



1.11. СИНХРОНИЗАЦИЯ ВРЕМЕНИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОННЫХ УСТРОЙСТВ НА ПОДСТАНЦИЯХ

Р. С. ПЛАКИДИН, П. В. СЕИТОВ, В. Н. БОВЫКИН

ООО «Инженерный центр «Энергосервис»

Российская Федерация

Контактное лицо:

П. В. СЕИТОВ

p.seitov@ens.ru

Ключевые слова: Время, синхронизация, точность,
шкала, частота, эталон, метка времени.



Введение

Внедрение современных информационно-коммуникационных технологий позволяет повысить эффективность управления и мониторинга состояния первичного оборудования электрических станций и подстанций. Однако с развитием технологий появляется необходимость в совершенствовании методов диагностики и проверки корректности работы нового оборудования, используемого для создания следующего поколения автоматизированных систем на базе стека стандартов МЭК 61850.

Обеспечение отсчетов единого времени во всех элементах автоматизированной системы – на сегодня одна из важнейших задач. Примером может служить передача мгновенных значений токов и напряжений от измерительных трансформаторов тока и напряжения в цифровом виде. Это позволяет добиться значительных преимуществ, связанных с использованием как новых типов измерителей, основанных на отличных от традиционного подхода принципов, так и с использованием стандартной сетевой инфраструктуры взамен многочисленных кабельных связей для передачи текущих значений с помощью аналоговых сигналов на значительных уровнях тока и напряжения.

С другой стороны, технология SV-потоков (стандарт IEC 61850-9-2) предъявляет серьезные требования к используемому для её реализации оборудованию, в том числе и с точки зрения синхронизации времени устройств. Так как теперь важно не только измерить величину, но и указать с высокой точностью, в какой момент времени были проведены данные измерения. Благодаря метке времени, присвоенной с требуемой точностью, мы имеем возможность сравнивать и использовать для расчета вторичных величин (частота, мощность, показатели качества и другие) оцифрованные выборки мгновенных значений токов и напряжений, полученные через локальную вычислительную сеть (сети) от разных первичных устройств. Соответственно, мы получим возможности для текущего мониторинга и последующего анализа на основе качественно новых данных по сравнению с традиционными «аналоговыми» автоматизированными системами.

Синхронизация времени встроенных часов интеллектуальных электронных устройств зависит от многих аспектов, в том числе явно неотносящихся к оборудованию автоматизированной системы управления подстанцией. Развитие техники на сегодняшний день позволяет с помощью глобальных спутниковых систем навигации ГЛОНАСС и GPS получить доступ к атомному эталону частоты в любой точке планеты. При том, что данный источник первичных сигналов в состав автоматизированной системы подстанции не входит, и контролировать процесс его работы можно только по косвенным признакам. Здесь может просматриваться общая тенденция на взаимопроникновение как отдельных функций в оборудовании для различных систем, так и (на примере систем мониторинга переходных режимов) широкое использование для своих задач

СЕКЦИЯ 1



данных, полученных от прочих автоматизированных систем. Само семейство стандартов МЭК 61850 является ярким примером того, что не стоит пытаться каждый раз на своих страницах, в своей системе описать, реализовать все протоколы и функции, которые могут понадобиться для полноценного функционирования автоматизированной системы. Достаточно сослаться на уже готовые стандарты, технологии, импортировать данные, полученные на уже имеющемся оборудовании с тем, чтобы оптимизировать затраты на реализацию новых систем и подсистем.

В докладе рассматриваются методы диагностики и проверки точности синхронизации устройств автоматизированных систем по основным протоколам синхронизации времени, предусматриваемым в соответствии со стандартами МЭК 61850. Проверка точности синхронизации осуществляется как с помощью типового оборудования, так и с помощью специальных функций, реализованных в типовом оборудовании для автоматизированных систем подстанций. Приводятся обоснования требований к точности синхронизации встроенных часов интеллектуальных электронных устройств, таких, как устройства сопряжения с шиной процесса, электронные датчики тока и напряжения с возможностью выдачи результатов измерений в виде потоков оцифрованных выборок мгновенных значений (Sampled Values, IEC 61850-9-2, далее SV), многофункциональные измерительные преобразователи, счетчики электроэнергии, терминалы релейной защиты. Объясняется влияние установленных требований на точность результатов измерений первичных и расчетных величин параметров трехфазной электрической сети. Указывается на потенциальную возможность повышения точности результатов измерений измерительных устройств путем повышения точности синхронизации встроенных в интеллектуальные электронные устройства часов.

Основная часть

Синхронизация времени встроенных часов интеллектуальных электронных устройств зависит от многих аспектов, в том числе явно неотносящихся к оборудованию автоматизированной системы управления подстанцией. Развитие техники на сегодняшний день позволяет с помощью глобальных спутниковых систем навигации ГЛОНАСС и GPS получить доступ к атомному эталону частоты в любой точке планеты. При том, что данный источник первичных сигналов в состав автоматизированной системы подстанции не входит, и контролировать процесс его работы можно только по косвенным признакам. Здесь может просматриваться общая тенденция на взаимопроникновение как отдельных функций в оборудовании для различных систем, так и (на примере систем мониторинга переходных режимов) широкое использование для своих задач данных, полученных от прочих автоматизированных систем. Само семейство стандартов МЭК 61850 является ярким примером того, что не стоит пытаться каждый раз на своих страницах, в своей системе описать, реализовать все протоколы и функции, которые могут понадобиться для

СЕКЦИЯ 1



полноценного функционирования автоматизированной системы. Достаточно сослаться на уже готовые стандарты, технологии, импортировать данные, полученные на уже имеющемся оборудовании с тем, чтобы оптимизировать затраты на реализацию новых систем и подсистем.

Государственные первичные атомные эталоны времени, которые являются хранителями самого понятия «секунда» и вокруг которых возведены целые институты, обеспечивают отклонение частоты не более 10^{-14} — 10^{-15} , то есть ошибка в 1 секунду будет накапливаться на протяжении 30 миллионов лет. Разумеется, столь высокая точность не нужна в большинстве приложений, в том числе в системах автоматизации подстанций (ПС). Но какая же точность требуется от систем времени, контролирующих работу ПС? Что стоит за сухими цифрами технических требований и насколько они оправданы? А самое главное, соответствуют ли им внутренние часы интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) и позволяют ли они соотносить значения и события во времени настолько точно, насколько это необходимо для ведения режимов в реальном времени, анализа текущих процессов, регистрации аварий и учета электроэнергии?

Согласно современным требованиям, предъявляемым к синхронизации времени в автоматизированных системах учета электроэнергии (АИС КУЭ), синхронизация времени в приборах учета должна выполняться с точностью не хуже ± 5 секунд в сутки [1]. Такая точность вполне достаточна, так как не вызовет существенного искажения объема учтенной электроэнергии за расчетный период.

К автоматизированным системам управления подстанций (АСУ ТП) требования существенно строже: точность синхронизации устройств должна быть не хуже 1 мс [2], 100 мс [13], 1 сек [14] — это необходимо для фиксации меток времени событий (изменение состояния коммутационных аппаратов, сигналов срабатывания защит и автоматики и пр.).

В сетях передачи данных АСУ ТП для синхронизации времени, как правило, используют протокол NTP (SNTP) или синхронизацию по выделенным линиям (PPS, IRIG).

Протокол сетевого времени NTP и его вариант SNTPv4 (Simple Network Time Protocol, RFC 5905) обеспечивает точность порядка 1–50 мс [3]. Для большей части электронного оборудования этого достаточно, но гарантировать более высокую точность по протоколу NTP невозможно из-за непредсказуемых сетевых задержек.

На примере многофункционального измерительного преобразователя ЭНИП-2 [4] проверим, насколько точно синхронизируются устройства по SNTP. Для этого соберем схему, представленную на рис. 1.

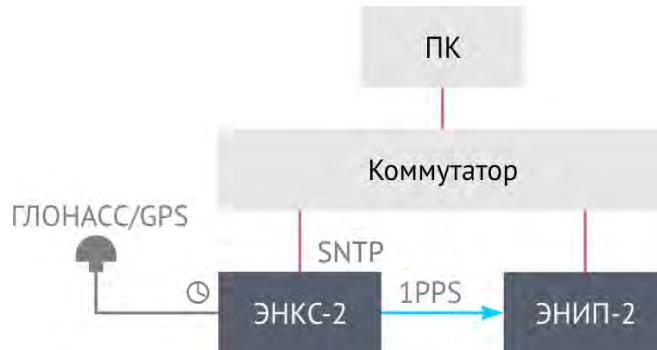


Рис. 1. Схема измерения точности синхронизации времени измерительного преобразователя ЭНИП-2 с помощью блока коррекции времени ЭНКС-2.

ЭНИП-2 синхронизируется по сети от блока коррекции времени ЭНКС-2 [5]. Одновременно выход PPS блока коррекции времени ЭНКС-2 через транзисторный ключ подключается к дискретному входу синхронизируемого ЭНИП-2.

Оценка точности синхронизации ЭНИП-2 определяется по присвоенной метке времени срабатывания дискретного входа от PPS. Фронт сигнала PPS составляет 500 мс. Результат опыта фиксируется по данным в журнале событий дискретных сигналов ЭНИП-2 (рис. 2), который показывает, что незагруженная локальная сеть и протокол SNTP вполне уверенно обеспечивают точность не хуже 1 мс.

| № | Событие | Описание | Метка времени UTC | Состояние ТС | Флаги ТС |
|---|-------------|-----------|-------------------------|--------------|----------|
| 1 | DIO9 -> OFF | HW TS1 DC | 22.05.2019 12:00:12:500 | 0x00000000 | |
| 2 | DIO9 -> ON | HW TS1 DC | 22.05.2019 12:00:11:999 | 0x00000100 | |
| 3 | DIO9 -> OFF | HW TS1 DC | 22.05.2019 12:00:11:500 | 0x00000000 | |
| 4 | DIO9 -> ON | HW TS1 DC | 22.05.2019 12:00:10:999 | 0x00000100 | |
| 5 | DIO9 -> OFF | HW TS1 DC | 22.05.2019 12:00:10:500 | 0x00000000 | |
| 6 | DIO9 -> ON | HW TS1 DC | 22.05.2019 12:00:09:999 | 0x00000100 | |
| 7 | DIO9 -> OFF | HW TS1 DC | 22.05.2019 12:00:09:499 | 0x00000000 | |
| 8 | DIO9 -> ON | HW TS1 DC | 22.05.2019 12:00:09:000 | 0x00000100 | |

Рис. 2. Оценка точности синхронизации ЭНИП-2 по меткам времени в журнале событий [6].

Более высокие требования к синхронизации времени предъявляются на цифровых подстанциях (ЦПС) и в системах мониторинга переходных режимов (СМПР).



Устройства ЦПС, являющиеся публикаторами SV и образующие шину процесса, должны быть синхронизированы с точностью в 1 мкс [7, 8].

Устройства синхронизированных векторных измерений, входящие в состав СМПР, также должны быть синхронизированы с точностью 1 мкс [9].

Для достижения точности синхронизации с точностью в 1 мкс можно использовать выделенные каналы по протоколам IRIG и сигналам PPS [10]. Однако стандарт IEC/IEEE 61850-9-3 предлагает более эффективный и удобный способ синхронизации вышеуказанных систем — синхронизацию времени по сети Ethernet с применением протокола PTP (IEC 61588:2009 / IEEE Std 1588-2008) [11].

В сети с поддержкой PTP принята топология ведущего и ведомых устройств, где подчиненные часы синхронизируются с главными «гроссмейстерскими» часами (рис. 3). Гроссмейстерские часы, как правило, синхронизируются от приемников GPS/ГЛОНАСС. Протокол PTP дает возможность точно учитывать задержку распространения пакетов в сети Ethernet. Для этого при построении сети применяются Ethernet-коммутаторы с поддержкой PTP, так называемые прозрачные часы, которые учитывают задержку времени на передачу PTP-пакета далее по маршруту, изменяя при этом содержимое пакета.

Для PTP разработаны различные профили. Профиль для электроэнергетики (Power Profile) первоначально был описан в документе IEEE C37.238-2011. Впоследствии профиль Power Profile Utility был представлен в IEC/IEEE 61850-9-3:2016. Текущая редакция профиля Power Profile для электроэнергетики описана в стандарте IEEE C37.238-2017, который решает проблемы совместимости первой редакции Power Profile с Power Profile Utility.





Рис. 3. Пример локальной сети с синхронизацией часов устройств (IED) по PTPv2.

Таким образом, применение PTP для синхронизации устройств в сети связано и с правильным проектированием (количество коммутаторов, топология, количество гроссмейстерских часов и т. д.), и с корректностью настроек устройств (выбор профиля или настройка конкретных параметров). Только в этом случае гарантирована точность не хуже ± 1 мкс [11].

Теперь попробуем разобраться, отчего на цифровой подстанции так важна точность не хуже 1 мкс и как можно проверить такую точность синхронизации времени в окончном устройстве?

Предварительно высажем мнение: в случае с преобразователями аналоговых сигналов возможна только косвенная оценка — по погрешности измерения абсолютного угла.

Обычно представление о том, что система синхронизации работает в соответствии с нормативными требованиями, основано на параметрах применяемого источника синхронизации. То есть пользователь имеет сертифицированный источник времени (средство измерения), но фактически оценить точность синхронизации времени в устройствах способен лишь косвенно и часто без возможности получить конкретные цифры.

В свою очередь PTP позволяет проверить работу системы синхронизации и связанной с ней сетевой инфраструктуры, для чего применяются эталонные приемники протокола PTP с выходами PPS. Но об этом чуть позже.

Для начала определим, какие погрешности могут возникнуть при проблемах с определением времени выборки SV. Например, для потока SV с частотой выборок 12 800 Гц (256 выборок на период для частоты 50 Гц) замена значения выборки на соседнюю в случайном порядке дает погрешность по RMS до 0,25%. Это равнозначно отклонению времени измерений на величину от -78,125 до +78,125 мкс.

Такое поведение средства измерения оказалось бы заметное влияние на амплитуду гармоник высокого порядка. Однако здесь мы описали чисто теоретическую ситуацию, а фактически если измерения начнут отставать из-за точности синхронизации, то выборки будут сдвигаться все вместе (то есть измеренные значения будут сдвинуты относительно реальной кривой оцифрованного сигнала на одинаковое время).

Традиционные электромагнитные трансформаторы тока и напряжения подключены непосредственно к измерительным приборам (терминалам РЗиА и другим IED), измерительная информация от ТТ и ТН поступает в реальном времени процесса. На цифровой подстанции



измерительная информация передается только в цифровом виде, а значит, чтобы сопоставить полученные SV от разных преобразователей аналоговых сигналов (устройство сопряжения с шиной процесса, Merging Unit далее ПАС), необходимо как минимум синхронизировать их внутренние часы, то есть привязать к одной системе отсчета, например, к всемирному координированному времени UTC. В ПАС необходимо запускать АЦП в моменты времени, строго соответствующие выбранному значению SV, а затем маркировать измерения (SmpCnt [12]). В таком случае ПАС будут делать выборки в условно одинаковые моменты времени (с погрешностью синхронизации). Однако передаваемые выборки доставляются до подписчиков SV с задержками, определяемыми быстродействием ПАС, характеристиками и режимом работы локальной сети. Устройства, подписанные на SV, упорядочивают полученные значения по значению SmpCnt, тем самым «восстанавливают» во времени кривые сигналов друг относительно друга. Ошибка синхронизации времени ПАС в 1 мкс соответствует абсолютной погрешности, равной 1,08 угловых минут.

Таким образом, точность синхронизации времени в устройствах ПАС напрямую влияет на их угловую погрешность, от которой в свою очередь зависят измерение мощности, учет электроэнергии, точность векторных измерений в устройствах – подписчиках SV.

Стандарт IEC 61869-9 требует, чтобы при потере синхронизации времени поток SV выдавался с точностью 1 мкс в течение 5 секунд. Переход с одних гроссмейстерских часов на другие, как правило, занимает не более 3 секунд (3 интервала announce frame), а значит, во время смены источника синхронизации качество потока SV не должно изменяться.

Заметим, что точность в 1 мкс исключительно важна именно для публикаторов SV, а для приемников SV (счетчики, устройства контроля параметров качества, РЗА, РАС) допустима синхронизация с точностью 1 мс (например, NTP), поскольку сам поток SV уже несет информацию о времени в пределах одного периода промышленной частоты (SmpCnt).

Исходя из сказанного выше, логично утверждать, что в процессе наладки и сдачи в эксплуатацию цифровой подстанции следует уделять особое внимание проверке системы синхронизации времени. Для этого на исследуемом участке сети (например, на самом удаленном, который находится за максимальным количеством коммутаторов от гроссмейстерских часов) необходимо принять сигнал PTP и сравнить с эталонным значением всемирного координированного времени:

- используя эталонное устройство с приемником GPS/ГЛОНАСС, которое также может принять PTP-сигнал и определить погрешность синхронизации;



- используя эталонное устройство с приемником GPS\ГЛОНАСС и импульсным выходом (PPS), преобразователь сигналов PTP в PPS и осциллограф для сравнения двух сигналов PPS (рис. 4).

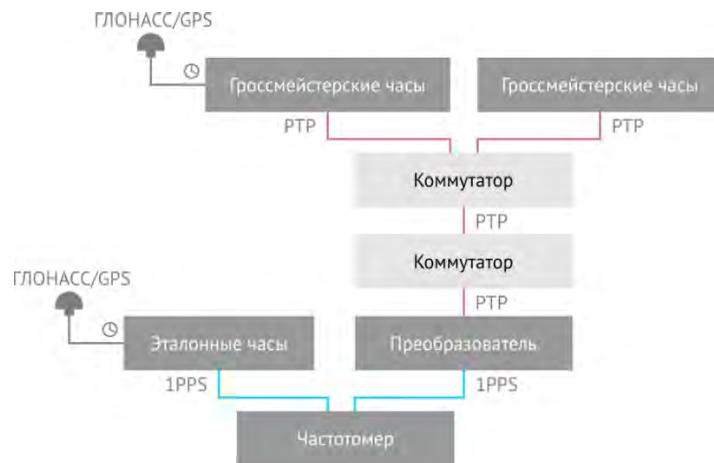


Рис. 4. Тестирование сети сравнением сигналов PPS.

Если точность синхронизации в результате проверки окажется не хуже 1 мкс, значит, можно сделать вывод, что сеть организована и настроена правильно. Если в дальнейшем сеть не будет перестроена, то можно допустить, что со временем точность синхронизации не изменится.

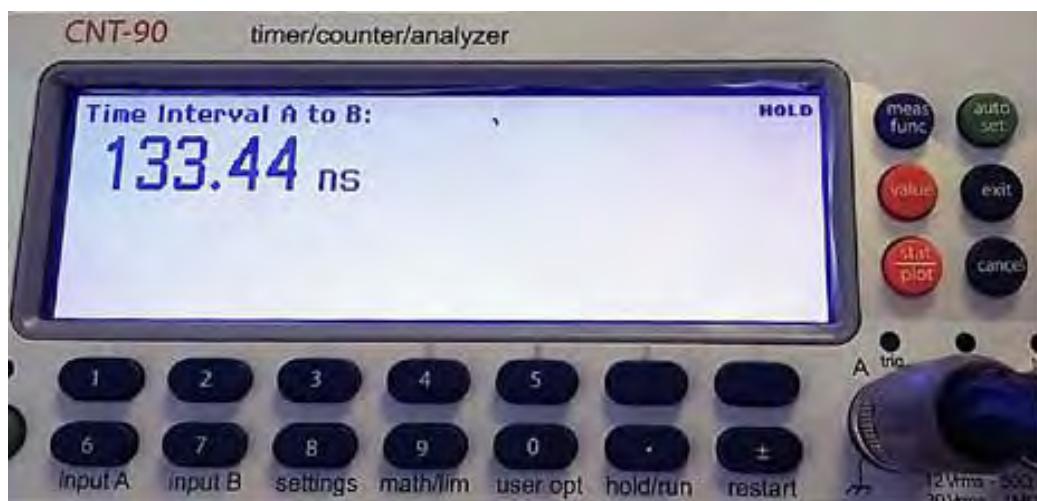


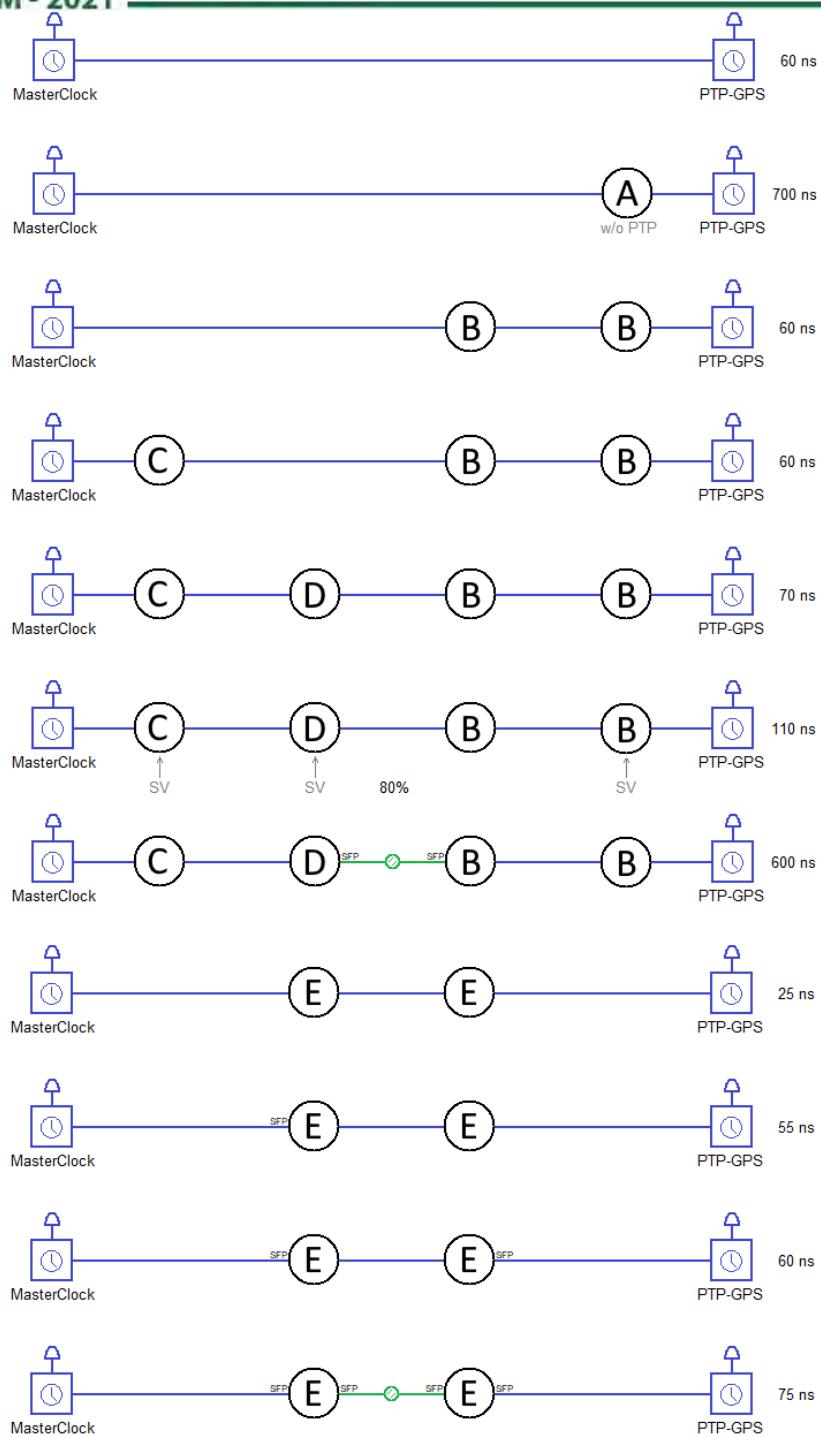
Рис. 5. Результат сравнения разницы эталона с фактическим значением метки времени.

На рис. 6 приведены результаты измерений расхождений метки времени, передаваемой по PTP на различных участках локальной сети, с метками, получаемыми от ГЛОНАСС/GPS эталонными часами – блоком коррекции времени ЭНКС-2. В качестве преобразователя синхронизирующих сигналов из меток времени, транслируемых по PTP, в импульсы 1PPS также использовался ЭНКС-2.

СЕКЦИЯ 1



Приведенные результаты показывают, как в разных условиях с использованием оборудования нескольких производителей ошибка метки времени в локальной сети может отличаться от нескольких нс до сотен нс и больше. Понимание подобных особенностей работы протокола PTP необходимо при создании локальной сети для ЦПС и организации синхронизации времени по [11].



Б, С, D, E - коммутаторы с поддержкой PTP
А - коммутатор без поддержки PTP
SV - несколько публикаторов SV потоков 256 и 80
MasterClock - Ведущие часы PTP
PTP-GPS - ЭНКС-2 - устройство определяющее отклонение меток времени PTP от шкалы времени ГЛОНАСС/GPS

Рис. 6. Разница меток времени, передаваемых по протоколу PTP, со временем эталона.

Заметим, что источники SV – ПАС, как правило, не имеют выхода PPS, поэтому определить погрешность синхронизации в этих устройствах напрямую невозможно. Обратимся к стандарту на устройства сопряжения IEC 61869-13, который в п. 5.6 поясняет:



«Требования к точности SAMU (ПАС) напрямую включают все погрешности, связанные с синхронизацией времени». То есть угловая погрешность напрямую зависит от погрешности синхронизации времени и, следовательно, судить о точности синхронизации устройства можно только косвенно – по угловой погрешности.

Стандарт IEC 61869-13 устанавливает различные классы точности для измерительных каналов тока и напряжения. Например, для такого распространенного класса точности, как 0,2, по угловой погрешности напряжения требуется уложиться в 10 угловых минут. Это значение включает и возможную погрешность синхронизации, которая при требовании к точности синхронизации 1 мкс (1,08 угловых минуты) составляет 1,08% от общей погрешности.

Для класса 0,05, которому в настоящее время могут соответствовать только лабораторные установки, это уже 2,5 угловых минуты. Доля погрешности синхронизации для класса 0,05 составит уже 43,2% от общей погрешности. Учитывая, что серийное измерительное устройство необходимо поверять, то есть должен существовать эталонный генератор аналогового сигнала с точностью выше в несколько раз, чем поверяемое устройство, то выпуск измерительных устройств с классом точности 0,05 представляет собой экономически неоправданную задачу. Перейти на класс 0,05 может помочь в том числе и повышение точности синхронизации, что в свою очередь может дать больший запас по погрешности на измерения.

Заключение

В заключение сделаем следующие выводы:

- синхронизация времени чрезвычайно важна для обеспечения точности измерения на цифровых подстанциях;
- оценка точности системы синхронизации времени может быть осуществлена с помощью эталонных приемников сигналов синхронизации с импульсными выходами и должна проводиться в рамках приемо-сдаточных испытаний системы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- [1] п. 2.3, Приложение № 11.1. к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка, «Автоматизированные информационно-



измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности). Технические требования», ред. от 21.08.2020 г.

- [2] п. 14.1.12, СТО 56947007-25.040.80.266-2019, Типовые технические требования к ССПИ ПС с функцией удаленного управления ПС из ЦУС», ПАО «ФСК ЕЭС», 2019 г.
- [3] RFC 4330, Simple Network Time Protocol (SNTP) Version IPv4, IPv6 and OSI, D. Mills, University of Delaware, January 2006.
- [4] ЭНИП.411187.002 РЭ, Преобразователь измерительный многофункциональный ЭНИП-2, Руководство по эксплуатации, Ред 05.2021.
- [5] ЭНКС.681730.001 РЭ, Блок коррекции времени ЭНКС-2, Руководство по эксплуатации, Ред. 04.2021.
- [6] ЭНИП.411187.003 ПО, ENIP Test Программное обеспечение, Руководство пользователя, 2018 г.
- [7] п. 4.2.1, СТО 56947007-29.240.10.265-2019 «Общие требования к метрологическому контролю измерительных каналов ЦПС», ПАО «ФСК ЕЭС», 2019 г.
- [8] п.11.1.3.3, IEC 61850-5:2013, International Standard, Communication networks and systems for power utility automation - Part 5: Communication requirements for functions and device models, 2013.
- [9] п. 5.6, СТО 59012820.29.020.011-2016 «Релейная защита и автоматика. Нормы и требования», АО «СО ЕЭС», 2016.
- [10] п.6.904.1, IEC 61869-9:2016, International Standard, Instrument transformers – Part 9: Digital interface for instrument transformers, 2016.
- [11] п.7.2, IEC 61850-9-3:2016, International Standard, Communication networks and systems for power utility automation – Part 9-3: Precision time protocol profile for power utility automation, 2016.
- [12] Таблица 14, IEC 61850-9-2:2011, International standart, Communication networks and systems for power utility automation – Part 9-2: Specific communication service mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3, 2011.
- [13] СТО 34.01-6.1-002-2016, Программно-технические комплексы подстанций 35-110 (150) кВ. Общие технические требования, ПАО «Россети», 2017 г.
- [14] СТО 34.01-6.1-001-2016, Программно-технические комплексы подстанций 6-10 (20) кВ. Общие технические требования, ПАО «Россети», 2017 г.