




**Некоммерческое партнерство
«НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ
Единой энергетической системы»**

109044 г. Москва, Воронцовский пер., дом 2
Тел. (495) 912-1078, 912-5799, факс (495) 632-7285

E-mail: dtv@nts-ees.ru, <http://www.nts-ees.ru/>
ИНН 7717150757

«УТВЕРЖДАЮ»

Первый заместитель председателя
научно-технической коллегии
НП «НТС ЕЭС» д.т.н. профессор

 В.В. Молодков

«02»  2015 г.

ПРОТОКОЛ

**заседания секции «Автоматизированный учет электроэнергии и управление
электропотреблением» НТС ЕЭС**

по теме

**«Синхронизация результатов измерений электрической энергии систем телеметрии
и коммерческого учета»**

25.09.2015 г.

№ 2

г. Москва

Присутствовали: 21 человек (список прилагается)

На заседании выступили:

С вступительным словом и основным докладом

«Синхронизация результатов измерений электрической энергии систем телеметрии и коммерческого учета», председатель секции Автоматизированный учет электроэнергии и управление электропотреблением НТС ЕЭС А.В. Покатилов (Приложение 1).

Докладчик отметил, что возможны следующие причины расхождения результатов измерений СОТИАССО и АИИС КУЭ:

1. Метрологические. Разные классы точности измерительных компонентов будут приводить к разности показаний 0.3-0.4%. На малых нагрузках эта величина может быть больше.
2. Синхронизация времени. В АИИС КУЭ результаты измерений соотносятся со временем в счетчике. В СОТИАССО – на втором или даже на третьем уровне. Величину расхождения необходимо дополнительно исследовать.
3. Время интегрирования. В АИИС КУЭ мощность интегрируется на 30-ти минутном интервале. В СОТИАССО – на 3-х или 20-ти секундном. Величину расхождения необходимо дополнительно исследовать.

4. Предоставление данных диспетчерам электрических станций, Системному и Коммерческому операторам. Величину расхождения необходимо дополнительно исследовать.

Комплексным решением является использование одних и тех же средств измерений, обязательно включая измерительные трансформаторы тока, напряжения, вторичные измерительные цепи и многофункциональный измерительный прибор (МИП) и (не обязательно) иных средств (видов обеспечения), одновременно в составе СОТИАССО и АИИС КУ или в составе единой комплексной системы, применяемых для целей диспетчерского (технологического) управления и коммерческого учета субъектов оптового рынка.

Необходимость комплексного решения обусловлена:

- необходимостью обеспечения единства наблюдаемости, управления и коммерческого учета параметров электрического тока, в том числе и в целях минимизации отклонений от ТГ.

- уменьшения суммарных затрат на проектирование и эксплуатацию средств и систем СОТИАССО и АИИС КУ.

Интеграция двух систем возможна на следующих уровнях (по увеличению степени интеграции):

1. Интеграция на уровне МИП. На каждую систему индивидуальный выход МИП. Варианты – выходы независимы, зависимы.
2. Интеграция на уровне интерфейса с МИП.
3. Интеграция на уровне доступа к интерфейсу с МИП (мультиплексор).
4. Интеграция на уровне доступа к мультиплексору.
5. Интеграция на уровне доступа к первичным данным.
6. Интеграция на уровне доступа к обработанным данным (учет коэффициента трансформации, универсальное представление данных, принятие решения о коммерческом статусе данных, замещение данных (если необходимо)).
7. Интеграция на уровне хранения данных (БД) – доступ (в общем случае) различен для обеих систем.
8. Интеграция на уровне разделения рабочих мест в рамках единой системы.
9. Полностью интегрированная система.

Преимущества комплексного решения:

1. Экономия от минимизации отклонений по собственной инициативе.
2. Экономия от комплексирования. Зависит от уровня интегрирования – чем выше уровень интегрирования, тем выше уровень эффекта. Зависит от способа

проектирования – в случае комплексного проектирования уровень затрат, приходящийся на измеряемый параметр уменьшается. Зависит от последовательности комплексирования.

Недостатки комплексного решения:

1. Снижение структурной надежности – чем выше уровень интеграции, тем ниже структурная надежность (без принятия специальных решений (например – использования контрольных (резервных) приборов, резервирования устройств передачи данных и сетей передачи данных, резервирования иных технических средств, обеспечения быстрой замены оборудования, дополнительного обучения персонала и т.п.)
2. Необходимость установления специальных условий (например: выбор МИП с учетом требований к обеим системам, специальные требования к МИП и системам (синхронизация времени, дистанционное параметрирование, опрос должны выполняться с учетом возможного взаимовлияния систем) – это ведет к ограничению видов МИП, пригодных к применению. Рассматриваться должны МИП с цифровыми интерфейсами, внесенные в государственный реестр средств измерений с указанием в сертификатах:
 - В области применения – учета электрической энергии.
 - Ссылок на соответствие ГОСТ 30206-94
 - В отношении используемых параметров следующих метрологических характеристик:
 - класса точности или нормированных погрешностей для различных диапазонов измерений
 - пределов измеряемых величин.
3. Необходимость организации дополнительных мер при установлении соответствия требованиям к обеим системам и введение дополнительных видов испытаний при установлении соответствия, расчетов комплексной надежности.
4. Выход любого из измеряемых МИПом параметров по классу точности приведет к отказу в поверке всего прибора в целом.
5. Использование МИПа в обеих системах (или комплексной системе) влечет требование к запрету применения в соответствующих измерительных ядрах ТТ других измерительных приборов (РЗ).

Применение МИП в АИИС КУ на ОРЭМ с учетом комплексного применения в составе АИИС КУ и СОТИАССО рекомендуется с учетом следующего:

1. В качестве источников данных используются отдельные и независимые цифровые выходы одного МИПа.
2. МИП резервируется МИПом (рекомендуется одновременно для СОТИАССО) или счетчиком, выполняющим функции резервного с возможностью автоматического или автоматизированного перехода на использование данных такого резервного прибора при отказе основного МИП. Резервирование следует выбирать на основе расчетов рисков потери измерений. Для АИИС КУЭ например, существует возможность использовать резервные (контрольные) приборы на «другой стороне». С учетом требований к ТМ, прибор должен быть заменён оперативно.
3. В измерительной цепи ТТ - МИП не должны применяться устройства РЗ.
4. Обе системы создаются и эксплуатируются отдельно (с учетом возможных взаимных влияний).
5. Возможность применения единой линии связи от МИПа до УСПД или иного устройства АИИС КУ определяется на основании расчета пропускной способности при проектировании. Следует учитывать, что физического влияния между этими процессами нет, т.к. процесс измерений уже окончен. Организационно для АИИС КУЭ сокращается время устранения неисправностей, за счет более жестких требований к линиям связи в ТМ.
6. Синхронизация времени и дистанционное параметрирование МИПа выполняется средствами, включаемыми в АИИС КУ.
7. МВИ с использованием МИПа действует на обе системы.
8. МИП должен соответствовать требованиям к счетчикам электроэнергии, установленным на ОРЭМ
9. В сертификате на МИП в области назначения (применения) указан учет (коммерческий учет) электроэнергии.
10. В тексте сертификата указана ссылка на соответствие МИП ГОСТу 30206-94.
11. В основных технических характеристиках должны быть указаны:
 - класс точности или пределы измерений активной и реактивной электрической энергии.
 - точность хода часов по отношению к 30 минутным интервалам (рекомендуется).
 - пределы измерений физических величин – активной и реактивной электрической энергии.
 - возможность измерений потоков измерений электрической энергии (активной и реактивной) в двух направлениях.
 - показатели надежности.

12. Испытания с целью установления соответствия требованиям к АИИС КУ в отношении МИП должны включать испытания влияния системы СДТУ на МИП и средства передачи данных от МИП к УСПД или иному устройству АИИС КУЭ.

Предложения:

1. Уменьшение/отсутствие расхождений результатов измерений СОТИАССО и АИИС КУЭ возможно при использовании единых измерительных комплексов (особенно при использовании одного и того же прибора) в составе обеих систем.
2. При создании систем выбирать компоненты измерительных комплексов с аналогичными метрологическими характеристиками (включая систематические погрешности).
3. В действующих системах вести режим по данным СОТИАССО в пределах $\pm 0,3\%$ от УДГ; уменьшить расхождения результатов измерений подбором (калибровкой) базовых информационных модулей СОТИАССО.
4. Точность синхронизации времени в обеих системах (сформулированная в ТЗ на каждую из систем) должна быть дана в сопоставимых величинах (с учетом того, что требования к синхронизации для этих двух систем могут быть разные). Например, «результаты измерений должны быть соотнесены с календарным временем часов (календарь важен для АИИС КУЭ), точность хода которых не хуже...».

С отдельными докладами выступили

1. Исполнительный директор ЗАО «НПФ Прорыв» А.С. Травин на тему «Телескоп+. Сбор телеметрической информации в АИИС КУЭ». (Приложение 2).

Докладчик отметил, что ЗАО «НПФ Прорыв» имеет опыт создания совмещенных систем АИИС КУЭ и телеметрии. При этом использовалось следующее оборудование: УСПД RTU-325, ПУ Меркурий 230. Система размещалась на 933 подстанциях. Осуществлялся сбор сигналов телеметрии со счетчиков (6-20 ПУ на каждой подстанции). Скорость обновления данных телесигнализации (дискретные сигналы) (менее 1 сек).

Плюсы разработанной системы:

1. Недорогое программное решение
2. Быстрая наладка
3. Использование существующего оборудования, новое оборудование не требуется
4. Независимость от типа оборудования и производителя, только поддержка МЭК104

Докладчик подчеркнул возможность расширения (масштабирования) существующей системы.

2. Член экспертного Совета при комитете по энергетике Госдумы Е.Л. Генгринович (Приложение 3). Докладчик отметил, что для интегрированной системы целесообразно использовать современные цифровые счетчики электрической энергии (например, счетчики ZMD или ZMQ), которые позволяют одновременно считывать показания, как для системы коммерческого учета, так и для системы телеизмерений. В своей презентации он привел несколько схем возможной интеграции. Обратил внимание на минусы такой интеграции, состоящие в снижении системной надежности. Подчеркнул важность учета проблемы несанкционированного доступа в такие интегрированные системы.

В обсуждении и дискуссии также приняли участие:

Представители ОАО «ТГК-1», ПАО «Мосэнерго», ЗАО «НПФ «Прорыв», ОАО «Оборонэнергосбыт», ОАО «СО ЕЭС», ООО «Ситиэнерго».

Представитель ОАО «ТГК-1» высказал мнение о том, что в обсуждаемой проблеме целесообразно проводить индивидуальную экономическую оценку вложений при проведении интеграции, особенно внимательно необходимо оценивать необходимость интеграции для объектов, которые планируется вывести из эксплуатации в течении одного или двух лет.

Заслушав выступления, обсуждения и дискуссии секция «Автоматизированный учет электроэнергии и управление электропотреблением» НТС ЕЭС отметила:

На станциях обычно используются две системы измерений и контроля за электрической мощностью, а именно Система обмена технологической информацией с автоматизированной системой Системного оператора (СОТИ АССО) и Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электрической энергии (мощности) (АИИС КУЭ).

Существует проблема расхождений результатов измерений между двумя этими системами.

На сегодняшний день существуют различные варианты решения проблемы:

1. Использование единого измерительного канала (например, на основе оптических измерительных трансформаторов с высокой точностью) для АИИС КУЭ и СОТИ АССО;

2. Использование двух одинаковых средств измерений для АИИС КУЭ и СОТИ АССО (тот же производителя, тот же класс точности).

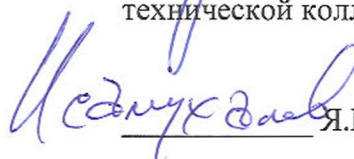
Секция «Автоматизированный учет электроэнергии и управление электропотреблением» НТС ЕЭС решила:

1. Рекомендовать Производителям электрической энергии дополнительно исследовать причины расхождения результатов измерений между системами телеизмерений и коммерческого учета с целью выбора метода ее минимизации.
2. Обратиться в ПАО «Мосэнерго» с просьбой провести расчеты финансовых потерь, возникающих при расхождении результатов измерений систем коммерческого учета и телеизмерений. В расчетах необходимо учесть штрафные санкции со стороны Системного и Коммерческого операторов.
3. Рекомендовать ОАО «СО ЕЭС» пересмотреть «коридор» допустимых расхождений величин измерений на основе статистических данных и дополнительных исследований.

Председатель секции «Автоматизированный
учет электроэнергии и управление электропотреблением»
НП «НТС ЕЭС», к.т.н.

 А.В. Покатилов

Ученый секретарь научно-
технической коллегии НП «НТС ЕЭС», к.т.н.

 Я.И. Исамухамедов

Ученый секретарь секции

 Е.Ю. Морокова