

ВЫПИСКА
из Протокола 33-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ
(23 мая 2008 года, г. Москва)

9. О результатах деятельности Рабочей группы по метрологическому обеспечению электроэнергетической отрасли СНГ по разработке документов, необходимых для обмена данными по межгосударственным перетокам электроэнергии

(Комкова Е.В., Чубайс А.Б.)

Заслушав и обсудив информацию Исполнительного комитета по данному вопросу, Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

1. Утвердить разработанные Рабочей группой по метрологическому обеспечению электроэнергетической отрасли СНГ документы:

1.1. Унифицированный формат макета обмена данными по учету межгосударственных перетоков электроэнергии (**Приложение**).

1.2. Правила освидетельствования измерительного комплекса учета электрической энергии на межгосударственных линиях электропередачи (**Приложение**).

1.3. Метрология. Термины и определения в электроэнергетике. Дополнения к Рекомендациям по межгосударственной стандартизации "Метрология. Основные термины и определения" (РМГ 29-99) (**Приложение**).

1.4. Предложения по разработке нормативных и методических документов на 2008–2010 гг. (**Приложение**).

2. Рекомендовать органам управления электроэнергетикой государств- участников СНГ использовать указанные документы при организации обмена данными по межгосударственным перетокам электроэнергии.

УТВЕРЖДЕН

Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол № 33 от 23 мая 2008 года

**УНИФИЦИРОВАННЫЙ ФОРМАТ МАКЕТА ОБМЕНА ДАННЫМИ ПО
УЧЕТУ МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫХ ПЕРЕТОКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ****ОСНОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ**

Протокол № 6 заседания Рабочей группы по метрологическому обеспечению электроэнергетической отрасли Содружества Независимых Государств от 16 августа 20007 года.

РЕДАКЦИЯ ДОКУМЕНТА 3.0**ОГЛАВЛЕНИЕ**

1. Предмет и сфера действия.....	234
2. Используемые термины и определения.....	234
3. Решаемые задачи.....	239
4. Общие положения.....	240
5. Структура и формат макета.....	240

1. ПРЕДМЕТ И СФЕРА ДЕЙСТВИЯ

1.1. Настоящий документ устанавливает формат обмена данными по учету электроэнергии на межгосударственных линиях электропередачи (МГЛЭП) между национальными автоматизированными системами коммерческого учета электроэнергии (далее – АСКУЭ) стран СНГ. В качестве основных источников данных по учету электроэнергии должны использоваться Центральные базы данных АСКУЭ.

1.2. Сфера действия

Положения настоящего документа распространяются на участников электроэнергетического рынка стран СНГ.

При наличии у участников межгосударственных перетоков систем АСКУЭ, сертифицированных и принятых в промышленную эксплуатацию и согласованных всеми участниками, и при наличии в этих системах встроенных штатных средств межмашинного обмена рекомендуется использовать эти средства для обмена данными.

В случаях, когда АСКУЭ не сертифицирована, либо когда АСКУЭ не имеет встроенных средств межмашинного обмена, рекомендуется использовать описанный в данном документе формат.

2. ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Термин	Трактовка
Система (system)	Взаимосвязанная общим управлением, назначением или условиями функционирования, образующая единое целое совокупность различных объектов и отношений между ними.

Информационная система (Information system) (Data system)	Совокупность содержащейся в системе информации и обеспечивающих её обработку информационных технологий и технических средств.
Измерительная система (Measuring system)	<p>Измерительная система - совокупность функционально объединенных мер, измерительных приборов, измерительных преобразователей, ЭВМ и других технических средств, размещенных в разных точках контролируемого пространства с целью измерений одной или нескольких физических величин, свойственных этому пространству.</p> <p>Измерительная система предназначена для выработки сигналов измерительной информации в форме, удобной для автоматической обработки, передачи и/или использования в автоматических системах управления.</p> <p>В зависимости от назначения измерительные системы подразделяются на:</p> <ul style="list-style-type: none"> измерительные информационные, измерительные контролирующие, измерительные управляющие и др.
Автоматическая система (Automatic system)	Совокупность управляемого объекта и автоматических управляющих устройств, функционирующая самостоятельно, без участия человека.
Автоматизированная система (Automated system)	Комплекс технических, программных, др. средств и персонала, предназначенный для автоматизации различных процессов. В отличие от автоматической системы не может функционировать без участия человека.
Автоматическая измерительная система [АИС]	Измерительная система, снабженная средствами автоматического получения и обработки измерительной информации.
Измерительная информационная система [ИИС]	Измерительная система, предназначенная для целей представления измерительной информации в виде, необходимом потребителю.
Канал передачи данных [Канал связи] [Канал] (Data communication channel) (DCC) (Channel)	<p>Канал передачи данных - часть коммуникационной сети, состоящая из технических средств передачи и приема данных, включая линию связи, а также средств программного обеспечения и протоколов.</p> <p>Каналы передачи данных связывают между собой пары оконечных терминалов.</p>
Линия связи (Line)	Технические устройства и физическая среда, обеспечивающие передачу данных.

Физический канал (Physical link)	Средство передачи сигналов между системами и их компонентами. Физический канал состоит из одной или нескольких физических сред и аппаратуры передачи данных. Точки соединения сред и аппаратуры характеризуются интерфейсами. В физическом канале организуются логические каналы.
Средство измерений (Measuring instrument)	Техническое средство, используемое при измерениях и имеющее нормированные метрологические свойства. Средства измерений различаются: * по конструктивному исполнению - на меры, измерительные приборы, измерительные установки, измерительные системы и измерительные комплексы; * по уровню автоматизации – на неавтоматические, автоматизированные и автоматические; и по др. признакам.
АСКУЭ	Автоматизированная Система Контроля и Учета Электроэнергии.
АИИС КУЭ	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии.
Измерительный комплекс [ИК]	Измерительный комплекс средств учета электроэнергии – совокупность устройств одного присоединения, предназначенных для измерения и учета электроэнергии (трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, счетчики электрической энергии и их линии связи) с приписанными метрологическими характеристиками и соединенных между собой по установленной схеме. Измерительный комплекс средств учета электроэнергии является неотъемлемой частью присоединения.
Измерительный прибор	Средство измерений, предназначенное для получения значений измеряемой физической величины в установленном диапазоне. По способу индикации значений измеряемой величины измерительные приборы разделяют на показывающие и регистрирующие. По действию измерительные приборы разделяют на интегрирующие и суммирующие. Различают также приборы прямого действия и приборы сравнения, аналоговые и цифровые, самопишущие и печатающие приборы (РМГ 29-99 ст. 6.11).
Коммерческий (расчетный) учет	Система измерений объемов производства, передачи и потребления электрической энергии с использованием аттестованных измерительных систем, осуществляющих измерения с точностью, установленной в нормативно-технической документации, и предназначенная для подготовки данных к выполнению финансовых расчетов.
Линия электропередачи	Электроустановка, состоящая из проводов и (или) кабелей, изолирующих элементов и несущих конструкций, предназначенная для передачи электрической энергии.
Макет	Файл установленного формата, служащий для унифицированного обмена информацией.
МГЛЭП	межгосударственные линии электропередачи

НСИ	Нормативно-справочная информация
ПС	см. Электрическая подстанция
ПУЭ	Правила устройства электроустановок, издание 6,7
Расчетные счетчики	Счетчики, устанавливаемые для расчетного/коммерческого учета. Если счетчик подключен с помощью измерительных трансформаторов тока и напряжения, то в целом они составляют измерительный комплекс средств учета электроэнергии. Лит. ПУЭ Правила устройства электроустановок. Издание 7.
Счётчик (электрический)	Электроизмерительный прибор для учёта электроэнергии, отдаваемой станцией в сеть или получаемой потребителем от сети за определённый промежуток времени. По характеру выполняемого измерения С.э. относятся к интегрирующим измерительным приборам.
Учёт	Учет - установление наличия количества чего-нибудь путем подсчетов.
Точка учета электроэнергии (ТУ)	Место в электрической схеме (сети), в которой с помощью измерительного комплекса учета электроэнергии определяется значение электроэнергии (мощности). Расположение составляющих измерительного комплекса учета электроэнергии в современных условиях является предметом соглашения между смежными участниками оборота электроэнергии. Под местом расположения ИК понимается точка подключения ТТ к первичной электрической цепи (к сетевому элементу). При этом считается, что точка подключения ТН к первичной электрической цепи находится в такой близости к точке подключения ТТ, что погрешностью измерения значения электроэнергии из-за их взаимного расположения можно пренебречь.
Отдача (электрической энергии в ТУ)	Электрическая энергия, переданная за границу балансовой принадлежности.
Прием (электрической энергии в ТУ)	Электрическая энергия, принятая из-за границы балансовой принадлежности.
Энергообъект (объект электроэнергетики)	Электрическая станция, электрическая или тепловая сеть.
Эксплуатирующая организация	Владелец энергообъекта, осуществляющий его эксплуатацию.
Электрическая подстанция	Электроустановка, предназначенная для преобразования и распределения электрической энергии.
Электрическая сеть	Совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их электрических линий, предназначенная для передачи и распределения электрической энергии.

Электростанция	Энергоустановка или группа энергоустановок для производства электрической энергии или электрической энергии и тепла.
Энергоустановка	Комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений, предназначенных для производства или преобразования, передачи, накопления, распределения или потребления энергии.
Электроустановка	Электроустановка - совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, преобразования, трансформации, передачи, распределения электрической энергии и преобразования ее в другие виды энергии.
GMT (Greenwich Mean Time)	Время по гринвичскому меридиану, Гринвичское время, точка отсчета времени; GMT действует в Великобритании, Ирландии, Португалии.
UT (Universal Time)	То же, что GMT
CET (Central European Time)	Центральноевропейское время (+1 от Гринвича; CET действует на всей континентальной западной Европе кроме Португалии).
UCT (Universal Coordinated Time)	всемирное координированное время
UCTE	(Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity) "Союз для Координации Передачи Электричества" - ассоциация операторов системы передачи в континентальной Европе в 23 странах.
Internet Assigned Numbers Authority	Центральный координатор по присвоению уникальных параметров протоколов Internet (уполномоченный Общества Internet (ISOC) и Федерального Совета сети (FNC).
IEC 62056-61	Electricity metering - Data exchange for meter reading, tariff and load control. Part 61: Object identification system (OBIS)
Период измерений (measurement time interval)	Интервал времени, через который должны производиться измерения.
Профиль (нагрузки) (load profile) (LP)	Данные измерений, привязанные к меткам времени единого периода измерений. load profile - диаграмма нагрузки.
Синхронизация (Synchronizing)	Процедура согласования объектами времени выполнения ими процессов обработки или передачи данных. Синхронизация осуществляется: - на физическом уровне: посредством тактирования, задающего единый стандарт дискретного времени для управления процессом передачи сигналов; - на остальных уровнях: посредством передачи специальных блоков данных либо введением в головную часть блоков специальных полей (флагов).

HTML	(англ. сокр. HyperText Markup Language) - язык гипертекстовой разметки HTML - язык разметки исходного текста веб-документа, включающий специальные символы (теги), которые позволяют веб-браузеру сконструировать из текста дизайн.
XML	(англ. сокр. Extensible Markup Language) - расширяемый язык разметки, произносится "экс-эм-эль". Стандарт на представление данных, ориентированный, в частности, на обмен информацией между независимыми участниками. В отличие от HTML предназначен для представления информации в рафинированном виде, более пригодном для программной обработки, а не для восприятия человеком.
СУБД	(инф.) Система управления базой данных
Реляционная модель данных	(инф.) Модель данных, в основе которой лежит мат. аппарат теории множеств. При этом для обработки данных также используется аппарат теории множеств (объединение, пересечение, разность, декартово произведение и т.д).
Сущность (Entity)	(инф.) Любой различимый объект (объект, который мы можем отличить от другого), информацию о котором необходимо хранить в базе данных.
Атрибут (сущности)	(инф.) Поименованная характеристика сущности. Его наименование должно быть уникальным для конкретного типа сущности, но может быть одинаковым для различного типа сущностей.
Ключ	(инф.) Минимальный набор атрибутов, по значениям которых можно однозначно найти требуемый экземпляр сущности.
Отношение (сущностей) (Relationship)	(инф.) Ассоциирование двух или более сущностей
Отношение ОДИН-К-ОДНОМУ (1:1)	(инф.) Один из возможных видов связей между сущностями, когда в каждый момент времени каждому представителю (экземпляру) одной сущности соответствует 1 или 0 представителей другой.
Отношение ОДИН-КО-МНОГИМ (1:M)	(инф.) Один из возможных видов связей между сущностями, когда в каждый момент времени каждому представителю (экземпляру) одной сущности соответствует 0, 1 или несколько представителей другой.
ER-диаграмма (Entity-Relationship)	(инф.) ER-диаграмм представляют собой стандартный способ определения данных и отношений между ними.

3. РЕШАЕМЫЕ ЗАДАЧИ

3.1. С целью обеспечения энергосистем государств-участников СНГ и их партнеров по международному энергетическому сотрудничеству достоверной и легитимной информацией по учету электроэнергии унифицировать процедуру и регламент обмена информацией между АСКУЭ стран СНГ. Эта информация должна быть основой для осуществления взаиморасчетов и определения других необходимых обязательств при планировании электрических режимов параллельной работы энергосистем стран СНГ.

3.2. Унифицированная процедура и регламент обмена информацией должны стать основой последующей разработки правил взаимного признания легитимности и достоверности получаемых данных АСКУЭ.

4. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

4.1. В соответствии с Решением Совета глав правительств СНГ от 24 ноября 2006 года об установлении единого времени для снятия показаний с приборов учета электрической энергии, перемещаемой по межгосударственным линиям электропередачи в государствах-участниках СНГ, в качестве единого времени для обмена информацией устанавливается СЕТ (Central European Time) - центральноевропейское время (плюс 1 час от Гринвича). Данное Решение СГП СНГ допускает в дальнейшем объединение энергосистем СНГ и ОЭС Балтии с энергообъединением УСТЕ.

4.2. В качестве способов обмена информацией между АСКУЭ стран СНГ рекомендуется использовать два основных способа.

4.2.1. При отсутствии каналов связи, выделяемых и закрепляемых для обмена информацией между АСКУЭ, основным способом обмена является электронная почта. Обмен информацией осуществляется с помощью файлов установленного формата (далее - макетов). Структура и формат макетов описаны в настоящем документе.

4.2.2. В случаях, если у участников информационного обмена используются сертифицированные системы АСКУЭ с встроенными подсистемами обмена информацией между центрами сбора и обработки данными (межмашинный обмен), то рекомендуется использовать эти средства для организации обмена данными.

Выбор конкретных каналов связи определяется возможностями систем АСКУЭ и закрепляется в рамках конкретных договоров.

5. СТРУКТУРА И ФОРМАТ МАКЕТА

5.1. Обмен информацией осуществляется с помощью файлов установленного формата - макетов.

В качестве основы для формирования макетов используется XML (Extensible Markup Language) в соответствии со спецификацией 1.0.

5.2. Правила кодирования информации

5.2.1. Анализ текущей ситуации

Системы АСКУЭ существуют и эксплуатируются достаточно давно (более 10 лет).

За это время в разных регионах/энергосистемах/странах сложились определенные традиции по обмену информацией. В качестве основного средства передачи информации между смежными системами изначально использовалась электронная почта, а сам обмен данными базировался на файлах определенной структуры.

За время существования АСКУЭ сложилось несколько форматов файлов, ставших региональными стандартами де-факто для обмена информацией. Наибольшее распространение получили следующие форматы:

- * макет АСКП [Россия (регионы ОДУ Центра, ОДУ Сев. Кавказа, ОДУ Сев.Запада)];
- * макет 63002 [Россия (регионы ОДУ Урала, ОДУ Сибири)];
- * макет 60002 [Россия (регион ОДУ Ср.Волги)];
- * макеты 80020 и 51070 [Россия (НП АТС)];
- * макет КЕГОС (Казахстан).

Анализ структур и принципов кодирования этих макетов показывает, что они построены на основе сильно отличающихся подходов. В частности, имеют место совершенно разные системы кодирования, никак не согласующиеся между собой. Одни макеты ориентированы на кодирование электрических схем и объектов, другие - на кодирование организационных структур, третьи - на юридические образования и т.д. Этим различия не ограничиваются, в макетах используются разные подходы и к представлению самих данных. В частности, одни макеты отображают данные без округлений (с полной точностью), другие их округляют, третьи искажают первичные данные, используя бухгалтерское округление. Также сильно отличаются и подходы к диагностической информации.

5.2.2. Общие принципы кодирования:

5.2.2.1. Для организации обмена потребуется единый центр сопровождения НСИ;

5.2.2.2. Должна быть использована абстрактная система идентификации (не несущая никакой смысловой нагрузки);

Всю описательную часть идентификационных кодов участники информационного обмена получают из единого центра сопровождения НСИ;

5.2.2.3. Идентификационные коды не должны меняться после их утверждения и фиксации в едином центре сопровождения НСИ (не должны зависеть от изменений в структурах административно-хозяйственного управления, смены собственников, структуры энергообъектов и т.д.);

5.2.2.4. Данные должны передаваться без усечения значности счетчиков (соответствующие заявленному классу счетчика);

5.2.2.5. Данные должны передаваться вместе с диагностической информацией;

5.2.2.6. В макете, помимо обязательной информации, должна быть возможность передавать дополнительную, опционную информацию;

5.2.2.7. Должна быть возможность поддерживать версию макета.

5.2.3. Базовые кодируемые сущности энергообъектов

ТАБЛИЦА 1.

Сущность	Трактовка
Объект (Электроустановка)	Совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, преобразования, трансформации, передачи, распределения электрической энергии и преобразования ее в другие виды энергии. ПРИМЕЧАНИЕ Применительно к данному документу в качестве электроустановок рассматриваются: <ul style="list-style-type: none"> • Электростанция • Электрическая подстанция (ПС)
Точка учета [ТУ]	Место в электрической схеме (сети), в которой с помощью <u>измерительного комплекса</u> учета электроэнергии определяется значение электроэнергии (мощности). Расположение <u>составляющих</u> измерительного комплекса учета электроэнергии является предметом соглашения между смежными участниками оборота электроэнергии.

	Под <u>местом расположения</u> ИК понимается точка подключения ТТ к первичной электрической цепи (к сетевому элементу).
Измеряемая величина	В качестве основы для кодирования принимается IЕС 62056-61 и IЕС 61268 (детализовано ниже)
Значение	Значение измеряемой величины, измеренное и зафиксированное счетчиком за период измерений.

ПРИМЕЧАНИЯ:

1) Параметры описания составляющих *измерительного комплекса* (трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, счетчики электрической энергии и их линии связи) являются атрибутами ТУ. Составляющие ИК могут меняться (замена счётчиков и т.д.), но при этом именно ТУ остаётся неизменной;

2) В качестве кодируемой сущности рассматривается именно Точка Учета (измерений), а не точка поставки (на межгосударственной границе), поскольку Точка Учета принадлежит объекту (ЭС или ПС). Кроме того, при несовпадении точки измерений и точки поставки возможны варианты, когда электроэнергия в точке поставки определяется расчетным путем по данным нескольких счетчиков в разных точках измерений с учетом потерь.

5.2.3.1. ER-диаграмма описания энергообъектов.

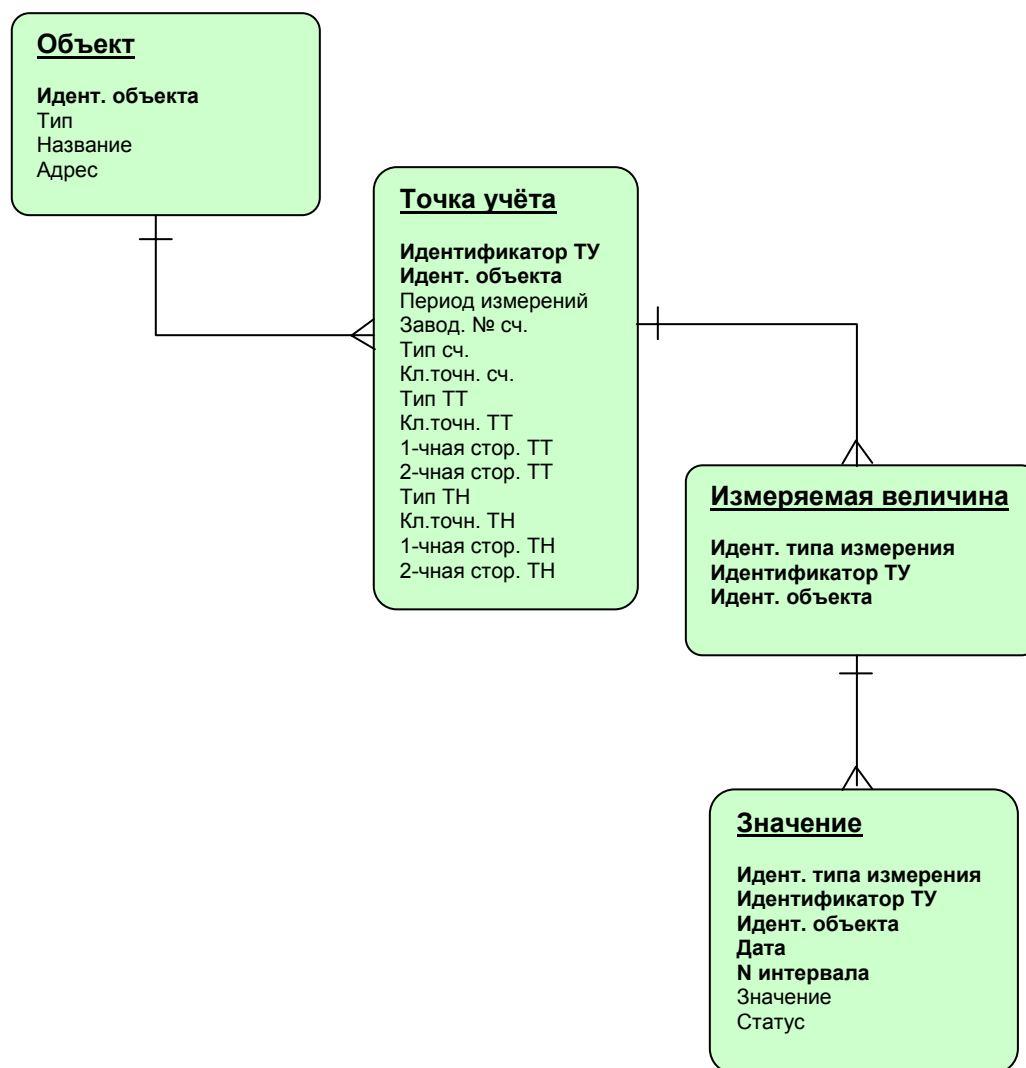


Рис.1 ER-диаграмма описания энергообъектов

5.2.3.2. Описание основных атрибутов

ТАБЛИЦА 2.

Сущность	Атрибут	Описание
Объект	Идент. объекта	1. Цифровой 9-ти разрядный код 2. Первичный ключ сущности <i>объект</i> 3. Правило формирования Каждой стране-участнице (или организации, например, УСТЕ) выдается диапазон значений. [Идентификатор объекта] формируется по следующему правилу: * две цифры старших разрядов (слева) - <код участника>; должен браться из справочника (таб.3) * оставшиеся 7 цифр - <код объекта>; каждая страна может согласовать свои внутренние правила формирования <кода объекта> Структура [идентификатора объекта]: XXYYYYYYYY: XX <код участника> инф. обмена

		<p>YYYYYYYY <код объекта> Пример [идентификатора объекта]: 110000273 11 – Армения 273 - код объекта 4. Изменение Остается неизменным в течение всего времени существования <i>объекта</i></p>
Точка учета	Идентификатор ТУ	<p>1. Цифровой 4-х разрядный код 2. Уникален в рамках <i>объекта</i> 3. Правило формирования Определяется страной-участницей или организацией. Рекомендуются присваивать значения по номеру присоединения на однолинейной эл. схеме. 4. Изменение Остается неизменным в течение всего времени существования <i>объекта</i></p>
	Период измерений	<p>1. Целое 2-х разрядное число 2. Правило формирования Присваивается равным <i>периоду измерений</i> в ТУ (период коммерческого профиля) ПРИМЕЧАНИЕ В разных странах принят разный период коммерческого профиля. Значение должно быть равно запрограммированному в счетчике.</p>
Измеряемая величина	Идент. типа измерения	<p>1. Цифровой 2-х разрядный код 2. Уникален в рамках <i>ТУ объекта</i> 3. Правило формирования 1) В качестве основы для кодирования типов измеряемых величин принимается ИЕС 62056-61. (таб.4) 2) В качестве определения понятий «прием» (импорт) и «отдача» (экспорт) принимается ИЕС 61268 (см. рис.2)</p>
Значение	Дата	<p>1. Дата измерения, усеченная до дня 2. Правило формирования Значение в БД может быть в любом часовом поясе. При формировании макета дата должна быть преобразована к CET - центральноевропейское время (+1 от Гринвича; без перехода ЛЗ) 3. Представление в макете 1) формат ГГГГММДД</p>

Значение	N интервала	<p>1. Положительное целое 3-х разрядное число</p> <p>2. Правило формирования в макете</p> <p>1) N интервала – порядковый номер интервала измерений с начала суток;</p> <p>2) значение первого интервала в сутках по времени CET (Central European Time) равно 1</p>
	Значение	<p>1. Положительное дробное число</p> <p>2. Правило формирования в макете</p> <p>1) Значения должны передаваться без усечения значности счетчиков (соответствующие заявленному классу счетчика);</p> <p>2) В качестве десятичного разделителя используется «.» (точка)</p> <p>3) Максимальное кол-во знаков после запятой - 5</p> <p><u>ПРИМЕЧАНИЕ</u></p> <p>Недопустимо производить какие либо округления (арифметическое/ бухгалтерское), т.к. это приведет к серьёзным проблемам при финансовых расчетах по тарифным зонам и взаимопроверках. В частности:</p> <p>* при бухгалтерском округлении – часть энергии, отпущенной по одному тарифу, может быть перенесена «переходящим остатком» в другую тарифную зону.</p> <p>Аналогичные проблемы возникнут и на границах дат, месяцев и т.д.;</p> <p>* при арифметическом округлении неизбежно возникнут расхождения между первичными данными, измеренными и зафиксированными счетчиками и данными, представленными в макете с другим (возможно, часовым) периодом;</p> <p>* представление первичных данных в преобразованном (округленном) виде создает массу проблем и при взаимопроверках, т.к. первоисточником всегда считаются данные, хранимые в счетчиках.</p>
	Статус	<p>1. Положительное целое одноразрядное число</p> <p>2. Правила формирования</p> <p>1) Присваиваются каждому интервалу измерений;</p> <p>2) Статус приравнивается = 0 и его необязательно указывать в макете, если выполняются следующие условия:</p> <p>* данные за интервал измерений получены со счетчика, и его система самодиагностики указывала на штатный режим работы;</p> <p>* в журнале событий счётчика нет никакой информации, касающейся данного интервала измерений.</p> <p>3) Коды других статусов будут представлены позже.</p>

5.2.3.2.1. Код участника

Код участника – две цифры старших разрядов (слева) в идентификаторе объекта (используются при формировании идентификационного кода объекта).

ТАБЛИЦА 3.

Код	Участник информационного обмена
10	Азербайджан
11	Армения
12	Белоруссия
13	Грузия
14	Казахстан
15	Кыргызстан
16	Молдова
17	Россия
18	Таджикистан
19	Туркменистан
20	Узбекистан
21	Украина
22	Участники УСТЕ

Для новых участников коды присваиваются последовательно, в порядке поступления.

5.2.3.2.2. Кодирование типов измеряемых величин в ТУ

За основу принимается ИЕС 62056-61

Кодировка типов измеряемых величин. ТАБЛИЦА 4.

Код	Тип
1	АЭ прием (+)
2	АЭ отдача (-)
3	РЭ прием (+) (Q1+Q4)
4	РЭ отдача (-) (Q2+Q3)
5	Реактив.составляющая Q1
6	Реактив.составляющая Q2
7	Реактив.составляющая Q3
8	Реактив.составляющая Q4

5.2.3.2.3. Определения понятий «прием» и «отдача» на уровне счетчика

В качестве определения понятий «прием» (импорт) и «отдача» (экспорт) принимается ИЕС 61268 (см. рис.2)

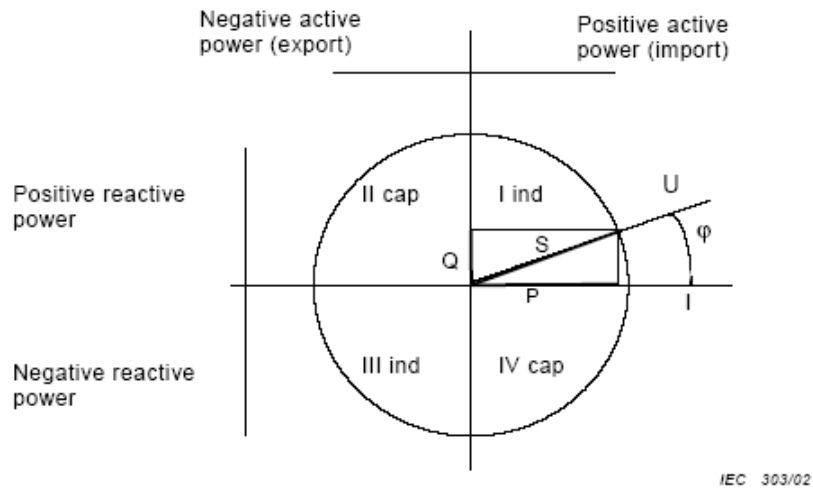


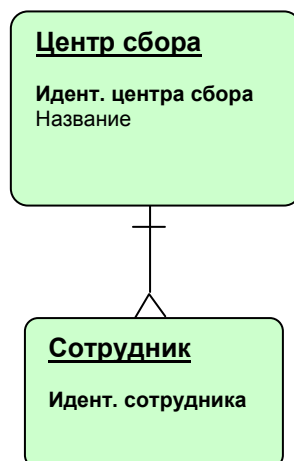
Рис. 2

5.2.4. Базовые кодируемые сущности системы АСКУЭ.

ТАБЛИЦА 6.

Сущность	Трактовка
Центр сбора (и обработки данных)	Центр сбора и обработки данных. У каждого участника инф. обмена может быть несколько центров сбора и обработки данных. Для того чтобы обеспечить возможность передавать данные не только из единого центра сбора-обработки данных, но и из разных (например, с целью обеспечения резервирования), вводится код центра сбора.
Сотрудник	Сотрудник центра сбора и обработки данных, ответственный за передачу информации другим участникам.

5.2.4.1. ER-диаграмма описания системы АСКУЭ.



5.2.4.2. Описание основных атрибутов

ТАБЛИЦА 7.

Сущность	Атрибут	Описание
Центр сбора и обработки данных	Идентификатор центра сбора и обработки данных	<p>1. Цифровой 7-разрядный цифровой код</p> <p>2. Первичный ключ сущности <i>центр сбора</i></p> <p>3. Правило формирования: * две цифры старших разрядов (слева) - <код участника>. Должен браться из справочника (таб.3); * оставшиеся 5 цифр - <номер центра сбора>.</p> <p>Каждая страна-участница может согласовать свои внутренние правила формирования <идент. центра сбора> с учётом единой структуры.</p> <p>Структура [идентификатора центра сбора]: XXYYYYYY XX <код участника> инф. обмена YYYYYY <код центра сбора></p> <p>Пример [идентификатора объекта]: 1100012 11 – Армения 12 - код центра сбора, уникальный в рамках <i>участника</i></p> <p>4. Изменение</p> <p>Остается неизменным в течение всего времени существования <i>центра сбора</i></p>
	Название	<p>1. Текстовое поле. Длина не более 30-ти символов</p> <p>2. Произвольное название <i>центра сбора</i>.</p> <p>3. Правило формирования: Не является обязательным.</p> <p>Присваивается участником самостоятельно.</p>
Сотрудник	Идентификатор сотрудника	<p>1. Цифровой 3-х разрядный цифровой код</p> <p>2. Уникален в рамках <i>центра сбора</i></p> <p>3. Правило формирования: Каждый <i>центр сбора</i> может согласовать с головной организацией свои внутренние правила формирования <i>идентификатора сотрудника</i>.</p> <p>4. Изменение</p> <p>Регламентируется только внутри <i>страны- участницы</i>.</p>

5.2.5. Описание структуры XML-документа

Общие положения

5.2.5.1. При формировании Макета с включением текстовых тегов (необязательных) используется кодировка windows-1251 (предлагается для обсуждения).

5.2.5.2. В качестве десятичного разделителя используется символ «точка» ”.”

5.2.5.3. Имя экземпляра файла формируется как

1517_XXYYYYYY_YYYYMMDD_NHMISS,

где

1517 - Код макета

ХХУУУУУУ - Идентификатор центра сбора и обработки данных (ТАБЛИЦА 7)

УУУУММДД_ННМИСС - Время формирования файла

УУУУ – год

ММ – месяц

ДД – число

ННМИСС – часы (24), минуты, секунды

Пролог - <?xml version="1.0" encoding="windows-1251"?>

Комментарий <!-- Макет СНГ -->

Тег: MAIN
 Уровень вложенности тега: 1 (корневой)
 Тип значения: <составной тип, имеет вложенные теги>
 Содержимое тега MAIN:

Тег: TITLE
 Уровень вложенности тега: 2
 Тип значения: <составной тип, имеет вложенные теги>
 Описание: Общая информация о содержимом экземпляра файла
 Содержимое тега TITLE:

Тег: PROTOCOL
 Уровень вложенности тега: 3
 Тип значения: string
 Д.б. указан минимум (раз): 1 (обязательный)
 Д.б. указан максимум (раз): 1 (уникальный)
 Фиксированное значение тега: 1517
 Описание: Мнемоника протокола, к которому принадлежит данный файл.
 Для данного протокола должен иметь значение "1517"

Тег: VER
 Уровень вложенности тега: 3
 Тип значения: string
 Д.б. указан минимум (раз): 1 (обязательный)
 Д.б. указан максимум (раз): 1 (уникальный)
 Фиксированное значение тега: 3.0
 Описание: Номер версии формата протокола. Данная версия 3.0

Тег: SENDINFO
 Уровень вложенности тега: 2

Тип значения: <составной тип, имеет вложенные теги>
 Д.б. указан минимум (раз): 1 (обязательный)
 Д.б. указан максимум (раз): 1 (уникальный)
 Описание: Общая информация об отправителе
 Содержимое тега TITLE:

Тег: DATA_PROCES_CENTER
 Уровень вложенности тега: 3
 Тип значения: integer(7)
 Д.б. указан минимум (раз): 1 (обязательный)
 Д.б. указан максимум (раз): 1 (уникальный)
 Описание: Идентификатор Центра Обработки Данных (data processing center), создавшего экземпляр файл

Тег: CENTER_NAME
 Уровень вложенности тега: 3
 Тип значения: string
 Д.б. указан минимум (раз): 0 (необязательный)
 Д.б. указан максимум (раз): 1 (уникальный)
 Описание: Название Центра Обработки Данных (необязательный)

Тег: SENDER
 Уровень вложенности тега: 3
 Тип значения: integer
 Д.б. указан минимум (раз): 1 (обязательный)
 Д.б. указан максимум (раз): 1 (уникальный)
 Описание: Код сотрудника в данном центре (0 по умолчанию)

Тег: CREATE_TIME
 Уровень вложенности тега: 3
 Тип значения: DateTime
 Д.б. указан минимум (раз): 1 (обязательный)
 Д.б. указан максимум (раз): 1 (уникальный)
 Описание: Время создания экземпляра файла. Формат YYYYMMDDHHMISS. Например, 20071127172137 2007 г. 11 мес. 27 число 17:21:37

Тег: TIME_ZONE
 Уровень вложенности тега: 3
 Тип значения: integer(2)

Д.б. указан минимум (раз): 1 (обязательный)
 Д.б. указан максимум (раз): 1 (уникальный)
 Описание: Врем. зона GMT, ко времени которой приведены данные экземпляра файла.

Тег: PROFILE_PERIOD
 Уровень вложенности тега: 3
 Тип значения: integer(2)
 Д.б. указан минимум (раз): 1 (обязательный)
 Д.б. указан максимум (раз): 1 (уникальный)

Описание: Период профиля данных (мин), содержащихся в экземпляре файла.
 Может принимать одно из значений 1/3/5/10/15/30/60.
 Распространяется на все данные изменений в экземпляре файла.

Тег: DATAMAIN
 Уровень вложенности тега: 2
 Тип значения: <составной тип, имеет вложенные теги>
 Д.б. указан минимум (раз): 1 (обязательный)
 Д.б. указан максимум (раз): 1 (уникальный)

Описание: Основной раздел. Включает все передаваемые протоколом данные
 Содержимое тега DATAMAIN:

Тег: ОБЪЕСТ
 Уровень вложенности тега: 3
 Тип значения: <составной тип, имеет вложенные теги>
 Д.б. указан минимум (раз): 1 (обязательный)
 Д.б. указан максимум (раз): unbounded (неограниченно)

Описание: Идентификатор объекта. Один экземпляр файла может содержать Информацию по нескольким объектам.

Атрибуты для тега ОБЪЕСТ:

Имя атрибута: ob_code
 Тип значения: integer(9)
 Обязательный: Да
 Описание: Код объекта

Имя атрибута: ob_name
 Тип значения: string
 Обязательный: Нет
 Описание: Название объекта

Содержимое тега:

Тег:	POINT
Уровень вложенности тега:	4
Тип значения:	<составной тип, имеет вложенные теги>
Д.б. указан минимум (раз):	1 (обязательный)
Д.б. указан максимум (раз):	unbounded (неограниченно)
Описание:	Содержит информацию по ТУ объекта
Атрибуты для тега: PERIOD	
Имя атрибута:	p_cod
Тип значения:	Integer(4)
Обязательный:	Да
Описание:	Идентификатор ТУ
Содержимое тега:	

Тег:	POINT_DESC
Уровень вложенности тега:	5
Тип значения:	<составной тип, имеет вложенные теги>
Д.б. указан минимум (раз):	0 (необязательный)
Описание:	Описание общих параметров ТТ, ТН и счетчика, относящихся к данной ТУ
Содержимое тега:	

Тег:	P_NAME
Уровень вложенности тега:	6
Тип значения:	string
Д.б. указан минимум (раз):	1 (обязательный)
Д.б. указан максимум (раз):	1 (уникальный)
Описание:	Название ТУ

Тег:	P_PERIOD
Уровень вложенности тега:	6
Тип значения:	Integer(4)
Д.б. указан минимум (раз):	1 (обязательный)
Д.б. указан максимум (раз):	1 (уникальный)

Описание: Период коммерческого профиля счетчика. Период коммерческого профиля счетчика может быть меньше в кратное число раз периода профиля макета.

Тег:	P_METER_N
------	-----------

Уровень вложенности тега:	6
Тип значения:	Integer (9)
Д.б. указан минимум (раз):	1 (обязательный)
Д.б. указан максимум (раз):	1 (уникальный)
Описание:	Завод. № сч. (на момент формир. экземпляре файла)
Тег:	P_METER_TYP
Уровень вложенности тега:	6
Тип значения:	string
Д.б. указан минимум (раз):	1 (обязательный)
Д.б. указан максимум (раз):	1 (уникальный)
Описание:	Тип счетчика (на момент формир. экземпляре файла)
Тег:	P_METER_CLASS
Уровень вложенности тега:	6
Тип значения:	Float
Д.б. указан минимум (раз):	1 (обязательный)
Д.б. указан максимум (раз):	1 (уникальный)
Набор значений:	0,1/0,2/0,5/1,0
Описание:	Кл. точности счетчика
Тег:	P_CT_NAME
Уровень вложенности тега:	6
Тип значения:	string
Д.б. указан минимум (раз):	1 (обязательный)
Д.б. указан максимум (раз):	1 (уникальный)
Описание:	Тип ТТ
Тег:	P_CT_CLASS
Уровень вложенности тега:	6
Тип значения:	Float
Д.б. указан минимум (раз):	1 (обязательный)
Д.б. указан максимум (раз):	1 (уникальный)
Набор значений:	0,1/0,2/0,5/1,0
Описание:	Кл. точности ТТ
Тег:	P_CT_K
Уровень вложенности тега:	6
Тип значения:	Float

Д.б. указан минимум (раз):	1 (обязательный)
Д.б. указан максимум (раз):	1 (уникальный)
Описание: Коэффициент ТТ	
Тег:	P_VT_NAME
Уровень вложенности тега:	6
Тип значения:	string
Д.б. указан минимум (раз):	1 (обязательный)
Д.б. указан максимум (раз):	1 (уникальный)
Описание: Тип ТН	
Тег:	P_VT_CLASS
Уровень вложенности тега:	6
Тип значения:	Float
Д.б. указан минимум (раз):	1 (обязательный)
Д.б. указан максимум (раз):	1 (уникальный)
Набор значений:	0,1/0,2/0,5/1,0
Описание: Кл. точности ТН	
Тег:	P_VT_K
Уровень вложенности тега:	6
Тип значения:	Float
Д.б. указан минимум (раз):	1 (обязательный)
Д.б. указан максимум (раз):	1 (уникальный)
Описание: Коэффициент ТН	
Тег:	POINT_MTYPE
Уровень вложенности тега:	5
Тип значения:	<составной тип, имеет вложенные теги>
Д.б. указан минимум (раз):	1 (обязательный)
Д.б. указан максимум (раз):	unbounded (неограниченно)
Описание: Данные по конкретному Типу Измерений в данной ТУ	
Атрибуты для тега PERIOD:	
Имя атрибута:	cod
Тип значения:	Integer(2)
Обязательный:	Да
Содержимое тега:	
Тег:	DATE

Уровень вложенности тега:	6
Тип значения:	<составной тип, имеет вложенные теги>
Д.б. указан минимум (раз):	1 (обязательный)
Д.б. указан максимум (раз):	unbounded (неограниченно)

Описание: Содержит информацию по ТУ объекта

Атрибуты для тега DATE:

Имя атрибута:	dt
Тип значения:	Date
Обязательный:	Да
Описание:	Дата измерений. Формат YYYYMMDD

Содержимое тега:

Тег:	V
Уровень вложенности тега:	7
Тип значения:	Float
Д.б. указан минимум (раз):	1 (обязательный)
Д.б. указан максимум (раз):	unbounded (неограниченно)

Описание: Данные измерения за конкретный интервал даты

Атрибуты для тега VAL:

Имя атрибута:	n
Тип значения:	integer(4)
Обязательный:	Да
Описание:	Номер измерительного интервала внутри суток (начинается с 1)
Имя атрибута:	st
Тип значения:	integer(4)
Обязательный:	Да
Описание:	Диагностический статус измерения

1. Пример Макета-1517 в окне Браузера

```

<?xml version="1.0" encoding="windows-1251" ?>
<!-- Макет СНГ -->
- <MAIN>
- <TITLE>
  <PROTOCOL>1517</PROTOCOL>
  <VER>3.0</VER>
</TITLE>
- <SENDINFO>
  <DATA_PROCES_CENTER>1234567</DATA_PROCES_CENTER>
  <CENTER_NAME>Название центра сбора и обработки данных</CENTER_NAME>
  <SENDER>0</SENDER>
  <CREATE_TIME>20071127172137</CREATE_TIME>
  <TIME_ZONE>1</TIME_ZONE>
  <PROFILE_PERIOD>30</PROFILE_PERIOD>
</SENDINFO>
- <DATAMAIN>
- <OBJECT ob_code="110000237" ob_name="Название объекта">
- <POINT p_cod="1234">
  - <POINT_DESC>
    <P_NAME>Название ТУ</P_NAME>
    <P_PERIOD>30</P_PERIOD>
    <P_METER_N>123456789</P_METER_N>
    <P_METER_TYP>Тип Счетчика</P_METER_TYP>
    <P_METER_CLASS>0,2</P_METER_CLASS>
    <P_CT_NAME>Тип Трансформатора Тока</P_CT_NAME>
    <P_CT_CLASS>0,2</P_CT_CLASS>
    <P_CT_K>110</P_CT_K>
    <P_VT_NAME>Тип Трансформатора Напряжения</P_VT_NAME>
    <P_VT_CLASS>0,2</P_VT_CLASS>
    <P_VT_K>2200</P_VT_K>
  </POINT_DESC>
  - <POINT_MTYPE cod="1">
    + <DAT dt="20071121">
      <V n="1">37542,645</V>
      <V n="2">34321,132</V>
      <V n="3">33254,244</V>
      <V n="4">31235,429</V>
      <V n="5">34321,132</V>
      <V n="6">37542,645</V>
      <V n="7">33254,244</V>
    </DAT>
    + <DAT dt="20071122">
      <V n="1">37542,645</V>
      <V n="2">34321,132</V>
      <V n="3">33254,244</V>
      <V n="4">31235,429</V>
      <V n="5">34321,132</V>
      <V n="6">37542,645</V>
      <V n="7">33254,244</V>
    </DAT>
  </POINT_MTYPE>
  - <POINT_MTYPE cod="2">
    + <DAT dt="20071121">
      <V n="1">37542,645</V>
      <V n="2">34321,132</V>
      <V n="3">33254,244</V>
      <V n="4">31235,429</V>
      <V n="5">34321,132</V>
      <V n="6">37542,645</V>
      <V n="7">33254,244</V>
    </DAT>
    + <DAT dt="20071122">
      <V n="1">37542,645</V>
      <V n="2">34321,132</V>
      <V n="3">33254,244</V>
      <V n="4">31235,429</V>
      <V n="5">34321,132</V>
      <V n="6">37542,645</V>
      <V n="7">33254,244</V>
    </DAT>
  </POINT_MTYPE>
</POINT>
- <POINT p_cod="54321">
  + <POINT_DESC>
    <P_NAME>Название ТУ</P_NAME>
    <P_PERIOD>30</P_PERIOD>
    <P_METER_N>123456789</P_METER_N>
    <P_METER_TYP>Тип Счетчика</P_METER_TYP>
    <P_METER_CLASS>0,2</P_METER_CLASS>
    <P_CT_NAME>Тип Трансформатора Тока</P_CT_NAME>
    <P_CT_CLASS>0,2</P_CT_CLASS>
    <P_CT_K>110</P_CT_K>
    <P_VT_NAME>Тип Трансформатора Напряжения</P_VT_NAME>
    <P_VT_CLASS>0,2</P_VT_CLASS>
    <P_VT_K>2200</P_VT_K>
  </POINT_DESC>
  - <POINT_MTYPE cod="1">
    + <DAT dt="20071121">
      <V n="1">37542,645</V>
      <V n="2">34321,132</V>
      <V n="3">33254,244</V>
      <V n="4">31235,429</V>
      <V n="5">34321,132</V>
      <V n="6">37542,645</V>
      <V n="7">33254,244</V>
    </DAT>
    + <DAT dt="20071122">
      <V n="1">37542,645</V>
      <V n="2">34321,132</V>
      <V n="3">33254,244</V>
      <V n="4">31235,429</V>
      <V n="5">34321,132</V>
      <V n="6">37542,645</V>
      <V n="7">33254,244</V>
    </DAT>
  </POINT_MTYPE>
  - <POINT_MTYPE cod="2">
    + <DAT dt="20071121">
      <V n="1">37542,645</V>
      <V n="2">34321,132</V>
      <V n="3">33254,244</V>
      <V n="4">31235,429</V>
      <V n="5">34321,132</V>
      <V n="6">37542,645</V>
      <V n="7">33254,244</V>
    </DAT>
    + <DAT dt="20071122">
      <V n="1">37542,645</V>
      <V n="2">34321,132</V>
      <V n="3">33254,244</V>
      <V n="4">31235,429</V>
      <V n="5">34321,132</V>
      <V n="6">37542,645</V>
      <V n="7">33254,244</V>
    </DAT>
  </POINT_MTYPE>
</POINT>
</OBJECT>
</DATAMAIN>
</MAIN>

```


2. Текстовое содержимое Макета

```

<?xml version="1.0" encoding="windows-1251"?>
<!-- Макет СНГ -->
<MAIN>
  <TITLE>
    <PROTOCOL>1517</PROTOCOL>
    <VER>3.0</VER>
  </TITLE>
  <SENDINFO>
    <DATA_PROCES_CENTER>1234567</DATA_PROCES_CENTER>
    <CENTER_NAME>Название центра сбора и обработки
    данных</CENTER_NAME>
    <SENDER>0</SENDER>
    <CREATE_TIME>20071127172137</CREATE_TIME>
    <TIME_ZONE>1</TIME_ZONE>
    <PROFILE_PERIOD>30</PROFILE_PERIOD>
  </SENDINFO>
  <DATAMAIN>
    <OBJECT ob_code="110000237" ob_name="Название объекта" >
      <POINT p_cod="1234">
        <POINT_DESC>
          <P_NAME>Название ТУ</P_NAME>
          <P_PERIOD>30</P_PERIOD>
          <P_METER_N>123456789</P_METER_N>
          <P_METER_TYP>Тип Счетчика</P_METER_TYP>
          <P_METER_CLASS>0.2</P_METER_CLASS>
          <P_CT_NAME>Тип Трансформатора Тока</P_CT_NAME>
          <P_CT_CLASS>0.2</P_CT_CLASS>
          <P_CT_K>110</P_CT_K>
          <P_VT_NAME>Тип Трансформатора Напряжения</P_VT_NAME>
          <P_VT_CLASS>0.2</P_VT_CLASS>
          <P_VT_K>2200</P_VT_K>
        </POINT_DESC>
        <POINT_MTYPE cod="1">
          <DAT dt="20071121">
            <V n="1">37542.645</V>
            <V n="2">34321.132</V>
          </DAT>
        </POINT_MTYPE>
      </POINT>
    </OBJECT>
  </DATAMAIN>
</MAIN>

```

```
<V n="3">33254.244</V>
<V n="4">31235.429</V>
<V n="5">34321.132</V>
<V n="6">37542.645</V>
<V n="7">33254.244</V>
</DAT>
<DAT dt="20071122">
  <V n="1">37542.645</V>
  <V n="2">34321.132</V>
  <V n="3">33254.244</V>
  <V n="4">31235.429</V>
  <V n="5">34321.132</V>
  <V n="6">37542.645</V>
  <V n="7">33254.244</V>
</DAT>
</POINT_MTYPE>
<POINT_MTYPE cod="2">
  <DAT dt="20071121">
    <V n="1">37542.645</V>
    <V n="2">34321.132</V>
    <V n="3">33254.244</V>
    <V n="4">31235.429</V>
    <V n="5">34321.132</V>
    <V n="6">37542.645</V>
    <V n="7">33254.244</V>
  </DAT>
  <DAT dt="20071122">
    <V n="1">37542.645</V>
    <V n="2">34321.132</V>
    <V n="3">33254.244</V>
    <V n="4">31235.429</V>
    <V n="5">34321.132</V>
    <V n="6">37542.645</V>
    <V n="7">33254.244</V>
  </DAT>
</POINT_MTYPE>
```

</POINT>

<POINT p_cod="54321">

<POINT_DESC>

<P_NAME>Название ТУ</P_NAME>

<P_PERIOD>30</P_PERIOD>

<P_METER_N>987654321</P_METER_N>

<P_METER_TYP>Тип Счетчика</P_METER_TYP>

<P_METER_CLASS>0,2</P_METER_CLASS>

<P_CT_NAME>Тип Трансформатора Тока</P_CT_NAME>

<P_CT_CLASS>0,2</P_CT_CLASS>

<P_CT_K>110</P_CT_K>

<P_VT_NAME>Тип Трансформатора Напряжения</P_VT_NAME>

<P_VT_CLASS>0,2</P_VT_CLASS>

<P_VT_K>2200</P_VT_K>

</POINT_DESC>

<POINT_MTYPE cod="1">

<DAT dt="20071121">

<V n="1">37542.645</V>

<V n="2">34321.132</V>

<V n="3">33254.244</V>

<V n="4">31235.429</V>

<V n="5">34321.132</V>

<V n="6">37542.645</V>

<V n="7">33254.244</V>

</DAT>

<DAT dt="20071122">

<V n="1">37542.645</V>

<V n="2">34321.132</V>

<V n="3">33254.244</V>

<V n="4">31235.429</V>

<V n="5">34321.132</V>

<V n="6">37542.645</V>

<V n="7">33254.244</V>

</DAT>

</POINT_MTYPE>

<POINT_MTYPE cod="2">

```
<DAT dt="20071121">  
  <V n="1">37542.645</V>  
  <V n="2">34321.132</V>  
  <V n="3">33254.244</V>  
  <V n="4">31235.429</V>  
  <V n="5">34321.132</V>  
  <V n="6">37542.645</V>  
  <V n="7">33254.244</V>
```

```
</DAT>
```

```
<DAT dt="20071122">  
  <V n="1">37542.645</V>  
  <V n="2">34321.132</V>  
  <V n="3">33254.244</V>  
  <V n="4">31235.429</V>  
  <V n="5">34321.132</V>  
  <V n="6">37542.645</V>  
  <V n="7">33254.244</V>
```

```
</DAT>
```

```
</POINT_MTYPE>
```

```
</POINT>
```

```
</OBJECT>
```

```
</DATAMAIN>
```

```
</MAIN>
```

УТВЕРЖДЕНЫ

Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол № 33 от 23 мая 2008 года

**ПРАВИЛА
освидетельствования измерительного
комплекса учета электрической энергии
на межгосударственных линиях электропередачи**

Правила освидетельствования измерительного комплекса учета электрической энергии на межгосударственных линиях электропередачи (далее - Правила) устанавливают порядок проведения освидетельствования измерительного комплекса учета электрической энергии и предназначены для государств-участников Содружества Независимых Государств (СНГ).

Освидетельствование измерительного комплекса учета электроэнергии (далее – измерительный комплекс) проводится в следующих случаях:

- при вводе в эксплуатацию измерительного комплекса;
- при составлении договоров между субъектами оптового рынка электрической энергии;
- в случае выхода из строя или плановой замены одного или нескольких средств измерений, входящих в состав измерительного комплекса;
- по окончании срока действия акта освидетельствования измерительного комплекса.

1. Общие положения

1. Для осуществления учета электроэнергии каждый пункт подключения межгосударственной линии электропередачи (МГЛЭП) к электрической сети сопредельной страны должен быть оборудован измерительным комплексом учета электроэнергии.

2. В состав измерительного комплекса входят:

- 1) измерительные трансформаторы тока;
- 2) измерительные трансформаторы напряжения;
- 3) счетчик электроэнергии электронный с цифровым интерфейсом (далее - счетчик);
- 4) линии соединения счетчика с трансформатором тока и трансформатором напряжения.

3. Освидетельствование измерительного комплекса проводится с целью установления соответствия погрешности измерительного комплекса требованиям Приложения А.

4. Освидетельствование измерительного комплекса осуществляет комиссия, в состав которой входят уполномоченные представители заинтересованных стран (далее – Стороны).

5. Организация работ по освидетельствованию измерительного комплекса возлагается на Сторону, которой принадлежит измерительный комплекс.

1) Данная Сторона направляет не позднее, чем за 20 дней до планируемых сроков проведения освидетельствования письменное уведомление о планируемом проведении освидетельствования с указанием состава комиссии со своей Стороны.

2) Вторая Сторона обязана в течение 10 дней после получения уведомления направить в адрес первой Стороны ответное уведомление о согласии или отказе от участия в освидетельствовании, а также о составе комиссии со своей Стороны.

3) Стороны обязаны обеспечить присутствие своих представителей в месте проведения освидетельствования в согласованные сроки.

4) В случае непредставления ответа в указанные сроки, а также отсутствия согласованных представителей второй Стороны на месте проведения освидетельствования в согласованные сроки освидетельствование проводится Стороной-организатором; оформленный при этом акт освидетельствования считается согласованным второй Стороной.

6. Освидетельствование измерительных комплексов проводят по результатам экспертизы документации, указанной в разделе 2 настоящих Правил, без проведения экспериментальных исследований с возможностью осмотра мест установки средств измерений и проверки рабочих условий их эксплуатации.

2. Порядок освидетельствования измерительного комплекса учета электрической энергии на МГЛЭП

7. Сторона представляет комиссии для экспертизы следующие документы:

1) копии документов, подтверждающих правомерность применения средств измерений измерительного комплекса (сертификат/свидетельство об утверждении типа, о признании утверждения типа, о метрологической аттестации¹). Для средств измерений, установленных до 1992 года, не требуются;

2) копии документов, подтверждающих поверку средств измерений измерительного комплекса (сертификата или другого документа о поверке²);

3) паспорт-протокол измерительного комплекса, составленный в соответствии с приложением Б;

4) копию методики выполнения измерений электрической энергии на энергообъекте, разработанную и утвержденную в соответствии с требованиями национального законодательства Стороны, которой принадлежит измерительный комплекс¹.

8. Комиссия осуществляет:

1) проверку комплектности документов;

2) оценку характеристик электрической схемы измерительного комплекса на соответствие требованиям Правил устройства электроустановок (ПУЭ);

3) проверку соответствия метрологических характеристик средств измерений, входящих в состав измерительного комплекса, требованиям Приложения А;

4) оценку правильности определения допускаемой погрешности измерительного комплекса в соответствии с метрологическими характеристиками средств измерений;

5) проверку правильности оформления паспорта-протокола измерительного комплекса учета электроэнергии на МГЛЭП (приложение Б) и расчетной фактической суммарной погрешности измерительного комплекса;

6) проверку правильности расчета погрешности измерений электрической энергии с применением данного измерительного комплекса по методике выполнения измерений на энергообъекте.

¹ В случае, если документ является обязательным в соответствии с национальным законодательством.

² Документы, выдаваемые органами, уполномоченными на право поверки.

3. Оформление результатов освидетельствования

9. Результаты освидетельствования считаются положительными, если выполнены все требования раздела 2 настоящих Правил и суммарная погрешность измерений электроэнергии находится в допустимых пределах, установленных в Приложении А.

10. Комиссия по окончании освидетельствования оформляет акт по форме, приведенной в приложении В настоящих Правил. Срок действия акта – 5 лет.

11. Акт освидетельствования измерительного комплекса оформляется по одному экземпляру для каждой из Сторон.

12. Представители Сторон в соответствии с актом навешивают пломбы (проставляют клейма, наклеивают лейблы) в соответствии с национальными нормативными документами по применению клейм.

13. По окончании действия акта проводится очередное освидетельствование измерительного комплекса в порядке, предусмотренном разделом 2 настоящих Правил.

5. Порядок применения измерительного комплекса

14. К применению допускаются измерительные комплексы, освидетельствованные в соответствии с настоящими Правилами.

15. Каждый измерительный комплекс регистрируется в реестре коммерческого учета системного оператора оптового рынка электроэнергии Стороны (далее – Системный оператор) и должен иметь международный идентификационный код в соответствии с Унифицированным форматом макета обмена данными и регламентом обмена данными по учету межгосударственных потоков электроэнергии, утвержденным Решением 33-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ от 23 мая 2008 года.

16. В случае выхода из строя одного из средств измерений, входящего в состав измерительного комплекса или плановой его замены, Сторона осуществляет следующие мероприятия:

1) создает комиссию в составе представителей заинтересованной Стороны, таможенных органов, метрологической службы, эксплуатационного и ремонтного подразделений;

2) в случае, если устанавливаемое средство измерений имеет метрологические характеристики, аналогичные заменяемому, комиссия проверяет соответствие установки средства измерений требованиям ПУЭ и ПТЭ, составляет акт по форме приложения Г настоящих Правил и выполняет инструкции, предусмотренные п. 12 настоящих Правил.;

3) в случае, если метрологические характеристики устанавливаемого средства измерений отличаются от метрологических характеристик заменяемого средства измерений, но при этом не ухудшают их, Сторона предоставляет комиссии документы, указанные в п. 7 настоящих Правил, соответствующие внесенным изменениям, а комиссия проводит переосвидетельствование измерительного комплекса в полном объеме в соответствии с разделами 2 и 3 настоящих Правил.

17. Один экземпляр акта вместе со свидетельством измерительного комплекса хранится у представителей первой Стороны, второй экземпляр передается представителям второй Стороны.

Приложение А
(обязательное)

Классы точности средств измерений,
входящих в состав комплексов коммерческого учета

Таблица А.1

Тип средства измерений		Класс точности средства измерений для присоединений	
		МГЛЭП 110 кВ и выше	МГЛЭП ниже 110 кВ
Для вновь устанавливаемых	ТТ	0,2/0,2 S	0,5/0,5 S
	ТН	0,2/0,2	0,5/0,5
	СЭ акт.	0,2/0,2 S	0,5/0,5 S
	СЭ рект.	0,5	0,5/0,5 S
Для установленных до 01.01.2008 года	ТТ	0,5	0,5
	ТН	0,5	0,5
	СЭ акт.	0,2	0,5
	СЭ рект.	1,0	2,0

Нормы погрешности измерений параметров электрической сети комплексами коммерческого учета в рабочих условиях

Таблица А.2

Значение тока в процентном отношении от номинального тока ТТ	Коэффициент мощности	Нормы суммарной погрешности измерений электроэнергии для присоединений с номинальными величинами, %	
		МГЛЭП 110 кВ и выше	МГЛЭП ниже 110 кВ
Активная энергия:			
от 20 до 120 %	1	± 0,5	± 1,1
от 5 до 20 %	1	± 0,7	± 1,1
от 1 до 5 %	1	± 1,5	± 1,5
от 20 до 120	0,5 инд. до 0,5 емк.	± 0,8	± 1,1
Реактивная энергия:			
от 10 до 120 %	0	± 4,0	± 4,0
от 10 до 120 %	0,866 с отставанием к 0,866 с опережением	± 5,0	± 5,0

Приложение Б
(обязательное)

**Форма паспорта-протокола измерительного комплекса
учета электроэнергии на МГЛЭП**

Паспорт-протокол измерительного комплекса
учета электроэнергии на МГЛЭП

№ _____ « ____ » _____ 20__ г.

1. Наименование объекта (электростанция, подстанция) _____

2. Наименование присоединения _____

3. Дата ввода ИКУЭ в эксплуатацию _____

4. Основные паспортные и эксплуатационные данные:

4.1. Счетчики электрической энергии:

Обозначение счетчика по схеме учета электроэнергии, вид учета (Р или К), вид энергии (А или R) _____

Тип _____ № _____, напряжение _____

ток _____, класс точности _____, схема включения _____,
количество тарифов _____, другие данные _____

4.2. Трансформаторы тока:

Тип _____, № _____, класс точности измерительной
обмотки: _____, (фаза А) _____, (фаза В) _____, фаза (С) _____,
коэффициент трансформации _____, допустимая нагрузка _____,
фактическая нагрузка _____, другие данные _____

4.3. Трансформаторы напряжения:

Тип _____, № _____, класс точности
_____, (фаза А) _____, (фаза В) _____, фаза (С) _____,
коэффициент трансформации _____, допустимая нагрузка _____,
фактическая нагрузка _____, другие данные _____

5. Схема соединения и кабельные связи:

Токовые цепи:

Схема соединения измерительных обмоток трансформаторов тока _____

Схема соединения кабелей (с указанием маркировки, наименования сборок выводов шкафов и панелей), параметры кабелей и др. _____

Цепи напряжения:

Схема соединения кабелей (с указанием маркировки, наименования сборок выводов шкафов и панелей), параметры кабелей и др. _____

Допустимое значение потерь напряжения от ТН до счетчика _____

Фактическое значение потерь напряжения от ТН до счетчика _____

6. Вспомогательное оборудование:

6.1. Автоматические выключатели:

Обозначение по схеме _____, тип _____, номинальный ток _____, тип защиты и установка _____, № _____.

6.2. Предохранители:

Обозначение по схеме _____, тип _____, номинальный ток плавкой вставки _____.

7. Информационно-измерительная система:

Тип* _____, № _____, другие данные _____

8. Погрешность измерения комплекса (расчетная) _____

9. Регистратор событий:

Обозначение по схеме _____, тип _____, № _____, другие данные _____

10. Дата, вид поверки элементов ИКУЭ:

Первичный протокол от _____ 20__ г. № _____

11. Дата, наименование выполненных работ:

Первичный протокол от _____ 20__ г. № _____

Подписи ответственных лиц:

(Подпись) (инициалы, фамилия)

(Подпись) (инициалы, фамилия)

(Подпись) (инициалы, фамилия)

* Для серийно выпускаемых

Приложение В
(обязательное)

**Форма акта освидетельствования измерительного комплекса
учета электроэнергии на МГЛЭП**

**АКТ № ____
освидетельствования измерительного комплекса
учета электроэнергии на МГЛЭП**

Дата освидетельствования « ____ » _____ 20__ г.
Действителен до « ____ » _____ 20__ г.

Наименование и адрес юридического лица _____

Наименование и адрес энергообъекта _____

Наименование присоединения _____

Идентификационный код _____

Дата ввода в эксплуатацию _____

- 1 Результаты освидетельствования:
- 1.1. Параметры электрической сети подключения
- 1.1.1. Вид энергии (активная/реактивная) _____;
- 1.1.2. Напряжение _____ кВ;
- 1.2. Метрологические характеристики

Таблица 1

Наименование средства измерения	Заводской №	Тип средства измерения	Метрологические характеристики			Дата и номер свидетельства о поверке*
			Диапазон измерений	Класс точности	Погрешность	
1		2	3	4	5	6
Трансформаторы тока						
Трансформаторы напряжения						
Счетчик электрической энергии						

* Если не выдается документ о поверке – указать дату поверки и шифр клейма поверителя

1.2.1. Допускаемая погрешность измерительного комплекса _____ %.

1.2.2. Расчетное значение погрешности измерительного комплекса составляет _____ %

1.2.3. Погрешность выполнения измерений по методике выполнения измерений электрической энергии на энергообъекте _____ (обозначение методики)

_____ составляет _____ %.

1.3. Показания счетчика электроэнергии _____

1.4. Перечень пломб, клейм и лейблов, установленных на СИ

Таблица 2

1	Счетчик 2	Трансформаторы тока			Трансформаторы напряжения			Примечание 9
		3	4	5	6	7	8	
Сторона 1								
Сторона 2								

Настоящей акт удостоверяет, что измерительный комплекс учета электрической энергии допускается к применению при учете электроэнергии на МГЛЭП.

Члены комиссии

(Подпись)

(инициалы, фамилия)

Члены комиссии

(Подпись)

(инициалы, фамилия)

Члены комиссии

(Подпись)

(инициалы, фамилия)

Члены комиссии

(Подпись)

(инициалы, фамилия)

Приложение Г
(обязательное)

**Форма акта замены средств измерений,
входящих в состав измерительного комплекса
учета электроэнергии, при выходе их из строя**

АКТ

**замены средств измерений, входящих в состав измерительного
комплекса учета электроэнергии, при выходе их из строя**

«___» _____ 200_ г.

Мы, нижеподписавшиеся _____
(Фамилии и инициалы членов комиссии)

подтверждаем, что средство измерений:

Наименование средства измерения	Тип средства измерения	Метрологические характеристики			Дата и номер свидетельства о поверке/МА ¹	Номер пломбы (лейбла) ²
		Диапазон измерений	Класс точности	Погреш- ность		
1	2	3	4	5	6	

применяемое ранее в составе измерительного комплекса № _____

Наименование присоединения _____

Дата ввода в эксплуатацию _____

Идентификационный код _____

Заменено на средство измерения:

Наименование средства измерения	Тип средства измерения	Метрологические характеристики			Дата и номер свидетельства о поверке/МА	Номер пломбы (лейбла)
		Диапазон измерений	Класс точности	Погреш- ность		
1	2	3	4	5	6	7

Должность

подпись

фамилия, инициалы

Должность

подпись

фамилия, инициалы

Должность

подпись

фамилия, инициалы

¹ Дата поверки, наименование поверочной лаборатории

² Шифр поверительного клейма

УТВЕРЖДЕНЫ

Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол № 33 от 23 мая 2008 года

МЕТРОЛОГИЯ**ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ****Дополнения к Рекомендациям по межгосударственной стандартизации «Метрология.
Основные термины и определения»
(РМГ 29-99)**

Настоящий нормативный документ разработан на основании Соглашения об организации единого метрологического пространства в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств, одобренного Решением 13-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ от 20 августа 1996 года, содержит дополнительные термины и определения, не включенные в национальные законодательства об обеспечении единства измерений государств-участников СНГ и в Рекомендации по межгосударственной стандартизации "Метрология. Основные термины и определения" РМГ 29-99, а также термины с определениями, адаптированными для электроэнергетики.

Термины, установленные настоящим документом, рекомендуется применять при разработке нормативных правовых документов по метрологическому обеспечению, а также при проведении совместных работ по метрологии в электроэнергетике в рамках Содружества.

Для каждого понятия, как правило, установлен один термин. Отдельные термины-синонимы приведены в примечаниях как справочные. Многие термины сопровождаются их краткой формой, которую следует применять в случаях, исключающих возможность их различного толкования.

**1. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ.
ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ****1.1. Электроэнергетика**

Сфера взаимосвязанных процессов производства, передачи, распределения и сбыта (потребления) электрической и тепловой энергии в государстве или содружестве государств.

1.2. Метрологическое обеспечение в электроэнергетике

Совокупность правил, норм и средств измерений, а также научная и организационная деятельность по их разработке и применению в целях достижения единства и требуемой точности измерений в электроэнергетике.

**1.3. Единое метрологическое пространство в электроэнергетике Содружества
Независимых Государств**

Пространство, определяемое совокупностью метрологического обеспечения в электроэнергетике и метрологических служб энергетических предприятий и организаций (энергосистем, энергокомпаний, электростанций, котельных, электрических и тепловых

сетей, НИИ, проектных, наладочных и ремонтных организаций), входящих в состав электроэнергетических отраслей государств-членов Электроэнергетического Совета СНГ.

1.4. Центральный орган метрологической службы электроэнергетики

Орган метрологической службы электроэнергетической отрасли государства-члена Электроэнергетического Совета СНГ, уполномоченный представлять государство и принимать решения в рамках Соглашения об организации единого метрологического пространства в области электроэнергетики СНГ.

1.5. Информационное пространство СНГ

Совокупность национальных информационных пространств государств-участников СНГ, взаимодействующих на основе соответствующих межгосударственных договоров по согласованным сферам деятельности.

Примечание. Национальное информационное пространство – область создания и распространения в государстве информации по всем сферам его деятельности, включая электроэнергетику, с использованием соответствующих организаций, средств информации и каналов связи.

1.6. План работ по метрологическому обеспечению электроэнергетики СНГ

План работ, составленный на базе планов работ по метрологическому обеспечению государств-участников СНГ и утвержденный Исполнительным комитетом Электроэнергетического Совета СНГ.

1.7. Годовой план работ по метрологическому обеспечению электроэнергетики государства-участника СНГ

Годовой план работ, содержащий предложения для формирования проекта плана работ по метрологическому обеспечению электроэнергетики единого метрологического пространства СНГ.

1.8 Электроэнергетический Совет

Межправительственный отраслевой орган Содружества Независимых Государств, образованный межправительственным Соглашением о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики СНГ от 14 февраля 1992 года с целью проведения совместных и скоординированных действий по обеспечению надежного электроснабжения экономики и населения государств Содружества.

1.9. Исполнительный комитет

Постоянно действующий рабочий орган Электроэнергетического Совета СНГ.

2. ИЗМЕРЕНИЯ, СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ И ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

2.1. Измерительная информация

Информация о значениях физических величин.

Примечание. Формами измерительной информации являются измерительный сигнал, нецифровой и цифровой отсчеты. Первые две формы содержат значение физической величины в скрытом (закодированном) виде, из которого его можно извлечь с помощью соответствующих преобразований, а третья форма дает непосредственное числовое (цифровое) значение физической величины.

2.2. Измерительный сигнал

Сигнал, содержащий количественную информацию об измеряемой физической величине.

Примечание. Различают аналоговые (например, унифицированные сигналы 5-20 мА) и дискретные (например, импульсы тока или напряжения) измерительные сигналы. Для получения из сигналов значений физической величины их необходимо соответствующим образом преобразовать: в первом случае с помощью аналогово-цифровых преобразований, а во втором – дискретно-цифровых преобразований.

2.3. Отсчет показаний средства измерений

Фиксация значения величины или числа по показывающему устройству или другому интерфейсу средства измерений в заданный момент времени.

Примечание. Возможны два вида отсчетов: нецифровой и цифровой. В первом случае отсчет производится аналоговым или дискретным способом (например, по стрелке и шкале прибора, по уровню измерительной среды, по положению кривой на измерительной диаграмме и т.п.) с применением операций интерполяции и округления результата измерения, вносящих в него дополнительные погрешности. Во втором случае отсчет дает непосредственно цифровой результат измерений с гарантированной точностью и доверительной вероятностью, присущими средству измерений.

2.4. Результат измерения физической величины

Значение величины, полученное путем ее измерения.

Примечание. Результат измерения физической величины может быть представлен в одной из трех форм измерительной информации (сигнал, цифровой и нецифровой отсчет).

2.5. Цифровой результат измерения физической величины

Числовое значение физической величины, полученное путем ее измерения, представленное в позиционной системе исчисления в виде приближенного рационального числа заданного формата с известными точностью представления и доверительной вероятностью.

Пример. Результат измерения электроэнергии за расчетный период 12345,67 кВт·ч (формат с фиксированной запятой) или мощности $1234 \cdot 10^2$ кВт (формат с плавающей запятой).

Примечание. В современных технических системах для представления чисел используются, как правило, двоичная, восьмеричная, шестнадцатеричная и десятичная (или двоично-десятичная) системы счисления и два формата представления рациональных чисел: с фиксированной и с плавающей запятой (точкой).

2.6. Цифровое измерение физической величины

Измерение физической величины, результат которого представляется в виде цифрового результата.

Примечание. Цифровое измерение физической величины противопоставляется нецифровым измерениям, к которым относятся измерения с результатами, представленными в виде таких форм измерительной информации, как сигнал и нецифровой отсчет.

2.7. Цифровое средство измерений (ЦИ)

Средство измерений, выполняющее цифровое измерение.

Пример. Термометр или датчик давления энергоносителя с цифровым электронным табло и цифровым интерфейсом для дистанционной передачи данных.

Примечание. Цифровому СИ противопоставляется нецифровое СИ, в котором результат измерений представляется в нецифровом виде (сигнал, нецифровой отсчет).

2.8. Измерительный канал (измерительный комплекс) (ИК)

Цепь соединенных друг с другом средств измерений, образующих непрерывный путь прохождения измерительной информации от входа цепи к ее выходу, выполняющая функцию измерения одной или нескольких физических величин и имеющая нормированные метрологические характеристики.

Пример. ИК для измерения электроэнергии, мощности и сопутствующих им физических величин (например, пофазных значений тока и напряжения) содержит в общем случае измерительные трансформаторы тока и напряжения и электронный счетчик электроэнергии.

2.9. Цифровой измерительный канал (цифровой измерительный комплекс) (ЦИК)

Измерительный канал (комплекс), на выходе которого результат измерения представлен в виде цифрового результата.

Пример. ЦИК для измерения электроэнергии, содержащий электронный счетчик электроэнергии с цифровым табло и цифровым интерфейсом.

Примечание. ЦИК противопоставляется нецифровой ИК, на выходе которого результат измерений представляется в нецифровом виде (сигнал, нецифровой отсчет).

2.10. Измерительная система (ИС)

Совокупность функционально объединенных мер, измерительных приборов, измерительных преобразователей, ЭВМ и других технических средств, размещенных в разных точках контролируемого объекта с целью измерений одной или нескольких физических величин, свойственных этому объекту, выработки измерительных сигналов в разных целях и предоставления результатов измерений в виде отсчетов.

Примеры:

1. Измерительная система тепловой электростанции, позволяющая получать измерительные сигналы о физических величинах по энергоблокам.

2. Измерительная система для измерений электроэнергии с целью ее расчетного (коммерческого) и технического (контрольного) учета – система учета электроэнергии. Система учета электроэнергии состоит, как правило, из нескольких функционально независимых измерительных каналов (комплексов), предназначенных для решения конкретных измерительных задач.

3. Измерительный канал (комплекс) системы учета электроэнергии обычно состоит из измерительных трансформаторов тока, напряжения и счетчиков (датчиков) электроэнергии.

Примечания:

1. В зависимости от назначения ИС разделяют на измерительные информационные (ИИС); измерительные контролирующие (ИКС); измерительные управляющие системы (ИУС) и другие.

2. ИС, перестраиваемую в зависимости от изменения измерительной задачи, называют гибкой ИС.

2.11. Цифровая измерительная система (ЦИС)

Совокупность цифровых измерительных каналов и иных технических средств неизмерительного назначения, объединенных единым алгоритмом функционирования, предназначенная для измерений, а также выполнения иных операций неизмерительного назначения над цифровыми результатами измерений с целью определения цифровых значений одной или нескольких физических величин или их функций.

Примечания:

1. ЦИС противопоставляется нецифровая ИС, в которой хотя бы один ИК является нецифровым. В ЦИС все ИК должны быть цифровыми. В простейшем случае ЦИС содержит один ЦИК.

2. К техническим средствам (ТС) неизмерительного назначения относятся средства, которые не выполняют измерений. Такими средствами являются компьютер (в том случае, если он не реализует с помощью встроенных в него ТС аналого-цифровые и дискретно-цифровые измерительные преобразования измерительной информации), цифровой накопитель (цифровая память), монитор, принтер, модем, каналы и линии связи и другие подобные устройства.

2.12. Автоматическая измерительная система

Измерительная система, выполняющая все операции в автоматическом режиме, т.е. без участия оператора.

2.13. Автоматизированная измерительная система

Измерительная система, выполняющая часть операций с участием оператора.

2.14. Автоматизированная система учета и контроля электроэнергии (АСКУЭ)

Автоматизированная измерительная система, содержащая технические и программные средства для дистанционного измерения, сбора, передачи, хранения, накопления, обработки, анализа, отображения, документирования и распространения результатов потребления электроэнергии в территориально распределенных точках учета (измерения), расположенных на объектах энергосистемы и (или) потребителей.

Примечание. В состав АСКУЭ входят ИК, содержащие измерительные трансформаторы тока, напряжения и счетчики электроэнергии, а также устройства сбора и обработки данных (УСПД), каналы связи и компьютеры с программным обеспечением АСКУЭ.

2.15. Цифровая АСКУЭ

АСКУЭ как цифровая измерительная система, использующая в качестве основного средства измерений в составе каждого своего цифрового измерительного канала электронный счетчик со встроенной в него цифровой базой данных и с внешним доступом к ней по цифровому интерфейсу и (или) цифровому табло.

Примечание. Цифровой АСКУЭ противопоставляется нецифровой АСКУЭ, имеющая в своем составе, по крайней мере, один нецифровой ИК (например, ИК с числоимпульсным представлением результата измерений). В общем случае в состав цифровой АСКУЭ входят ЦИК и ТС неизмерительного назначения (например, УСПД и компьютеры). В простейшем случае цифровая АСКУЭ содержит один ЦИК (в простейшем случае ЦИК АСКУЭ содержит один электронный счетчик электроэнергии).

2.16. Цифровое устройство сбора и передачи данных (УСПД)

Специализированное средство приборного группового учета электроэнергии, используемое в АСКУЭ на среднем уровне для автоматического, с программируемой периодичностью запроса и приема данных учета с уровня первичных средств приборного учета (нижнего уровня АСКУЭ) от группы подключенных к нему по цифровым интерфейсам электронных счетчиков, хранения, накопления и (или) обработки этих данных учета, передачи их по каналу связи на уровень вторичных универсальных средств приборного учета (верхний уровень АСКУЭ), а также передачи в обратном направлении служебных и (или) иных данных.

Примечания.

1. Цифровое УСПД является ТС неизмерительного назначения, поскольку не реализует операций измерения электроэнергии и времени, а выполняет только операции неизмерительного назначения.

2. Цифровому УСПД противопоставляется нецифровое УСПД, которое осуществляет хотя бы по одному из подключенных к нему счетчиков прием нецифровых результатов измерений (например, результатов, представленных в числоимпульсном виде).

3. Цифровые УСПД подразделяются в зависимости от выполняемых ими преобразований на два вида: с групповой обработкой результатов измерений и без групповой обработки.

2.17. Электронный счетчик

Счетчик электроэнергии с электронной схемой измерения и отображения данных измерения.

Примечания.

1. Электронный счетчик является средством измерений, так как реализует операции измерения электроэнергии (мощности).

2. Электронный счетчик может представлять результаты измерений как в цифровом виде (с передачей их из своей цифровой базы данных по цифровым интерфейсам или на цифровое табло), так и в нецифровом виде (например, с передачей их по телеметрическим выходам в числоимпульсном виде).

2.18. Цифровой интерфейс

Интерфейс с цифровой, в виде чисел, передачей данных.

Примечание. Интерфейс - система технических средств и правил для унифицированного физического и информационного сопряжения и взаимодействия компонентов систем (программ и оборудования).

2.19. Точностные характеристики (ТХ) средства неизмерительного назначения

Характеристики технического средства неизмерительного назначения, которые определяют точность и достоверность цифровых преобразований, выполняемых этим средством над цифровыми результатами измерений.

Примечания:

1. ТХ аналогичны метрологическим характеристикам СИ, но относятся к ТС неизмерительного назначения.

2. ТХ зависят от назначения и состава цифровых преобразований соответствующего ТС. По составу цифровых преобразований ТС подразделяются на вычислительные (компьютер, контроллер), хранения (память), отображения (табло, дисплей, монитор), документирования (принтер), передачи (линии и каналы связи) и т.п. и/или их комбинации.

3. ТХ вычислителя определяет точность и достоверность вычислительных операций, включая форматы представления чисел, методы их округления и контроля правильности операций.

4. ТХ средства хранения определяет его разрядность, методы контроля записи, чтения, хранения чисел и их временную стабильность.

5. ТХ средства отображения или документирования определяет форматы представления чисел и методы их округления при выводе чисел из памяти для отображения или документирования.

6. ТХ средства передачи определяет скорость, задержку и надежность (безошибочность) приема/передачи чисел, включая методы обнаружения, контроля и исправления ошибок.

3. АТТЕСТАЦИЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ И ЦИФРОВЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

3.1. Метрологическая аттестация измерительной системы

Экспериментальные исследования измерительных каналов или представительной выборки измерительных каналов системы, направленные на определение обобщенной оценки метрологических характеристик данного экземпляра системы в рабочих условиях эксплуатации, удостоверяющего метрологические характеристики системы в процессе аттестации.

3.2. Экспертиза (ЭЦ) цифровых технических средств

Анализ и оценивание экспертами на основании соответствующей документации адекватности точностных характеристик технических средств неизмерительного назначения, используемых в составе цифровых измерительных систем.

Примечания:

1. ЦЭ аналогична метрологической экспертизе (МЭ) - анализу и оценке экспертами-метрологами правильности применения метрологических требований, правил и норм, связанных с единством и точностью измерений, но относится к ТС неизмерительного назначения.

2. ЦЭ отличается от МЭ требованиями и методами контроля.

3.3. Проверка (ПЦ) цифровых технических средств

Испытание технических средств неизмерительного назначения на соответствие их реальных точностных характеристик характеристикам, заявленным в соответствующей технической документации.

Примечания:

1. ПЦ отличается от поверки СИ (установления органом государственной метрологической службы пригодности СИ к применению на основании экспериментально определяемых МХ и подтверждения их соответствия установленным обязательным требованиям), хотя, как и поверка, производится экспериментальным путем.

2. ПЦ не требует для своего проведения эталонов и СИ, а производится путем считывания цифровых результатов измерений с ЦСИ и их оценкой по точностным критериям методами вычислительной математики.

3. Для ТС неизмерительного назначения достаточна первичная однократная ПЦ, связанная с их цифровой аттестацией. Необходимость в периодических ПЦ как для средств измерений отсутствует в силу их неизменной (стабильной) цифровой структуры.

4. ПЦ конкретного ТС неизмерительного назначения проводится согласно соответствующей инструкции, которая должна входить в комплект технической документации ТС, предназначенного для использования в составе ЦИС.

3.4. Освидетельствование измерительного комплекса

Подтверждение технических и метрологических характеристик средств измерений и других технических средств, входящих в состав измерительного комплекса электроэнергетики в соответствии с установленными правилами.