



**Некоммерческое партнерство
«НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ
Единой энергетической системы»**
109044, Россия, Воронцовский пер., 2, стр.1
Тел. (495) 912-10-78, 912-57-99, факс. 632-72-85
www.nts-ees.ru

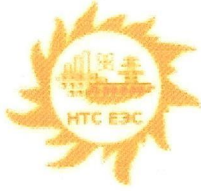
ОТЧЕТ

**заседания секции Автоматизированный учет электроэнергии
и управление электропотреблением Научно – технической
коллегии НП «НТС ЕЭС»»**

по теме:

**«Системы классификации и кодирования точек учета
(поставки) в АИИС КУЭ оптового и розничного рынков»»**

Москва, 2009 г.



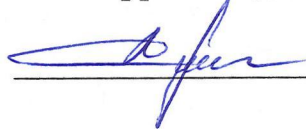
Некоммерческое партнерство
**«НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ
Единой энергетической системы»**

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»

Председатель Научно-технической
коллегии НП «НТС ЕЭС»

член-корр. РАН, д.т.н., профессор

 А.Ф. Дьяков

« ____ » _____ 2009 г.

ПРОТОКОЛ

заседания секции Автоматизированный учет электроэнергии и управление
электропотреблением Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС»

по теме

**«Системы классификации и кодирования точек учета (поставки)
в АИИС КУЭ оптового и розничного рынков»**

15 октября 2009 года

№

г. Москва

Присутствовали: 12 человек (*список прилагается*)

На заседании выступили:

С вступительным словом

Председатель секции Автоматизированный учет электроэнергии и
управление электропотреблением НТК НП «НТС ЕЭС» И.Ю. Кривенцов.

С докладом

«Системы классификации и кодирования точек учета (поставки)
в АИИС КУЭ оптового и розничного рынков» заместитель директора по развитию
и договорной работе Трансэнерго – филиал ОАО «РЖД» Е.Л.Генгринович
(Приложение 1)

С заключениями экспертной комиссии

Главный эксперт ОАО «ФСК ЕЭС» С.Н.Акимов (Приложение 2).

Заместитель начальника Департамента ОАО «АТС» Ю.А.Лимарев
(Приложение 3).

В обсуждении приняли участие:

Заместитель председателя секции, заведующий лабораторией ОАО «НТЦ
Электроэнергетики» В.М.Щуров; главный эксперт ОАО «ФСК ЕЭС» С.Н.

Акимов; начальник отдела АСКУЭ ОАО «Московская объединенная электросетевая компания» Н.Н.Зуева, главный специалист ОАО «Московская объединенная электросетевая компания» В.А.Коротков, начальник отдела Службы сопровождения рынка филиала ОАО "СО ЕЭС" – ОДУ Центра А.С.Стефанов, заместитель руководителя Управления ОАО «ЦИУС» В.Е.Здановский

Заслушав выступление, заключения экспертов и обсуждения в дискуссии, секция Автоматизированный учет электроэнергии и управление электропотреблением НТК НП «НТС ЕЭС» отметила:

Реформа Российской электроэнергетики постепенно приводит к децентрализации управления отраслью. Реализация большинства функций управления инфраструктурных компаний опирается на одну и ту же информационную базу. Поэтому одной из наиболее актуальных задач в настоящее время является создание единой системы классификации и кодирования данных и процессов в электроэнергетической отрасли, которая должна упорядочить процессы информационного взаимодействия в электроэнергетике. В Европейской электроэнергетике уже есть опыт создания подобных систем классификации. В 2006 году в Европе была принята «Директива объединения операторов сетей», содержащая детальную классификацию процессов взаимодействия на электроэнергетических рынках Европы. Директива базируется на международном стандарте ИЕС 62056-61, который описывает систему идентификации объекта (Object Identification System - OBIS). Таким образом выстроена единая система классификации, которую используют почти во всех европейских странах.

Систему классификации и кодирования данных и процессов в электроэнергетической отрасли РФ целесообразно построить взяв за базу европейский документ, тем более, что в используемом в России западном программном обеспечении, вся логика уже построена на европейских стандартах и при внедрении, вместо использования готовых шаблонов, приходится заниматься дополнительной разработкой, что снижает надежность и эффективность внедряемых решений.

Секция отметила, что на российском рынке проблема классификации и кодирования стоит остро. Так создание АИИС КУЭ субъектов ОРЭ генерирующих и сетевых компаний, промышленных предприятий и муниципалитетов требует для интеграции между собой предоставления объектов электрических станций и сетей на едином языке описания и единой системы классификации и кодирования точек учета и точек поставки. Большие сложности создает отсутствие системы классификации и кодирования на розничном рынке.

Отсутствие нормативных документов и стандартов, отсутствие единой системы кодирования – основы базы кодирования, проблемы межмашинного обмена данными, большие объемы кодов, ограниченное информационное пространство, а в результате – наличие технических проблем серверов, так называемая "остановка развития" при применении новых программных устройств и УСПД, для которых существующая система кодирования не описана, - это далеко неполный список проблем, которые имеют место у разных собственников объектов измерений.

Только при последовательном соблюдении положений кодовой системы измерений всеми участвующими партнерами на рынке возможно осуществление надлежащей эксплуатации точек поставки и точек учета, а также правильного и надежного обмена данных на рынке электроэнергии.

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

1. Одобрить доклад «Системы классификации и кодирования точек учета (поставки) в АИИС КУЭ оптового и розничного рынков» и отметить важность и актуальность поставленной задачи.

2. Подготовить обращение к Президенту НП «НТС ЕЭС» А.Ф.Дьякову о поддержке организации работ по созданию единой системы классификации и кодирования.

3. Направить материалы заседания секции в НП «Совет Рынка» с предложением организовать обсуждение проблемы создания единой системы кодирования точек поставки и точек измерений в ЕЭС России с заинтересованными субъектами ОРЭ и при положительной оценке необходимости проведения работ, создать экспертную группу для проработки документа и включению его в регламенты НП «Совет Рынка».

Зам. председателя Научно-технической
коллегии НП «НТС ЕЭС»
д.т.н., профессор

Председатель секции
Автоматизированный учет
электроэнергии и управление
электропотреблением




В.В. Молодюк



И.Ю.Кривенцов

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

Ученый секретарь секции
Автоматизированный учет
электроэнергии и управление
электропотреблением



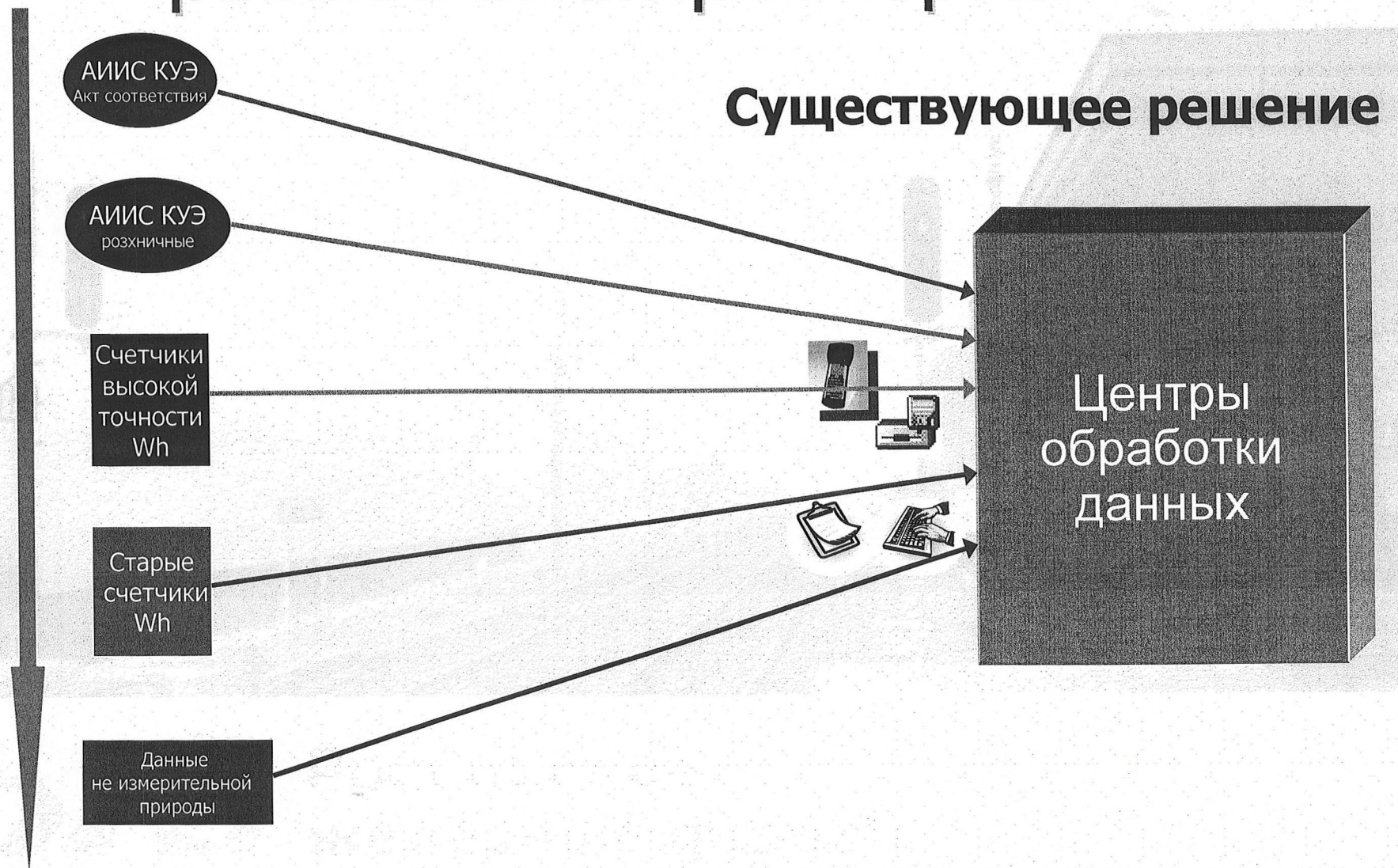
Я.Ш. Исамухамедов



С.Ю. Чистякова

**Системы классификации
и кодирования точек
учета (поставки)
в АИИС КУЭ оптового и
розничного рынков**

Информационное обеспечение рынков электроэнергии



Информационное обеспечение рынков электроэнергии





**Директива Объединения
операторов сетей (УОС)
Кодовая система
измерений 2006**

Июль 2006

«Кодовая система измерений 2006»
дает описание минимальных
требований к эксплуатации *точек
замера*, а также к самим замерам
(снятие показаний и
предварительная обработка
данных). Она является частью
доступа к сети и частью правил
эксплуатации сети, которые
разработаны Объединением
операторов сетей.

Только при последовательном
соблюдении положений Кодовой
системы измерений всеми
участвующими партнерами на рынке
возможно осуществление надлежащей
эксплуатации точек замера, а также
правильного и надежного обмена
данных на либерализированном рынке
электроэнергии.

Точка считывания

Точка считывания – это однозначное обозначение. В отношении предоставления информации об установленном на ней количестве электроэнергии, а также при смене поставщика, она должна обеспечивать отсутствие неправильного соотнесения данных замеров.

Обозначение точек считывания должно быть известно всем партнерам по рынку и использоваться во всей документации, относящейся к расчетам.

Структура обозначения точек считывания

Страна *Оператор сети* (6 знаков)

Почтовый индекс (5 знаков)

Номер точки считывания (20 знаков)

Пример

DE00056266802A06G56M11SN51G21M24S

Раздача номеров операторов сетей производится через Союз немецких электротехников. Номер оператора сети следует вносить с отсчитывание справа налево с нулями.

Местный оператор сети обеспечивает однозначное и постоянное обозначение в своей области нахождения сети (например, номер оборудования, географические координаты).

Виртуальная точка считывания

Образованные арифметическим способом результаты замеров и временной ряд из многочисленных реальных точек считывания в дополнительных устройствах или IT-системах (например, системы ARM-АИИС КУЭ) снабжены однозначными виртуальными точками считывания.

Виртуальные точки считывания заранее определяются оператором сети. При этом структура обозначений этих точек идентична реальной точке считывания.

В исключительных случаях, когда виртуальная точка считывания устанавливается не оператором сети, а другим партнером по рынку (например, поставщиком), может использоваться альтернативная форма образования такой точки.

Это альтернативное обозначение точки считывания состоит из 13-значных номеров ILN (Международный локационный номер, см. www.ean.de) или из соответствующего 13-значного кодового номера предприятия Объединения германских электростанций, предоставляющего точку считывания, а также из 20-значного свободно предоставляемого номера точки считывания:

Международный Стандарт **IEC 62056-61**

Электрические измерения

Обмен данными при считывании показаний счетчиков, тарификации и управлении нагрузкой

Часть 61:

Система идентификации объекта (**OBject Identification System - OBIS**)

OBIS назначает уникальный идентификатор для любых данных, полученных с помощью измерительного оборудования, включая не только измеряемые значения, но также и абстрактные данные. ID-коды, используются для идентификации:

- логических имён различных интерфейсов;
- данных, передаваемых по линиям связи;
- данных, снимаемых с измерительного оборудования.

Структура OBIS

OBIS используется для однозначного обозначения количества энергии в *счетчиках*. Кодовыми числами OBIS обозначаются данные для отображения на дисплеях приборов или для передачи в информационные системы. Кодовое число OBIS состоит из 6 описанных групп данных (A-F), которые характеризуют результат замеров:

Группа А

определяет разновидность данных (абстрактные данные; данные, связанные с электричеством, газом, теплом, водой).

Группа В

определяет номер канала, т.е. номер входа измерительного оборудования с несколькими входами для измерения одного или нескольких видов энергии (например, УСПД). Значение этой группы не зависит от значения группы А.

Структура OBIS

Группа С

определяет абстрактные или физические элементы данных, связанные с источником информации, например ток, напряжение, мощность, объём, температура.

Определяемые значения зависят от кода группы А. Методы измерения, тарифной обработки и хранения данных полученных величин зависят от значения групп D, E, и F.

Группа D

определяет типы данных или результат обработки физических величин, определённых группами А и С, в соответствии с различными специальными алгоритмами.

Группа E

определяет дальнейшую обработку результатов измерений, описанных группами от А до D, в регистре тарифа, в соответствии с используемым тарифом (тарифами).

Группа F

определяет порядок хранения данных, описанных группами от А до F, в соответствии с различными расчетными периодами.

Направление энергии

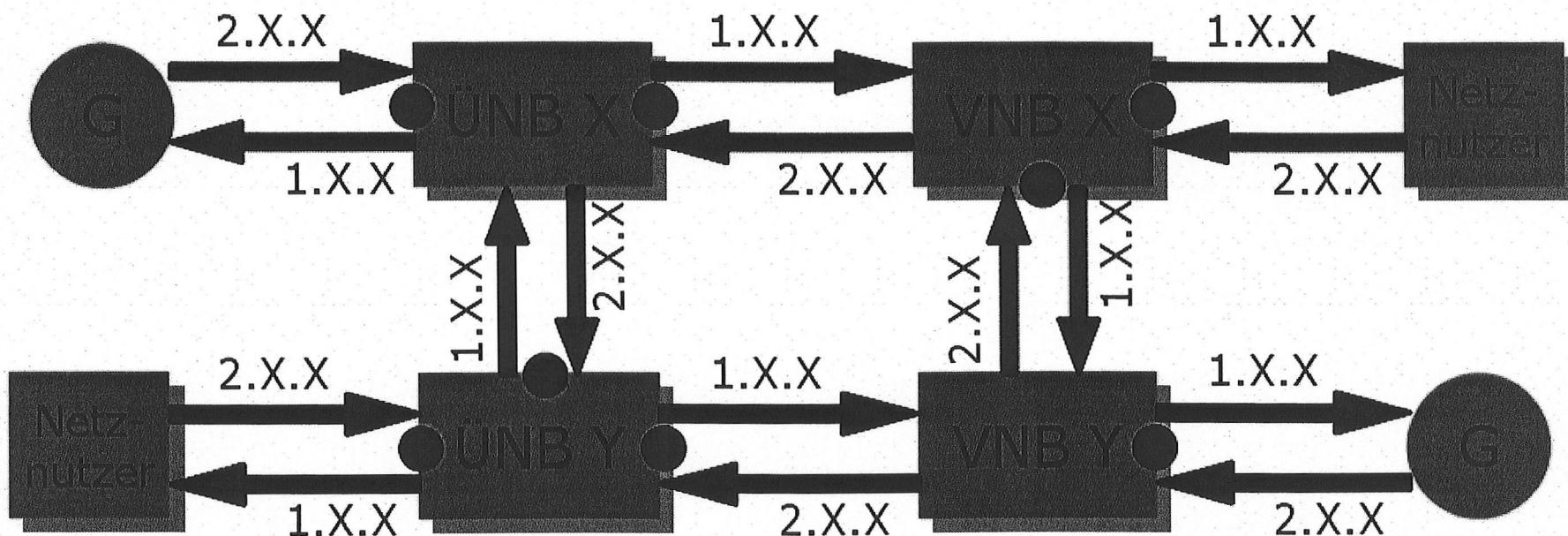
Оператор сети отмечает направление передачи потока энергии от *оператора сети к пользователю сети* (от предыдущей к последующей сети) как позитивное.

В свою очередь направление передачи потока энергии от *пользователя сети к оператору сети* (от последующей к предыдущей сети) - как отрицательное.

Это относится также к виртуальным *точкам считывания* и *устройствам сравнительных измерений*, если обеими сторонами не была достигнута другая договоренность.

Оператор сети, у которого расположена точка замера, для расчетных измерительных устройств определяет направление потока энергии.

Обозначение направления потока энергии в расчетных измерительных устройствах посредством OBIS-кодов



G	Генератор	Netznutzer	Потребитель
UNB	Оператор сети электропередачи		
VNB	Оператор распределительной сети		
1.X.X	Кодовое число (начиная с группы C): +A (приобретение)		
2.X.X	Кодовое число (начиная с группы C): -A (поставка)		
Аналоговое			
3.X.X	Кодовое число (начиная с группы C)		+R
4.X.X	Кодовое число (начиная с группы C)		-R

Структура документа, как описание модели предметной области

- 1 Определения
- 2 Требования к измерительным устройствам
- 3 Эксплуатация точек замеров
- 4 Учет, подготовка и дальнейшая передача результатов замеров
- 5 Модель поступления информации для расчетных результатов замеров
- 6 Регулирования оплаты за услуги измерительной техники

Выводы

- Конкурентный рынок электроэнергии требует всё больше информации относительно потребления электрической энергии.
- Для последующего анализа этой информации, в целях управления расчетом, нагрузкой, контрактными отношениями, и взаимодействием со смежными субъектами рынка, необходимо однозначно, с независимых позиций, стандартизировать все данные и процессы, в не зависимости от источников данных (ручной съем, автоматический съем, расчетные величины).
- За базу можно взять европейский документ, тем более, что в используемом в России западном ПО, вся логика уже построена на европейских стандартах и при внедрении, вместо использования готовых шаблонов, придется заниматься дополнительной разработкой, что снижает надежность и эффективность внедряемых решений.



СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!

Заместитель директора
по развитию и договорной работе
Трансэнерго – филиал ОАО «РЖД»

Генгринович Е.Л.

тел. +7 (495) 773-31-35

E-mail: gengrinovichel@center.rzd.ru

Экспертное заключение на доклад “Системы классификации и кодирования точек учета (поставки) в АИИС КУЭ оптового и розничного рынков” Генгриновича Е.Г.

Реформа Российской электроэнергетики постепенно приводит к децентрализации управления отраслью. Появились инфраструктурные компании НП “Совет рынка”, ОАО АТС, ОАО “СО”, ОАО “ФСК ЕЭС”, каждая из которых реализует функции управления отраслью в своей части. Также созданы крупные генерирующие компании Росэнергоатом, РусГидро Оптовые и территориальные генерирующие компании. Сформировались независимые сбытовые компании, бывшие сбытовые компании АО-энерго сменили собственников. Сетевые компании отделены от генерации и интегрированы в вертикальную структуру управления.

Однако реализация большинства функций управления инфраструктурных компаниями опирается на одну и ту же информационную базу, источником информации для которой являются другие компании.

В таких условиях наиболее актуальной задачей является создание интегрированной информационной среды (информационной базы данных) электроэнергетики в которой аккумулировалась бы вся информация о структуре и функционировании Единой энергосистемы. Единая информационная база данных электроэнергетики обеспечит реализацию функций управления электроэнергетикой инфраструктурных компаний и других организаций энергетики.

Для решения подобных проблем под руководством международных организаций OMG (Object Management Group) и IEC (International Electrotechnical Commission) разработан международный стандарт МЭК 61970-301 определяющий общую информационную модели электроэнергетики CIM (Common Information Model).

Для реализации CIM в России разработана общая информационная модели энергосистем (ОИМ) ЕЭС и формированию расширенной модели измерений для коммерческого учета субъектов ОРЭ в рамках ОИМ в соответствии с международными стандартами CIM-модели.

В рамках общей информационной модели электроэнергетики описываются и автоматизированные информационно-измерительные системы. Предметное поле описаний систем коммерческого учета электрической энергии включает в себя разнородные множества физических объектов энергетических систем и систем энергоснабжения, комплексов технических и программных средств измерений, сбора, передачи и обработки (АИИС КУ), знаковых документальных систем представления их финансовых результатов коммерческим субъектам, обеспечивающим функционирования оптового рынка электроэнергии.

Создание АИИС КУ субъектов ОРЭ генерирующих и сетевых компаний ЕЭС РФ, промышленных предприятий и муниципалитетов требует для интеграции между собой представления объектов электрических станций и сетей на едином языке описания и единой системы классификации и кодирования точек учета и точек поставки.

Кодирование точек учета на оптовом рынке электроэнергии осуществляется в соответствии с Методикой кодирования объектов измерений. В приложении 11.1.1 к договору о присоединении к торговой системе вопрос кодирования точек учета рассмотрен в п.4.2.16 (атрибут code).

Методика кодирования объектов измерений используется в процессе присоединения АИИС субъектов к модели измерений на ОРЭ. Данная методика была разработана из-за того, что существующая ранее система кодирования АСКП отражала иерархический

принцип диспетчерского управления. В настоящее время некоторые субъекты ОРЭ (ООО «Транснефтьсервис С», ОАО «Нижноватомэнергосбыт», ЗАО «Дизаж» и др.) имеют объекты измерений, расположенные в различных регионах РФ и контролируются различными диспетчерскими управлениями. По этой причине, а также в связи с распаковкой АО-энерго, появлением разных собственников объектов измерений и созданием ОАО «СО» новых систем кодирования энергообъектов использование систем кодирования АСКП на ОРЭ не представляется возможным.

В настоящее время в рамках создания Интегрированной АСУ коммерческим учетом электроэнергии и разработки модели измерений на ОРЭ ОАО «АТС» осуществляется кодирование объектов измерений, точек учета и измерительных каналов. По состоянию на 1 июня 2009 года в соответствии с Методикой кодирования объектов измерений закодированы объекты 208 субъектов измерений, более 55 000 точек учета и более 100 000 измерительных каналов.

Для ОАО «АТС», как организатора создания системы измерений и сбора информации о фактическом производстве и потреблении электрической энергии, задача кодирования объектов электрических сетей и станций, точек учета и точек измерений является важной и актуальной.

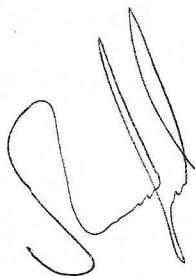
Выводы

1. Только при последовательном соблюдении положений кодовой системы измерений всеми участвующими партнерами на рынке возможно осуществление надлежащей эксплуатации точек учета и точек поставки, а также правильного и надежного обмена данных на рынке электроэнергии.

2. Предлагаемая система кодирования интегрируется с существующей на оптовом рынке электроэнергии Российской Федерации на основе использования 20-значного свободно предоставляемого номера точки считывания.

3. Для внедрения в Российской электроэнергетике единой информационной среды необходимо не только создать систему кодирования точек измерений и точек поставки необходимо создать единую интегрированную базу данных оборудования электрических сетей и станций на основе СИМ.

Заместитель начальника
Департамента метрологии коммерческого учета
ОАО «АТС»



Лимарев Ю.А.

Экспертное заключение к докладу «Система классификации и кодирования точек учета»

Тема доклада «Система классификации и кодирования точек учета» весьма актуальна.

В сообщении речь идет о двух типах кодирования: МЭК и германского объединения операторов сетей (VDN). Полагаю необходимо отметить и общность подходов, и отличия. Общность в первую очередь заключается в том, что кодирование ведется не разработчиками программ «на ходу», а организацией разрабатывающей стандарты (МЭК) или отвечающей за эксплуатацию сети (VDN) со ссылкой на законы и нормативные акты, т.е. организации, выполняющие эту работу профессионально.

Очевидна попытка в большей или меньшей степени создать достаточно универсальный механизм не только сбора данных коммерческого учета электроэнергии, но и их обработки.

Одной из особенностей рассмотренных кодировок является основа, выдаваемая централизованно, т.е. по меньшей мере часть кода должна быть получена из уполномоченной организации. Эта идея имеет как преимущества, так и определенные недостатки. Но об этом позже.

Детали кодирования этих 2-х систем ничего особенного не представляют – обычно используются привязки к стране или региону и к сетям.

Чтобы подчеркнуть актуальность и важность темы перейду к сравнению организации идентификации и кодирования в России.

Известно, что в настоящее время в России имеются коды предприятий, иногда объектов, но на всякие «мелочи» типа ЛЭП эти кодировки не распространяются. ЛЭП идентифицируются названиями конечных подстанций и, соответственно, измерительные приборы, относящиеся к ним, также приобретают те же названия. Такая идентификация явно непригодна для компьютерной обработки:

- неоднозначна – названия повторяются очень часто, кроме этого достаточно часто названия с двух сторон «несколько отличаются»;
- почти невозможно разработать единые типовые правила формирования названий, пригодных для компьютерной обработки.

Для человека неоднозначность и некоторые несовпадения несущественны, для компьютерной обработки необходимо или названия приводить к единому виду, или искать способы обойти эту проблему. Так как нет единой системы идентификации, то каждый разработчик создает «самодельную» кодовую таблицу. При этом часто упускается из виду, что при организации систем учета идентификация может быть существенным элементом. Эта сторона в России игнорируется при проектировании и разработке и в результате все кодирование сводится просто к таблице, состоящей из перенумерованным в каком порядке (иногда в случайном) точек измерений с некоторыми описателями. В результате при вводе в эксплуатацию приходится затрачивать огромное количество человеко-часов для сведения этих таблиц в

приемлемую нормативно-справочную базу.

На уровне отдельных организаций предпринимались попытки создать систему идентификации (кодирования) точек измерения и учета:

- система кодов НП «АТС» - получила широкое распространения принудительно, но направлена только на удовлетворение интересов АТС, коды выдаются АТС и к тому же ее нельзя назвать удобной ни для создания системы, ни для эксплуатации;

- второй пример подхода к кодированию точек измерений из документа, принятого комитетом СНГ по электроэнергетики:

«Общие принципы кодирования

- 1. Для организации обмена потребуется единый центр сопровождения НСИ;*
- 2. Должна быть использована абстрактная система идентификации (не несущая никакой смысловой нагрузки). Вся описательную часть идентификационных кодов участники информационного обмена получают из единого центра сопровождения НСИ;*
- 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.);*
- 4. Данные должны передаваться без усечения значности счетчиков (соответствующие заявленному классу счетчика);*
- 5. Данные должны передаваться вместе с диагностической информацией;*
- 6. В макете, помимо обязательной информации, должна быть возможность передавать дополнительную, опционную информацию»*

Вне всяких сомнений это было бы значительно лучше прямой нумерации точек измерений. Распространения не получил.

- можно еще упомянуть кодировку в системе сбора коммерческой информации АСКП, разработанной в ЦДУ ЕЭС (в настоящее время Системный оператор) в 90-е годы.

У всех этих систем кодирования общий недостаток и общая судьба: созданы они для частных целей и живы только в окружении этих целей.

Заключение: Доклад следует высоко оценить как призыв к научно-техническому обществу энергетиков России обратить пристальное внимание на необходимость структурно формировать нормативно-справочную информацию систем коммерческого учета.

Главный эксперт ДВКР ОАО «ФСК ЕЭС»



С.Н. Акимов