оборудования встроенного цифрового интерфейса для оцифровки сигналов используют устройства сопряжения с объектом (УСО):

а) ПАС (AMU) – преобразователи аналоговых сигналов;

б) ПДС (DMU) – преобразователи дискретных сигналов.

- указанные устройства могут быть отдельными или объединенными в одном комбинированном устройстве.

- УСО для оцифровки не требуется, если цифровой интерфейс изначально встроен в основное оборудование (например, сбор аналоговых сигналов выполняется напрямую с оптических трансформаторов тока и напряжения).

- оба варианта соответствуют СТО 34.01-21-004-2019 [см. п.5.2.1].

- на практике часто встречаются решения, где устройства уровня процесса совмещены с устройствами уровня присоединения (подробнее см. подраздел е)

Способ передачи данных:

- от основного оборудования до преобразователей аналоговых и дискретных сигналов (ПАС и ПДС) информация передается по контрольному кабелю с медными жилами. ПАС и ПДС стремятся установить максимально близко к основному оборудованию.

- далее от ПАС и ПДС по волоконно-оптическим кабельным линиям информация поступает в коммутаторы шины процесса.

- аналоговая информация в цифровом виде передается в виде потока данных SV-поток.

- SV-поток состоит из кадров Ethernet в соответствии со спецификацией МЭК 61850-9-2LE.

- в соответствии со спецификацией МЭК 61850-9-2LE с учетом МЭК 61869:

- поток данных для целей релейной защиты и автоматики и измерений включает в себя 1 набор данных (4 тока, 4 напряжения), за период осуществляется передача 80 кадров Ethernet.

- поток данных для целей коммерческого учета и контроля качества электроэнергии включает в себя 8 наборов данных (в каждом по 4 тока, 4 напряжения), за период осуществляется передача 32 кадров Ethernet [2].

5. Уровень присоединения

Назначение:

- прием и обработка данных, получаемых от устройств уровня присоединения;

- выполнение соответствующих алгоритмов прикладных функций с передачей режимной и диагностической информации на уровень шины подстанции;

- обмен информацией с уровнями процесса.

Состав:

- интеллектуальные электронные устройства (ИЭУ), выполняющие прикладные функции АСТУ, включая РЗА, для соответствующего основного оборудования [п.5.2.1, СТО 34.01-21-004-2019].

Способ передачи данных:

- Мгновенные значения тока и напряжения принимаются ИЭУ по протоколу МЭК 61850-9-2 SV по шине процессов по волоконно-оптическим линиям связи.

- Обмен дискретной информацией с устройствами уровня процесса и другими устройствами уровня присоединения происходит по протоколу МЭК 61850-8-1 GOOSE по волоконно-оптическим линиям связи.

6. Уровень подстанции

Назначение:

- консолидация информации, получаемой от уровня присоединения;
- обеспечение скоординированного выполнение команд оператора непосредственно на подстанции и/или команд вышестоящего уровня управления с формированием управляющих воздействий с использованием сервисов МЭК 61850-8-1:
- для управления основным оборудованием;
- для управления программными ключами в составе АСТУ;
- для изменения уставок;
- прием и обработка данных, получаемых от устройств уровня присоединения;
- выполнение соответствующих алгоритмов прикладных функций с передачей режимной и диагностической информации на уровень шины подстанции;
- обмен информацией с уровнями процесса;

Состав:

- сервера АСУ ТП / ССПИ;
- сервера и АРМ SCADA системы ЦПС;
- устройства регистрации параметров переходных процессов в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах;
- средства информационной интеграции цифровой ПС и ЦУС в соответствии с МЭК 61850-90-2
- данный уровень должен быть образован серверами, объединенными в отказоустойчивый кластер, на платформе виртуализации которого работают сервера и АРМ уровня подстанции.

Способ передачи данных:

- сервера уровня подстанции взаимодействуют с устройствами уровня присоединения по ЛВС шины подстанции, используя сервисы клиент серверного обмена в соответствии с МЭК 61850-8-1, обмен файловой информацией производится с использованием сервисов файлового обмена в соответствии с МЭК 61850-8
- для информационного обмена ЦПС с вышестоящими уровнями управления (ЦУС) и бизнес-аналитики для передачи оперативной и неоперативной информации в обоих направлениях сервера ССПИ

должны поддерживать сервисы клиент-серверного обмена в соответствии с МЭК 61850-8-1.

- для информационного обмена с существующими (унаследованными) SCADA системами, не имеющими возможности клиент-серверного обмена в соответствии с МЭК 61850-8-1, сервера ССПИ должны в том числе поддерживать протокол МЭК 60870-5-104 [п.5.2.3, СТО 34.01-21-004-2019] [3].

7. Совмещение и разделение уровней процесса, присоединения и подстанции

В соответствии с [п.5.2.8, СТО 34.01-21-004-2019], учитывая текущий технологический уровень и отработанные технологии, обеспечивается надежное и эффективное применение следующих технических решений:

- раздельная реализация уровней процесса и присоединения для напряжения 110/220 кВ;
- совмещение уровней процесса и присоединения для напряжения 6, 10, 20 и 35 кВ на базе унифицированных многофункциональных терминалов РЗА/контроллеров присоединений;
- отдельная реализация уровня подстанции [п.5.2.8, СТО 34.01-21-004-2019] [3].

8. Шина процесса

Варианты топологии локально-вычислительной сети шины процесса:

- «двойная звезда» с использованием протокола МЭК 62439-3 PRP;
- «двойное кольцо» с использованием протокола МЭК 62439-3 PRP/HSR.

Основные требования в соответствии с [п.5.2.4, СТО 34.01-21-004-2019]:

- сегменты ЛВС шины процесса должна быть физически или логически изолированы от других сегментов ЛВС подстанции;
- кабельная сеть ЛВС шины процесса должна строиться на основе волоконно-оптических линий связи;
- тип разъемов для всех видов соединений – LC;
- в зонах распределительных устройств и ОПУ предусматриваются пассивные оптические коммутационные панели, соединенные многожильным магистральным оптическим кабелем рис. 1 (оптические коммутационные панели обеспечивают

распределение оптического сигнала, подведенного к ним по магистральному кабелю и портам, оборудованными разъемами, к которым подключаются коммутационные шнуры, передающие сигнал на Ethernet-порты активного сетевого оборудования цифровой ПС);

- для обеспечения резервирования кабельная сеть ЛВС шины процесса должна строиться по принципу полного дублирования компонентов;

- резервируемые оптические кабельные линии ЛВС шины процесса должны прокладываться по разным маршрутам [3].

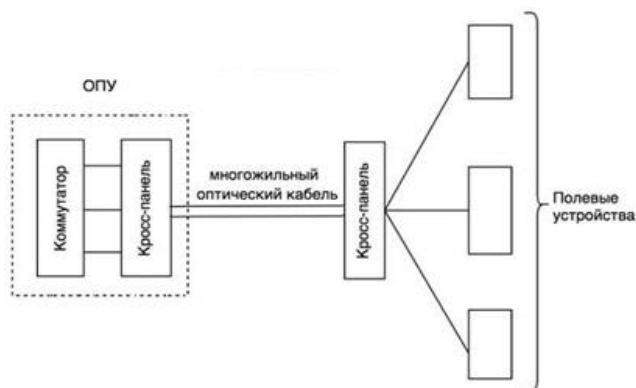


Рис. 1 Принципиальная схема подключения полевых устройств к ЛВС шины процесса

9. Шина подстанции

Топология локально-вычислительной сети шины подстанции в пределах каждой из резервируемых сетей PRP должна обеспечивать для коммутаторов резервирование сети Ethernet на 2-ом уровне модели OSI с использованием протоколов RSTP, MRP [п.5.2.4, СТО 34.01-21-004-2019].

Основные требования в соответствии с [п.5.2.5, СТО 34.01-21-004-2019]:

- хосты ЛВС шины подстанции должны иметь резервированные подключения к двум разным коммутаторам ЛВС;

- протоколы резервирования 2-ого и 3-его уровня модели OSI должны обеспечивать защиту от одиночного отказа коммутаторов/маршрутизаторов, а также кабельных соединений ЛВС шины подстанции;

- при необходимости в составе ЛВС шины подстанции предусматриваются резервированные по протоколу VRRP маршрутизирующие коммутаторы, обеспечивающие маршрутизацию IP-трафика между сегментами ЛВС шины подстанции – серверным, ИЭУ 110-220 кВ, ИЭУ 35 кВ, ИЭУ 20, 10, 6 кВ;

- в точке подключения ЛВС шины подстанции к узлу связи сетевой периметр технологической сети подстанции должен быть защищен кластером межсетевых экранов, работающим в режиме маршру-

тизации; межсетевой экран должен поддерживать гранулярный МЭК 61850-8-1 MMS, МЭК 60870-5-104;

- кабельная сеть ЛВС шины подстанции должна строиться на основе волоконно-оптических линий связи;

- допускается использование медных пассивных компонентов кабельной сети, в сегментах, обеспечивающих взаимодействие между:

- оборудованием уровня присоединения и устройствами уровня подстанции (отдельные сегменты при обосновании);

- устройствами уровня подстанции и средствами интерфейса человек-машина;

- межсетевыми экранами и оборудованием связи [3].

10. Особенности построения РЗА цифровых подстанций

На цифровых подстанциях РЗА является одной из подсистем ПТК ЦПС, функционирующей на уровне присоединения и подстанции.

На уровне «Присоединения» РЗА организуется на базе интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ), являющихся специализированными промышленными компьютерами (в качестве них могут выступать терминалы РЗА, выполняющие функции контроллера присоединения, контроллеры ячеек). Между собой устрой-

ства обмениваются данными по шине процесса, аналогично происходит и обмен информацией с первичными преобразователями дискретных и аналоговых сигналов.(ПДС и ПАС):

- дискретная информация по протоколу МЭК 61850-8-1 (GOOSE);

- аналоговая информация по протоколу МЭК 61850-9-2 (SV).

В качестве первичных датчиков цифровых измерительных трансформаторов для цифровой ПС могут использоваться оптические датчики тока и напряжения на основе магниточувствительного оптоволоконна, либо электромагнитные ТТ, электромагнитные или емкостные ТН [п.20.2, СТО 34.01-21-004-2019].

При реконструкции ПС допускается использовать измерительные ТТ и ТН с аналоговым выходом с использованием цифровых преобразователей при соответствующем экономическом обосновании [п.20.3, СТО 34.01-21-004-2019].

Программное обеспечение, установленное на уровне вычислительной сети ПТК цифровой ПС, должно представлять собой модульное программное обеспечение, в котором каждый программный модуль отвечает за минимальную функцию (виртуальное реле или логический узел в терминах в соответствии с требованиями МЭК 61850) [п.8.12, СТО 34.01-21-004-2019].

Из комбинации программных модулей может быть составлена необходимая функция защиты и (или) автоматизации, при этом уровень вычислительной сети ПТК цифровой ПС представляет собой совокупность обеспечивающих функционирование виртуальных устройств защиты и управления [п.8.13, СТО 34.01-21-004-2019].

Все связи между устройствами и описание ИЭУ должны быть представлены в виде SCD файла, а логические узлы с привязкой к элементам однолинейной схемы в виде SSD файла, разрабатываемых в специализированных программах [4].

11. Достоинства и недостатки, области применения ЦПС

Плюсы:

- Снижение стоимости оборудования на 30%:

- уменьшенная стоимость внедрения оборудования на смежных подстанциях за счёт использования общего оборудования;

- минимизация размеров здания общеподстанционных пунктов управления (ОПУ) за счёт сокращения количества медных кабелей, панелей и т.д.

- Сокращение сроков проектирования до 25%:

- стандартизированные физические интерфейсы;

- упрощённые прошивка и настройки;

- упрощённое автоматическое создание чертежей с помощью программного обеспечения;

- стандартизированное документирование соединений с первичным оборудованием.

- Сокращение объёмов монтажных и пусконаладочных работ до 45%:

- установка объединённого устройства управления подстанцией, совмещающего функции управления и релейной защиты, сокращает временные затраты на монтаж за счёт исключения кабельных соединений;

- снижение риска ошибки за счёт стандартизированных физических соединений;

- упрощённая установка шкафов управления за счёт понятного интерфейса подключения;

- нивелирование ошибок благодаря регулярному мониторингу;

- обеспечение безопасности сотрудникам на объекте за счёт отсутствия кабелей в здании ОПУ.

- Сокращение затрат до 15% на обслуживание энергообъекта:

- возможность расширения и модернизации системы в процессе эксплуатации;

- снижение количества приёмных проверок благодаря стандартизированного подхода к этапам разработки и монтажа оборудования.

Минусы:

- Пробелы в НТД;

- отсутствие промышленных образцов цифровых ТТ и ТН, годных к широкому внедрению на энергообъектах;

- отсутствие единого подхода субъектов энергетики к цифровизации объектов;

- необходимо разрабатывать ПО для проектирования ЦПС. Разработка ПО в соответствии с ИЕС 61850-4;

- оборудование и ПО должно проходить опытную эксплуатацию для определения явных преимуществ;

- повышение квалификации наладочных, эксплуатирующих и проектных организаций;

- создание и проведение курсов по ЦП на базе сформированных стандартов;

- применение сервисов цифрового проектирования, наладки, снижающих сложность для использования;

- необходимость подготовки специалистов РЗА со знанием цифровых технологий – системный инженер (как предложение), который имеет базовые знания по электроэнергетике, РЗА и цифровым системам связи ЦПС;

- проблема кибербезопасности – отсутствие адекватных предложений по решению вопроса;

- высокая стоимость технологии на первом этапе;

- обеспечение работоспособности системы РЗА, нужно рассчитывать параметры локально-вычислительной сети (ЛВС). Т.е. РЗА избавится от дискретных цепей, но будет зависеть от коммуникационной сети подстанции [5].

Область применения:

- генерация электроэнергии;

- независимые энергокомпании;

- нефтегазовый сектор;

- передача электроэнергии;

- промышленные предприятия;

- распределение электроэнергии.

Заключение

ЦПС – прогрессивная технология построения систем защиты и управления подстанцией. Однако на сегодня она не получила широкого применения по ряду причин:

- высокая стоимость предлагаемых решений. Причина тому – применение неоптимизированных архитектур построения ЦПС, описанных в начале статьи;

- слабо проработанная нормативная база. Отсутствие ГОСТов, ОТР, регламентов эксплуатации устройств и систем, реализующих информационный обмен по ИЕС 61850-9-2;

- недостаточно высокая компетентность обслуживающего персонала в области ИТ.

Современная цифровая подстанция – это определенно новый качественный шаг к будущему энергетике. Переход к необслуживаемым подстанциям – это то, к чему необходимо стремиться для безопасности обслуживающего персонала, экономии бережливости в современном мире.

Библиографический список

1. Цифровая электроэнергетика. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://habr.com/ru/company/technoserv/blog/342268/> (дата обращения: 06.12.2019).

2. Тесленок, А.И. Современные проблемы в сфере цифровых подстанций / А.И. Тесленок // Научное сообщество студентов XXI столетия. Технические науки: сб. ст. по мат. LXII междунар. студ. науч.-практ. конф. № 2(61). – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://sibac.info/archive/technic/2\(61\).pdf](https://sibac.info/archive/technic/2(61).pdf) (дата обращения: 06.12.2019).

3. Чернышова, М.В. К вопросу о реализации стратегии внедрения цифровых подстанций / М.В. Чернышова // Материалы X Международной студенческой научной конференции «Студенческий научный форум». – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://scienceforum.ru/2018/article/2018008741>.

4. Применение IoT в российской электроэнергетике // WaveAccess. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.waveaccess.ru/> (дата обращения: 06.12.2019).

5. IoT в российской энергетике. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://iot.ru/energetika/iot-v-rossiyskoy-energetike> (дата обращения: 06.12.2019).

DIGITAL SUBSTATIONS OF VOLTAGE CLASS 35-110 kV

A.S. Timofeev, *Student*

M.D. Makartsov, *Student*

Irkutsk National Research Technical University
(Russia, Irkutsk)

***Abstract.** The article discusses an urgent topic for the electric power industry related to the introduction of digital technologies into it, namely digital substations. The authors consider the structure of digital substations, the goals of their creation, reveal the advantages and disadvantages of using digital substations, provide the basic requirements for digital substations (DPS) according to the amended standards of technological design of PS 35-110 kV, consider options for using DPS technologies, devices that meet the requirements of IEC 61850, note the advantages of introducing DPS technologies and related problems.*

***Keywords:** digital substation, relay protection, power system, equipment, reliability.*