



ТОЛЬЯТТИНСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
УНИВЕРСИТЕТ

В.В. Сенько

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЁТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Учебное пособие

Тольятти
ТГУ
2011

Министерство образования и науки Российской Федерации
Тольяттинский государственный университет
Электротехнический факультет
Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

В.В. Сенько

**АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ
КОММЕРЧЕСКОГО УЧЁТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

Учебное пособие

Издание второе

Тольятти
ТГУ
2011

УДК 621.311:681.5(075.8)

ББК 31.27+32.965

С31

Рецензенты:

д.т.н., профессор В.М. Салтыков (ТГУ);

д.т.н., профессор В.П. Степанов (СамГТУ).

С31 Сенько, В.В. Автоматизированные системы коммерческого учёта электроэнергии : учеб. пособие / В.В. Сенько. – Изд. 2-е. – Тольятти : ТГУ, 2011. – 48 с.

В учебном пособии показаны особенности развития автоматизации учёта электроэнергии в России. Раскрыты цели и основные принципы разработки автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) промышленных предприятий и энергообъектов. Показана общая структура АИИС КУЭ, приведены конкретные примеры технического и программного обеспечения АИИС КУЭ отечественных и зарубежных фирм-изготовителей. Раскрыты общие вопросы функционирования оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), дано описание новых инфраструктурных организаций и других субъектов этого рынка. В пособии даны технические и организационные требования при создании, эксплуатации и внедрении АИИС КУЭ субъектов ОРЭ.

Учебное пособие предназначено для студентов специальностей 140211 «Электроснабжение», 140610 «Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений» и подготовки магистров по направлениям 140600.68 «Электротехника, электромеханика и электротехнологии», 140400.68 «Электроэнергетика и электротехника».

Пособие может быть также полезно для инженерно-технических работников, занимающихся проектированием, внедрением и эксплуатацией АИИС КУЭ промышленных предприятий и энергетических объектов.

Научный редактор: доцент, канд. техн. наук А.А. Елгин.

Рекомендовано к изданию научно-методическим советом Тольяттинского государственного университета.

© Тольяттинский государственный университет, 2005

ВВЕДЕНИЕ

Переход экономики России на рыночные методы хозяйствования предъявляет жёсткие требования к организации коммерческого учёта электрической энергии. Формируются оптовый и розничный рынки электроэнергии, создаются новые рыночные механизмы, постепенно меняется целевая модель всей отрасли. Приняты новые законы и документы, определяющие порядок и сроки реформирования электроэнергетики РФ [1-4]. Процесс реформирования проходит как в подразделениях РАО «ЕЭС России», так и в независимых АО-Энерго, потребителях и иных организациях, являющихся владельцами электрических сетей.

Федеральный оптовый рынок электроэнергии и мощности (ФОРЭМ) России постепенно преобразуется в конкурентный оптовый рынок электроэнергии. Требования к участникам *оптового рынка электроэнергии (ОРЭ)* намного жёстче тех, что выставляются обычным потребителям. Для выхода на оптовый рынок крупному потребителю, поставщику или другому субъекту необходимо установить современную *автоматизированную систему коммерческого учёта электроэнергии (АСКУЭ)* и организовать передачу информации о покупке или продаже электроэнергии [5, 6].

Большинство крупных промышленных предприятий и энергетических объектов, как правило, уже установили и эксплуатируют разнообразные системы коммерческого учёта энергоресурсов (электроэнергии). Однако новые рыночные отношения и быстро меняющиеся внешние условия подталкивают разработчиков к созданию всё новых систем коммерческого учёта. Обеспечить эффективную работу всей отрасли в таких условиях смогут современные коммерческие системы, позволяющие вести учёт по дифференцированным тарифам и производить мониторинг и анализировать потребление электроэнергии.

Понятие АСКУЭ является динамичным и меняющим свое содержание в зависимости от экономического и технического прогресса. Данное пособие посвящено актуальным вопросам разработки, внедрения и эксплуатации АСКУЭ (их технических и программных средств) на промышленных предприятиях, в энергосистемах и других субъектах оптового рынка электроэнергии.

1. ОСОБЕННОСТИ АВТОМАТИЗАЦИИ УЧЁТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РОССИИ

1.1. Особенности коммерческого учёта электроэнергии

Особенностью электроэнергии как товарной продукции является неразрывность во времени её производства и потребления, что во многом определяет монопольный характер рынка. Производство электроэнергии тесно связано с выработкой тепловой энергии, потреблением энергетических ресурсов (газ, нефть, уголь и др.), зависит от резервов гидроресурсов и состояния ядерной энергетики. В свою очередь, цены и тарифы на электроэнергию оказывают прямое воздействие на экономику как отдельных регионов, так и всей страны в целом.

В промышленности и энергосистемах сформировались системы *технического* и *коммерческого* учёта ресурсов [7]. *Технический учёт* предназначен для контроля расхода электроэнергии внутри энергообъекта для расчёта и анализа потерь электроэнергии в электрических сетях, а также для учёта расхода электроэнергии на производственные нужды. *Коммерческий учёт* предназначен для измерений и сбора информации о фактическом производстве и потреблении электроэнергии и служит основанием для финансовых взаиморасчётов между участниками рынка.

До сих пор на многих энергообъектах (особенно в коммунальной сфере) учёт и расход электроэнергии осуществлялся *приборным* или *расчетным* способом. Такие способы относятся к *неавтоматизированным*, требуют наличия многочисленного обслуживающего персонала и отличаются пониженной точностью отчетных данных, практически исключают возможность оперативного управления.

Автоматизированным называется учёт, при котором сбор, передача, обработка и воспроизведение измерительной информации от первичных источников осуществляется *автоматически*, а задание алгоритмов и программ выполнения этих операций, а также установок и других показателей, необходимых для их выполнения, производится обслуживающим оперативным персоналом [8, 9].

Учёт электроэнергии относится лишь к одной из технологических задач управления электроэнергией, автоматизированная СУЭ является подклассом *автоматизированной системы управления технологическим*

процессом (АСУ ТП). С одной стороны, система учёта может являться подсистемой более общей *автоматизированной системы управления потреблением (выработкой) электроэнергии (АСУ-Электро)*. К другим задачам такой системы относятся: контроль показателей качества электроэнергии, обеспечение надёжности электроснабжения, оперативное диспетчерское управление и т.п.

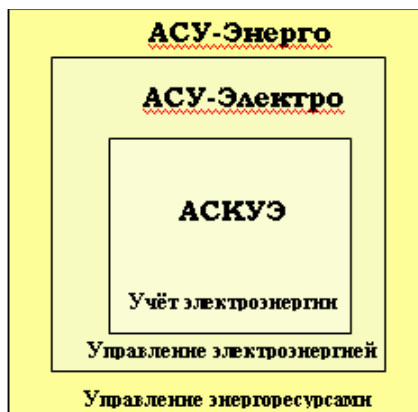


Рис. 1.1. Связь АСУ в отрасли

С другой стороны, система учёта электроэнергии энергообъекта может быть организована как часть комплексного учёта всех энергоресурсов (газ, мазут, тепловая и электрическая энергия и др.). Для этих целей применяют *автоматизированную систему (АС)* учёта энергетических ресурсов, а в общем случае – *АС контроля и управления энергоресурсами (АСУ-Энерго)* [10].

1.2. Состояние и вопросы развития систем учёта электроэнергии

Разработка систем автоматизации учёта энергоресурсов в нашей стране началась ещё в 1970-е гг. Для этих целей были созданы специализированные *информационно-измерительные системы (ИИС)* для учёта электроэнергии (г. Вильнюс, ВЗЭТ). Первая система **ИИСЭ1-48** состояла из счетчиков с датчиками импульсов, напрямую соединёнными с *центральным вычислительным устройством (ЦВУ)*. Система ИИСЭ1-48 была недостаточно надёжна и удобна в эксплуатации, вследствие чего сравнительно быстро была снята с производства и демонтирована.

Система *ИИСЭ-2* имела большую ёмкость каналов учёта, в её структуре появились перепрограммируемые ЦВУ, *устройства сбора данных* (УСД), которые вначале только группировали импульсы от группы счетчиков (до 16-64 шт.) и передавали их к ЦВУ в уплотненном виде по одной паре проводов, значительно уменьшая расход кабельной продукции. Системы *ИИСЭ-3* более надежны и строились как иерархически распределённые системы и могли использоваться для АСКУЭ крупных предприятий и энергосистем [11]. Однако все системы ИИСЭ были предназначены только для учёта электроэнергии, у которых вывод информации по отдельным потребителям и группам учёта очень часто приходилось анализировать вручную.

Первый период автоматизации учёта электроэнергии характеризовался низкими ценами на энергию, «жёсткой» тарифной сеткой, не предоставляющей скидок предприятиям, установившим ИИСЭ. Сами системы были недостаточно надёжны и требовали больших расходов при эксплуатации. В итоге это привело к снижению ввода новых систем и демонтажу уже установленных. Эти факторы привели к тому, что ни у производителей, ни у потребителей электроэнергии серьезной экономической заинтересованности в автоматизации учёта так и не появилось.

В 1990-х гг. были разработаны новые серии приборов для локальных сетей сбора и обработки информации. Концентраторы УСД получили собственную буферную память, информационное табло и собственные средства передачи информации на ЦВУ по различным каналам связи от разных датчиков, превратившись в *устройства сбора и передачи данных* (УСПД) (табл. 1.1).

Таблица 1.1

Основные поколения АСКУЭ

Поколение АСКУЭ (год появления на рынке)	Описание компонентов АСКУЭ	Архитектура АСКУЭ	Примеры реализации
1-е поколение АСКУЭ (1980 г.) ИИСЭ-системы	Электроиндукционные счётчики классов 2,0% и 1,0%, УФИ, счётчики импульсов	Двухуровневая арх-ра, ПЭВМ отсутствует	Системы типа ИИСЭ

Поколение АСКУЭ (год появления на рынке)	Описание компонентов АСКУЭ	Архитектура АСКУЭ	Примеры реализации
2-е поколение АСКУЭ (1990 г.) локальные системы	Электроиндукционные счётчики классов 2,0% и 1,0%, электронные счётчики 1-го поколения, устройства сбора данных, ПЭВМ, кабельные и телефонные линии связи (ЛС)	Двух- и трёх-уровневая. Архивы данных ведутся в ПЭВМ	1. ЦТ-5000 2. КТС «Энергия» 3. «ТОК-С». 4. «Энергомера» 5. «Мавр» 6. «Скат» и др.
3-е поколение АСКУЭ (1995 г.) локальные и региональные системы	Электронные счётчики 2-го поколения, микропроцессорные счётчики, контроль параметров электроэнергии, (УСПД), система единого времени, ПЭВМ, кабельные и телефонные и оптоволоконные линии связи	Двух- и трёх-уровневая. Архивы данных ведутся как в УСПД, так и в ПК. Локальная сеть ПЭВМ	1. «АльфаСмарт» 2. «DATAGIR» 3. «Энергия+» 4. «Изумруд» 5. «Марсел» 6. «Спрут» 7. «Политариф» 8. «ЭМОС-МЗЭП» и др
4-е поколение АСКУЭ (2000 г.) системы субъектов ОРЭ	Электронные и микропроцессорные счётчики, контроль параметров электроэнергии и функции СДТУ, контроллеры УСПД, ПЭВМ, проводные и беспроводные (GSM-) линии связи. Передача данных по силовым сетям	Двух- и трёх-уровневая. Технология «клиент-сервер». Глобальные сетевые технологии (TCP/IP)	1. «Континиум» 2. «Экотек» 3. «Янтарь» 4. «Альфа-ЦЕНТР»

С появлением в начале 90-х гг. на рынке коммерческих систем учёта персональных компьютеров (ПК) стало возможным значительную часть функций АСКУЭ снять с контроллеров (УСПД) и передать программному обеспечению ПК. Системы ИИСЭ постепенно сформировались в полноценную систему учёта электроэнергии (энергоресурсов), которые можно адаптировать к любому тарифу.

Подобные системы производились на двух предприятиях Пензы (системы «Энергия» и «ТОК-С»), нескольких предприятиях Москвы и Подмосковья («Телескоп») и предприятиях Санкт-Петербурга (системы «Мавр», «Спрут», «Нева-ОС»). Были разработаны автоматизированные системы в Екатеринбурге («Пчела»), Пятигорске («Поток»), Владимире («Сикон-01»), Мариуполе («Энергомера») и др. Многие крупные потребители и энергосистемы установили зарубежные авто-

материзированные системы, произведённые в Швейцарии и Германии, в Беларуси и на Украине.

Следует отметить, что применение в границах одной энергосистемы различных типов ИИС приводит к существенным осложнениям в управлении, так как каждый тип ИИС имеет свой оригинальный протокол обмена с центральной ПЭВМ. Поэтому многие АО-Энерго при расчётах со своими потребителями постепенно стали применять какую-нибудь одну ИИС (например, АСКУЭ «ТОК-С», КТС «Энергия»).

Появление микропроцессорных счётчиков, дальнейшее усложнение функций УСПД и применение новых интерфейсов и сетевых технологий также оказали влияние на архитектуру АСКУЭ (табл. 1.1).

1.3. Базовые понятия оптового рынка электроэнергии

Для организации торговли на *оптовом рынке электроэнергии* (ОРЭ), обеспечения расчетов за поставляемую электроэнергию и услуги, для разработки и контроля правил оптового рынка создано *некоммерческое партнёрство «Администратор торговой системы»* (НП «АТС») [6].

Оптовый рынок – это сфера купли-продажи электроэнергии (мощности), осуществляемой его субъектами в пределах *Единой энергетической системы* (ЕЭС) России. Создано несколько секторов оптового рынка электроэнергии – *свободный* (конкурентный) и *регулируемый* (управляемый), которые работают по довольно сложным взаимосвязанным алгоритмам. В свободном секторе ОРЭ сформированы *долгосрочный* рынок, рынок *«на сутки вперёд»* и *балансирующий* рынок. Организованы новые инфраструктурные организации, отвечающие за функционирование рынка электроэнергии, взаимоотношения его субъектов и, в том числе, за организацию коммерческого учёта (рис. 1.2).

Субъект оптового рынка – юридическое лицо, вырабатывающее, транспортирующее или потребляющее электроэнергию, являющееся продавцом или покупателем электроэнергии на оптовом рынке. Участники (*субъекты*) оптового рынка согласуют со своими смежными субъектами и инфраструктурой ОРЭ необходимую коммерческую информацию.

Системный оператор («СО-ЦДУ ЕЭС») обеспечивает оперативно-диспетчерские функции управления ЕЭС. *Оператор* «СО-ЦДУ ЕЭС» проводит сбор, хранение и передачу в *центр договоров и расчетов* (ЗАО «ЦДР

ФОРЭМ”) запросов технической информации, позволяющей провести оценку достоверности данных коммерческого учёта субъектов ОРЭ [9].

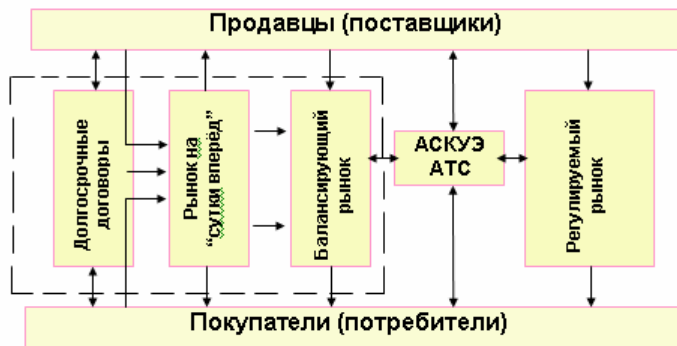


Рис. 1.2. Переходный период оптового рынка электроэнергии

Точка учёта – это физическая точка на элементе сети, в которой измеряется электрическая энергия, проходящая по данному элементу. Точка учёта совпадает с точкой подключения трансформатора тока соответствующего присоединения и счетчика. Сечение учёта – совокупность всех элементов сети, на которых находятся точки учёта, обеспечивающие полную наблюдаемость коммерческих потоков электроэнергии субъекта оптового рынка. Зона учёта – это множество точек учёта в сечении учёта, в которых производится измерение всего объема поставки (покупки) электроэнергии субъектом оптового рынка.

Администратор торговой системы (НП «АТС») определяет группы точек поставки, в отношении которых организуется учёт фактических значений электрической энергии; организует приём и обработку значений физических величин электрической энергии, используемых при проведении финансово-хозяйственных расчетов на оптовом рынке и др.

Производитель (поставщик) – субъект оптового рынка электроэнергии, в отношении которого в реестре субъектов оптового рынка электроэнергии зарегистрирована группа(ы) точек поставки генерации, генерирующая компания.

АТС рассчитывает величину суммарного *планового объёма генерации* электроэнергии на ОРЭ (для участников «*i*» регулируемого сектора в час операционных суток «*h*»):

$$VG_h^{\text{полн}} = \sum_i \sum_p VG_{i,p,h}^{\text{ТЧК полн}}, [\text{МВтч}],$$

где p – группы точек поставки генерации участника регулируемого сектора i , относящиеся к энергорайону.

В терминологии ФОРЭМ *потребитель (абонент)* электрической энергии – субъект оптового рынка, в отношении которого в реестре субъектов оптового рынка электроэнергии зарегистрирована группа(ы) точек поставки потребления. *Субабонент* – это юридическое или физическое лицо, имеющее границу балансовой (эксплуатационной) принадлежности электрических сетей с основным абонентом и получающее электроэнергию по отдельному договору.

Суммарный плановый *объём потребления электроэнергии* на ОРЭ рассчитывается АТС:

$$VC_h^{\text{полн}} = \sum_i \sum_p VC_{i,p,h}^{\text{ТЧК полн}}, [\text{МВтч}].$$

Плановый объём потребления электрической энергии в районе участника *регулируемого сектора* включает плановые объёмы потребления по группам точек поставки (отнесённых к энергорайону), а также плановые объёмы нагрузочных потерь.

Суммарный *плановый объём нагрузочных потерь* электроэнергии в линиях расчётной модели рассчитывается в соответствии с формулой (относительно узла расчётной модели n за расчётный период m)

$$VL_h^{\text{полн}} = \sum_{[nm]} VL_{[nm],h}, [\text{МВтч}].$$

Точка поставки электроэнергии – точка в электрической сети, утверждаемая для каждого субъекта оптового рынка *Системным оператором* (СО) и АТС и используемая для цели определения обязательств участника оптового рынка по договорам купли-продажи. *Сечение поставки* представляет собой совокупность всех элементов сети, на которых расположены точки поставки для субъекта оптового рынка. *Зона поставки* – множество точек поставки в сечении поставки, которая, как и точки поставки, обычно совпадает с границей балансовой принадлежности субъекта рынка.

1.4. Назначение и классификация АСКУЭ

Основной целью коммерческого учёта электроэнергии является получение достоверной информации о количестве производства, передачи, распределения, потребления и сбыта электрической энергии и мощности на оптовом рынке России.

Данные коммерческого учёта могут быть использованы также и для решения технических, технико-экономических и статистических задач как самого субъекта оптового рынка (уровень АСУ предприятия, АСУП), так и на всех уровнях иерархии производства/потребления электроэнергии в контуре *автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ)* [12].

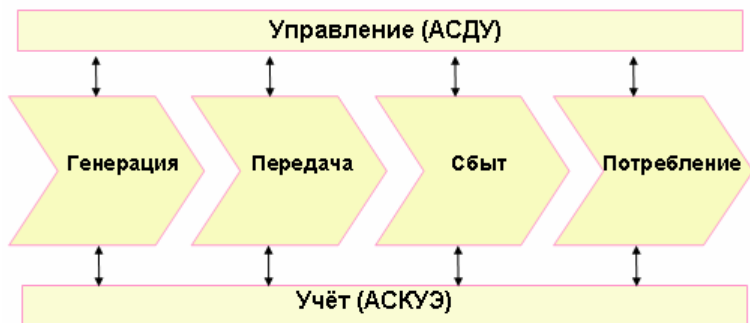


Рис. 1.3. Технологический процесс управления электроэнергией

Полнофункциональная АСКУЭ субъекта оптового рынка предназначена для организации коммерческого учёта на точках учёта, включенных в сечение поставки с оптового рынка электроэнергии.

Для достижения указанных целей АСКУЭ должна обеспечить:

- измерение 30-минутных приращений активной электроэнергии и интегрированной реактивной мощности;
- периодический и /или по запросу автоматический сбор измеренных данных о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учёта;
- хранение данных об измеренных величинах и служебной информации в специализированной базе данных;
- передачу коммерческой и контрольной информации в АТС;
- конфигурирование и настройка параметров АСКУЭ и др.

Системы коммерческого и технического учёта могут быть реализованы как *раздельные* системы или как единая (*смешанная*) система АСКУЭ. Коммерческий учёт консервативен, имеет устоявшуюся схему электроснабжения, для него характерно наличие небольшого количества точек учёта, по которым требуется установка приборов повышенной точности, а сами средства учёта должны выбираться из государственного реестра измерительных средств, поэтому лучше выбирать *раздельный* вариант учёта.

По принципу реализации и доступа к информации АСКУЭ строятся или как *централизованные*, или *децентрализованные*. Централизованная архитектура позволяет эффективно управлять работой всей системы с центрального пункта, избегая необходимости обхода счётчиков и мест установки концентраторов. Такая структура АСКУЭ гарантирует получение полной и точной информации по электропотреблению всех подразделений и объектов предприятия.

Децентрализованные АСКУЭ позволяют приблизить микропроцессорные средства управления к месту потребления электроэнергии территориально распределенного предприятия и благодаря этому решать на местах задачи их учёта и контроля. Функции управления и конфигурирования выполняются специальной программой портативного компьютера, соединенного с помощью интерфейса с любой доступной точкой электрической сети.

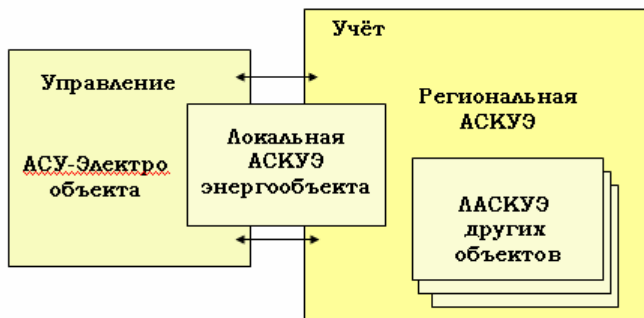


Рис. 1.4. Локальная и региональная АСКУЭ

По вариантам организации существующие АСКУЭ можно разделить на два типа: локальные (для отдельных предприятий) и региональные (многоуровневые). *Локальная АСКУЭ* может устанавливаться

на одном объекте ОРЭ. Для организации сбора и обработки данных от нескольких локальных систем создается *региональная АСКУЭ*, представляющая собой многоуровневую систему. Верхние уровни этой системы образованы узлами, соединенными между собой линиями связи, содержащими соответствующую каналобразующую аппаратуру. К нижнему уровню региональной системы относятся локальные АСКУЭ, от которых поступает информация о потреблении электрической энергии (системы «АльфаЦЕНТР», «Энергия-модем», «ТОК-С» и др.).

Вопросы для самопроверки

1. В чём особенность технологического процесса управления электроэнергией? Какие виды АСУ применяют в электроэнергетике?
2. Коммерческий и технический учёт электроэнергии – сравните между собой. Чем отличаются системы их автоматизации?
3. Опишите основные этапы автоматизации учёта электроэнергии в России. В чем заключались недостатки первых систем ИИСЭ?
4. Перечислите основные функции и задачи современной АСКУЭ.
5. Какие виды и архитектуры АСКУЭ применяют?
6. Дайте определения базовым понятиям рынка электроэнергии.

2. ПРИНЦИПЫ ОРГАНИЗАЦИИ И СТРУКТУРА АСКУЭ

2.1. Общая структура АСКУЭ

Общая структура АСКУЭ (рис. 2.1) представляет собой взаимосвязанный набор обеспечивающих подсистем: информационное, математическое, программное, техническое, метрологическое и нормативное обеспечения.

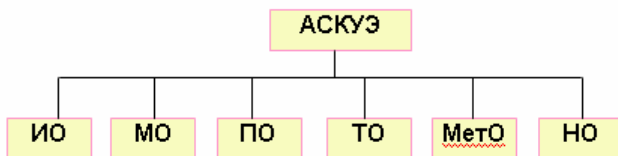


Рис. 2.1. Общая структура АСКУЭ

Информационное обеспечение (ИО) представляет собой набор отраслевых классификаторов и кодировщиков, а также совокупность форматов электронных документов, методов защиты и шифрования информации. ИО объединяет данные, представленные в виде документов на различных носителях (в том числе, электронных), содержащие сведения нормативного и справочного характера об организации коммерческого учёта и др.

При финансовых расчётах на оптовом рынке электроэнергии используют следующие понятия:

– *Коммерческая информация* – информация по учёту электроэнергии, используемая АТС в финансовых расчетах за электроэнергию на оптовом рынке и отвечающая требованиям нормативных документов.

– *Служебная информация* – данные, необходимые для контроля исправности технических средств учёта (результаты диагностики аппаратуры) и информация о внешних событиях, влияющих на данные коммерческого учёта («журналы событий» счетчиков и программно-технических средств).

– *Техническая информация* – данные со счетчиков технического учёта, которые могут использоваться в АСКУЭ субъекта оптового рынка в целях сведения балансов по шинам и сетевым элементам; телеизмерений мощности, телесигнализации положений коммутационной ап-

паратуры, которые могут использоваться в АСКУЭ субъекта оптового рынка для контроля достоверности учёта электроэнергии.

– *Контрольная информация* – совокупность технической и служебной информации.

Математическое обеспечение (МО) АСКУЭ объединяет математические модели энергообъектов, расчётной энергосистемы и рыночных механизмов, методы и алгоритмы приведения результатов измерений к значениям количества переданной (полученной) электроэнергии в точке (сечении) поставки.

Программное обеспечение (ПО) АСКУЭ объединяет программные средства, обеспечивающие функционирование всей системы в целом и её элементов и программную документацию к ним.

Метрологическое обеспечение АСКУЭ – совокупность инструментальных средств поверки ИИС и её элементов, а также действующих нормативных документов, обеспечивающих метрологические характеристики средств и каналов учёта в соответствии с требованиями ГОСТа РФ (ГОСТов РФ).

Нормативное обеспечение АСКУЭ включает законы РФ, ГОСТы, положения, инструкции, приказы и другие отраслевые документы, регламентирующие порядок формирования и принципы работы рынка электроэнергии, взаимоотношения между субъектами рынка.

Техническое обеспечение (ТО) АСКУЭ представляет собой совокупность взаимосвязанных и взаимодействующих технических средств и делится на группы средств разных уровней обработки данных (измерение – обработка – передача – хранение – анализ – выдача результатов).

2.2. Состав технического обеспечения АСКУЭ

В состав ТО системы учёта субъекта ФОРЭМ входят: один или несколько измерительно-информационных комплексов точек учёта (*ИИК ТУ*), информационно-вычислительный комплекс (*ИВК*), систему единого времени (*СЕВ*) и может включать один или несколько информационно-вычислительных комплексов электроустановок (*ИВКЭ*).

Обобщенная структура АСКУЭ представляет собой три уровня:

1-й нижний уровень включает в себя ИИК ТУ (проведение измерений со счётчиков и датчиков);

2-й средний уровень включает в себя ИВКЭ (консолидация информации с помощью УСПД по электроустановке либо группе электроустановок);

3-й верхний уровень включает в себя ИВК (персональный компьютер для хранения и выдачи отчётной информации).

Система единого времени (СЕВ) выполняет законченную функцию измерений времени и имеет нормированные метрологические характеристики, она должна обеспечивать синхронизацию времени в АСКУЭ. Для обеспечения единства измерений на оптовом рынке электроэнергии должно быть использовано единое астрономическое время (московское время). Эта система формируется на всех уровнях иерархии АСКУЭ.

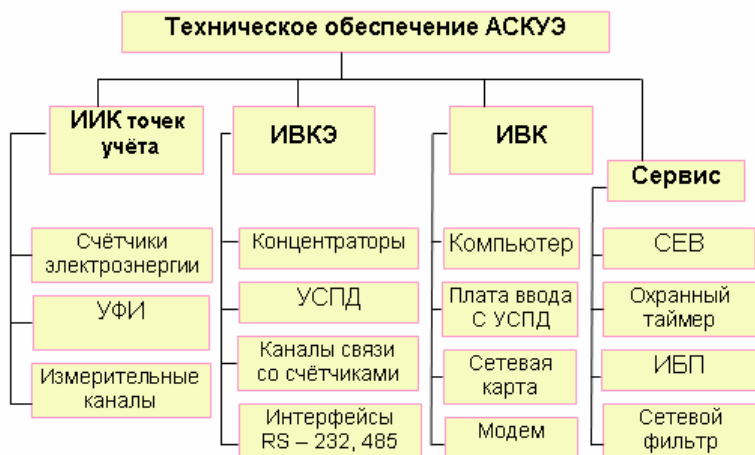


Рис. 2.2. Состав технического обеспечения АСКУЭ

В состав *информационно-вычислительного комплекса (ИВК)* входят:

- технические средства организации каналов передачи данных (поддержка интерфейсов *RS-232, 485* и др.);
- специализированный контроллер для обеспечения информационного взаимодействия между ИВК и устройствами среднего уровня (в случае отсутствия этого уровня – между ИВК и нижним уровнем);
- компьютер в серверном исполнении для обеспечения функции центра сбора и хранения коммерческой информации;
- технические средства для организации локальной вычислительной сети (LAN-карта или порт) и разграничения прав доступа к информации.

В состав ИВКЭ входят:

- технические средства организации каналов передачи данных;
- специализированный контроллер (УСПД Е443m2, «Энергия-микро» и др.) для обеспечения интерфейса доступа к устройствам нижнего уровня.

Устройство сбора и передачи данных (УСПД) – это многофункциональное устройство, работающее в автоматическом режиме в составе АСКУЭ субъекта оптового рынка, осуществляющее прием, обработку, хранение, отображение информации (на местном табло) от счетчиков электроэнергии и обеспечивающее передачу данных (по различным каналам связи) на вышестоящие уровни сбора и обработки информации.

2.3. Состав и структура измерительно-информационного комплекса

Измерительно-информационный комплекс (ИИК) точки учёта – это конструктивно объединенная (территориально локализованная) совокупность функционально объединенных технологических и программно-технических средств учёта электроэнергии по данной точке учёта, а также интерфейс доступа к информации по данной точке. В этом комплексе формируются и последовательно преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых физических величинах учёта. В основу ИИК системы коммерческого учёта входят измерительные *трансформаторы тока* (ТТ), измерительные *трансформаторы напряжения* (ТН), их вторичные цепи, счётчики электрической энергии и их интерфейсы.

Для АСКУЭ, использующих статические счетчики электрической энергии на базе микропроцессоров с цифровым выходом, измерительные каналы заканчивается на информационном выходе электросчетчика. При использовании индукционных электросчетчиков с телеметрическими приставками (устройствами формирования импульсов) или статических электросчетчиков с импульсным выходом в измерительные каналы входят телеметрические линии связи с устройствами сбора и обработки данных (УСПД).

При новом строительстве, реконструкции или техническом перевооружении энергообъектов с присоединениями, входящими в сечение поставки (учёта) для измерительных каналов, рекомендуется:

- устанавливать трансформаторы тока в трёх фазах (кроме сетей с изолированной нейтралью);
- исключать из измерительных токовых цепей устройства *релейной защиты и автоматики* (РЗА);
- применять специальные трансформаторы тока класса точности 0.2S, 0.5S,
- производить подключение электросчетчиков к измерительным трансформаторам напряжения отдельным кабелем и др.

Средства измерений должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений РФ и иметь действующие свидетельства о поверке. На каждый измерительный комплекс коммерческого учёта субъекта оптового рынка следует иметь паспорт-протокол (по форме РД34 09 101-94), который должен переоформляться при всех производимых изменениях в измерительных каналах и при проведении плановых работ по периодической поверке средств измерений.

2.4. Организация коммерческого учёта на оптовом рынке

Коммерческий учёт для определения *движения товарной продукции* должен быть автоматизированным и охватывать весь объем потребления, передачи и отпуска в натуральном выражении. Информация *неавтоматизированного* коммерческого учёта должна заноситься в базу данных АСКУЭ вручную, с периодичностью, определяемой расчетным периодом и договором с АТС.

С целью ускорения работ по автоматизации коммерческого учёта электроэнергии РАО «ЕЭС России» разработало концепцию создания АСКУЭ субъектов ФОРЭМ [5]. В соответствии с этой концепцией и регламентом *переходного периода* оптового рынка [9] иерархия АСКУЭ должна включать в себя несколько уровней:

- Производители электроэнергии – АО-Энерго, генерирующие компании, Росэнергоатом, независимые производители.
- Покупатели – квалифицированные потребители, гарантирующие поставщики и сбытовые компании.
- Технологические компании – *системный оператор* (СО), *федеральная сетевая компания* (ФСК) и другие сетевые компании.
- Инфраструктурные организации – НП «АТС», *оператор коммерческого учёта* (ОКУ), *небанковская кредитная организация* (НКО), *центр коммерческих расчётов* (ЦКР).

В результате реформы электроэнергетики РФ (*концепция «5 + 5»*) должно произойти разделение конкурентных и естественно-монопольных видов деятельности. Генерация и сбыт отделяются (по возможности) от эксплуатации сетей, оперативно-диспетчерского управления и деятельности по организации рынка. Сетевые компании, диспетчерские службы и АТС становятся инфраструктурой оптового рынка, независимой от его участников [6].

На каждом уровне иерархии решаются свои технологические и коммерческие задачи, происходит обмен измерительной информацией с выше- и нижестоящими уровнями системы, создается база данных, в которой производится хранение и обработка собранной информации. Создание АСКУЭ субъектов оптового рынка осуществляется на основании специально разрабатываемых индивидуальных (нетиповых) проектов.

Архитектура *АСКУЭ генерирующей компании* должна строиться в соответствии с существующей структурой *оперативно-диспетчерского управления* (ОДУ). Особенностью такой региональной АСКУЭ является наличие удаленных контролируемых энергообъектов (от десятков до нескольких сотен километров), а также разнообразие схем сетей на границах со смежными субъектами оптового рынка [13].

АСКУЭ потребителей (субъектов ОРЭ) должна строиться по принципу автоматизированной (в идеале – автоматической) системы. Вся информация от коммерческих счетчиков (включая субабонентов) должна собираться и обрабатываться на среднем уровне ИВКЭ с помощью УСПД.

Для создания *локальных АСКУЭ* можно воспользоваться системами как отечественного, так и зарубежного производства. При выборе разработчика (системного интегратора) такой системы следует обратить внимание на *открытость* и возможность *модернизации* АСКУЭ. Необходимо наличие описаний протоколов обмена данными с УСПД и счётчиками, подробное описание принципов функционирования аппаратных и программных компонентов АСКУЭ. В противном случае могут возникнуть проблемы с интеграцией локальной АСКУЭ в региональную.

Схема расстановки технических средств коммерческого учёта определяется проектом АСКУЭ и находит отражения в договорах. АСКУЭ субъектов рынка должны создаваться таким образом, чтобы сечение поставки и сечение учёта для них совпадали, а на каждую зону поставки

приходилось две зоны учёта по обе стороны от зоны поставки. Данное требование необходимо реализовать в целях резервирования средств коммерческого учёта, контроля достоверности информации и возможности расчетного определения потерь электроэнергии (мощности) в элементах сети.

Вопросы для самопроверки

1. Общая структура АСКУЭ. Какие подсистемы в неё входят? Перечислите все обеспечивающие части и их назначение.
2. Для чего необходимо информационное обеспечение? Какие виды информации используются в системах коммерческого учёта ОРЭ?
3. Какие аппаратные средства входят в комплексы ИИК ТУ? Какие типы счетчиков применяются в АСКУЭ?
4. Как организован оптовый рынок электроэнергии России? Какие организации относятся к субъектам ОРЭ?
5. Опишите архитектуру локальной и региональной АСКУЭ.

3. ПРИМЕРЫ РЕАЛИЗАЦИИ СИСТЕМ УЧЁТА

3.1. Система «ТОК-С» и её составляющие

АСКУЭ «ТОК-С» (разработка ООО «СКБ Амрита», г. Пенза) предназначена для построения распределённых систем учёта электроэнергии (как локальных, так и региональных).

В структуру комплекса технических средств «ТОК-С» входят:

- на уровне ИВК – компьютер(ы), позволяющие получать отчеты по средней потребляемой мощности по клиенту и по всей системе;
- на уровне ИВКЭ – *устройства сбора (УС)* информации от счётчиков и передачи ее на верхние уровни управления (концентраторы типа **УС16**) и устройства сбора и передачи данных (УСПД «ТОК-С» и др.);
- на уровне ИИК – индукционные и цифровые счетчики электроэнергии («Альфа+», «ЕвроАльфа», ПСЧ-4, СЭТ-4, ЦЭ6823, ЦЭ 6850 и др.);
- встроенные модули связи для организации связи с центральным пунктом (ЦП) в системе учёта электроэнергии и другими модулями);
- специализированное *устройство управления нагрузкой (УУН)* и др.

Система сбора и передачи информации в «ТОК-С» имеет иерархическую структуру, в основном совпадающую со структурой передачи информации в СДТУ с использованием коммутируемых и выделенных каналов связи.

Периодичность обновления информации определяется УСПД «ТОК-С»:

- оперативная – 3-х минутная, 30-ти минутная о средних значениях мощности (электроэнергии) за соответствующий период;
- календарная – суточная, а также нарастающим итогом – недельная и месячная информация о выработке/потреблении.

В соответствии с эталонной моделью **OSI/ISO**, при выполнении обмена данными с УСПД и УУН в «ТОК-С» поддерживаются следующие уровни протокола обмена данными: физический; канальный; транспортный; представления и прикладной. Эти уровни протокола обмена реализованы в виде набора программ-драйверов и документации по их применению. На канальном уровне для следующих типов УСПД приведены поддерживаемые АСКУЭ протоколы интерфейсов *RS-232C*, *ИРПС*, *С1-ТГ*, коммутируемый телефонный канал *ЕАСС*.

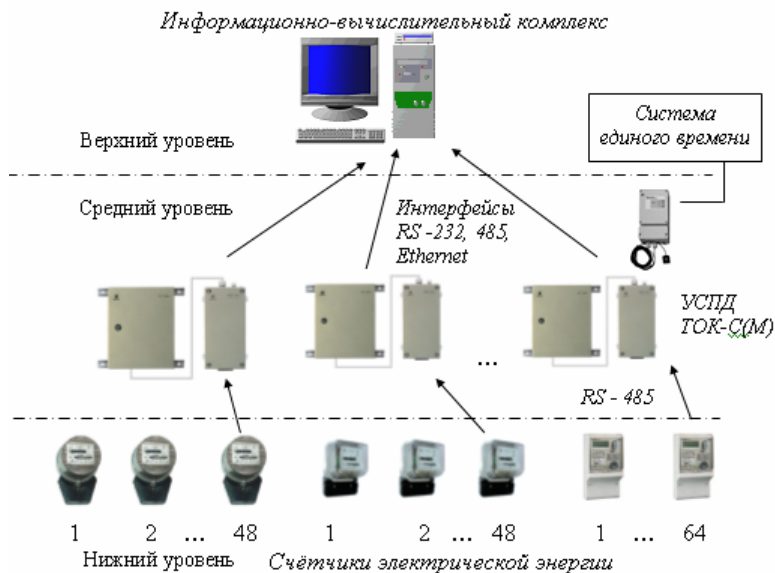


Рис. 3.1. Структурная схема локальной АСКУЭ «ТОК-С»

Система «ТОК-С» и её комплектующие продолжают совершенствоваться и являются базовыми для технического обеспечения АСКУЭ ряда АО-Энерго. В частности, эта система установлена на многих предприятиях и энергообъектах г. Тольятти и выбрана в качестве региональной АСКУЭ в Средневолжском регионе. Разработана версия УСПД «ТОК-С» со встроенным радиомодемом стандарта GSM (900/1800 МГц). Последние модели УСПД «ТОК-С(М)» обеспечивают передачу данных через спутниковые каналы телефонной системы Globalstar™ с использованием аппаратуры спутниковой связи Qualcomm™.

3.2. Комплекс технических средств «Энергия+»

Для задач автоматизации учёта энергоресурсов ООО «НТП Энергоконтроль» (Пензенская обл.) выпускает серию комплексов технических средств (КТС) «Энергия+». Система, построенная на базе КТС «Энергия+», может применяться на промышленных предприятиях, на электростанциях, подстанциях при организации учёта выработки и перетоков энергии, а также на предприятиях Энергосбыта.

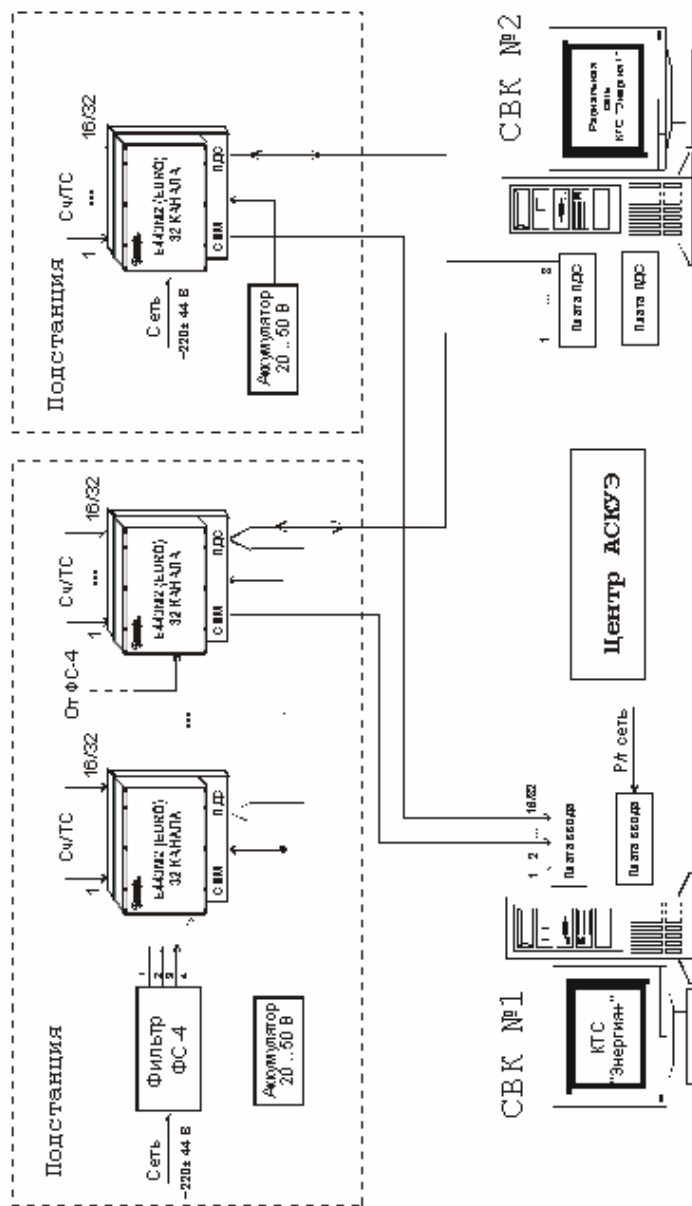


Рис. 3.2. Высоконадежная АСКУЭ, построенная на базе КТС «Энергия+»

В состав системы учёта электроэнергии «Энергия+» входят:

- уровень ИВК – компьютер с установленными в системный блок платами ввода и/или полудуплексной связи;
- уровень ИВКЭ – технические средства для организации выделенных и коммутируемых каналов связи с электросчётчиками (УСПД E441M, E443M1, E443M2, E443M2 (EURO), E443M2 (EURO)-16У и преобразователи);
- уровень ИИС – счётчики-датчики, устройства формирования импульсов (УФИ), устройство уплотнения каналов (для сокращения расхода кабельной продукции);
- система единого времени – для приёма меток от GPS и выдачи сигналов точного астрономического времени;
- устройство сервисное (охранный таймер) – для защиты коммерческой информации и другие модули.

Пример построения высоконадежной АСКУЭ на базе КТС «Энергия+» с использованием устройств E443M2 (EURO), которые обеспечивают дополнительные функции (прием и обработку сигналов от датчиков *телесигнализации* (ТС)), показан на рис. 3.2.

Работа КТС «Энергия+» по данной схеме обеспечивает:

- прием импульсов от электросчетчиков, коммерческий учёт электроэнергии;
- привязку к системе точного астрономического времени (СЕВ);
- защиту от сетевых помех, перенапряжений и грозозащиту на подстанциях (ФС-4 - фильтр сетевой, оснащенный грозозащитой);
- функционирование при пропадании сетевого питания на подстанциях, сохранение накопленной информации в УСД.

АСКУЭ, построенная на базе «Энергия+», предоставляет учёт электроэнергии:

- по двухставочному тарифу, с регистрацией превышения установленного лимита мощности;
- по тарифу, дифференцированному по зонам суток с особыми тарифами в выходные и праздничные дни;
- при работе в режиме временного ограничения мощности и др.

Для работы АСКУЭ на базе КТС «Энергия+» **не требуется прокладки специальных линий связи**, как, например, для интерфейса *RS-485*. Линии связи в КТС «Энергия+» работают по любым типам кабелей на расстояние до 30 километров.

Преобразователь «Энергия-микро» принимает информацию от 16 электронных или индукционных счетчиков, осуществляет алгебраическое сложение поступившей информации для обработки групп учёта. На базе этого УСПД разработан комплекс «**Энергия-микро**» (имеющий двухуровневую структуру) для автоматизации учёта электроэнергии небольшого энергообъекта.

Для организации *региональной АСКУЭ* для учёта и контроля перетоков электроэнергии между субъектами ОРЭ используется комплекс «**Энергия-модем**», который может контролировать перетоки электроэнергии на расстоянии в сотни километров. Автоматизированная система на базе КТС «Энергия-модем» позволяет вести коммерческие расчеты на предприятиях с любой схемой энергоснабжения по 1280 каналам учёта, объединять каналный учёт в 128 групп, вычисление по группам и каналам более 50 параметров. Связь в региональной АСКУЭ организуется:

- по выделенным двухпроводным симплексным линиям;
- по выделенным двухпроводным полудуплексным линиям;
- по телефонным линиям с использованием модемов;
- по радиоканалам, с применением средств связи КТС "КОРАТ" и др.

Так как изначально КТС «Энергия» проектировался для учёта и контроля электрической и тепловой энергии, расходов жидких и газообразных энергоносителей, то **на этой единой платформе** можно создавать автоматизированную систему коммерческого учёта как электроэнергии (АСКУЭ), так и других энергоносителей – пара, газа, тепловой энергии воды и пр. (АСКУЭн).

Важной особенностью комплекса «Энергия+» и его модификаций является высокая надежность технических средств, подтвержденная промышленной эксплуатацией на многих предприятиях (свыше 800) отраслей промышленности РФ и стран СНГ.

3.3. АСКУЭ «АльфаЦЕНТР»

Системы «**АльфаЦЕНТР**» («Метроника», фирма АВВ) используются для коммерческого и технического учёта электроэнергии на электростанциях, подстанциях, промышленных предприятиях; в жилищно-коммунальном хозяйстве и организациях, поставляющих и потребляющих электрическую энергию.

Система может применять микропроцессорные счетчики электроэнергии серии «Альфа» (АльфаПлюс, ЕвроАльфа, Альфа А1000). Счётчики серии «Альфа» производятся на совместном предприятии «*ABB ВЭИ Метроника*» и могут объединяться или через мультиплексоры-расширители **МПП-16**, или через интерфейсы в различных комбинациях: *RS-232*, *RS-485*, *RS-422*, ИРПС (токовая петля). Система в параллельном режиме (одновременно) производит полностью автоматические функции: сбор данных со счетчиков и контроллеров через выделенные и коммутируемые каналы связи; самодиагностику и диагностику компонентов нижнего уровня; проведение расчетов; анализ полноты данных и проведение дорасчетов и досбора недостающих данных.

Контроллеры УСПД (серии **RTU-300**) могут быть связаны в сеть на основе интерфейса *RS-485*. УСПД обеспечивают сбор данных со счетчиков с цифровым или импульсным (телеметрическим) выходом. Любой информационный обмен со счетчиками серии АЛЬФА подразумевает установление сессии со счетчиком и сам обмен. Передача данных может быть осуществлена как непосредственно с УСПД или счетчиков, так и другими способами (например, по линиям связи с использованием модемов, радиомодемов, по вычислительным сетям с использованием протоколов TCP/IP и др.).

Для обеспечения высокой степени работоспособности комплекс осуществляет встроенный контроль работоспособности и фиксирует все случаи неисправности в собственном журнале событий. Для защиты измерительных данных и параметров комплекса от несанкционированных изменений предусмотрена многоуровневая система защиты.

ТО «АльфаЦЕНТР» поставляется в 4-х вариантах. В *первом варианте* счётчики объединены по интерфейсу «токовая петля» на мультиплексор (типа **МПП-16**) или на общую шину по интерфейсу *RS-485*. Между счетчиками и центром сбора нет связи. Опрос производится с помощью программы, размещенной на переносном компьютере, которая формирует файл результатов опроса. На сервере сбора данных необходимы программные модули, формирующие файл-задание на опрос и загружающие информацию в основную *базу данных* (БД). Синхронизация времени счетчиков происходит в процессе опроса со временем переносного компьютера. Синхронизация времени компьютера производится со временем сервера БД в момент приема файлов заданий на опрос счетчиков.

При втором варианте (*сбор и обработка данных со счетчиков по прямым линиям*) связь с объектом отсутствует. На локальной ПЭВМ происходит сбор данных с заданным периодом. На ней же происходит их обработка. В зависимости от количества пользователей, количества счетчиков и интервалов их профиля, квалификации пользователей, сложности обработки локальная БД может функционировать либо под *MS Access*, либо под СУБД *ORACLE*.

В третьем варианте (*с ЛВС и АРМ пользователей*) есть каналы связи до объектов, на которых размещены счетчики (рис. 3.3). Основная конфигурация программного комплекса «АльфаЦЕНТР» позволяет организовать параллельный сбор данных по 4, 8, 16, 32 каналам связи. При 16, 32 каналах необходимо вынести коммуникационный сервер на отдельную ЭВМ.

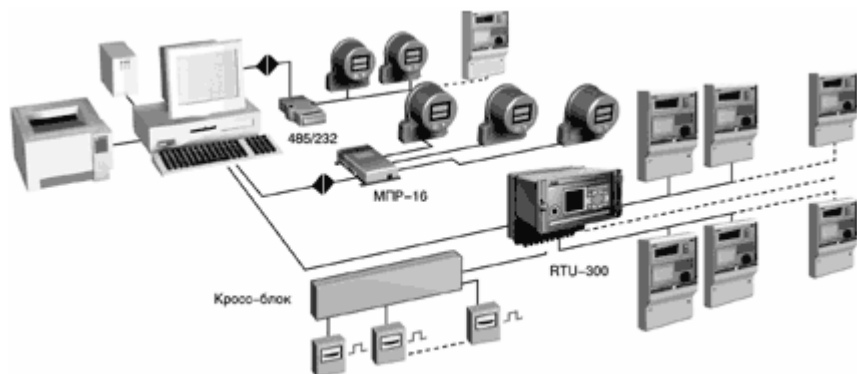


Рис. 3.3. Вариант АСКУЭ «АльфаЦЕНТР» с локальной сетью

Каналы связи могут быть выделенными, коммутируемыми, прямым соединением. Параметры каждого канала настраиваются индивидуально, в зависимости от типа линии и ее характеристик. В системе может параллельно работать несколько коммуникационных серверов. Описание всех параметров системы сбора данных, все электрические и расчетные схемы объектов, а также все первичные и расчетные данные хранятся только на сервере БД и приложений.

Многопользовательская версия (*четвёртый вариант*) «АльфаЦЕНТР» позволяет организовать доступ к информации с нескольких десятков рабочих мест и объединить несколько центров сбора и обработки данных в единое информационное пространство. Основная

часть счетчиков постоянно связана с центрами сбора данных *первого уровня* прямыми каналами связи и опрашивается в соответствии с заданным расписанием опроса, как в третьем способе организации АСКУЭ. Первичная информация со счетчиков записывается в БД центров сбора данных первого уровня, на них же происходит обработка данных. В центрах сбора данных *второго уровня* осуществляется дополнительное агрегирование и структурирование информации, запись ее в БД центров сбора данных второго уровня.

Центры сбора данных, как правило, выполняют только функции сбора и обработки данных, АРМы пользователей подключаются к ним по локальной сети. На базе счётчиков «Альфа» разработано несколько линеек АСКУЭ: для автоматизации учёта энергоресурсов – «Альфа-МЕТ» и «АльфаСМАРТ».

С 2000 г. система «АльфаЦЕНТР» внедрена и эксплуатируется на Октябрьской железной дороге (2000 счетчиков). «АльфаЦЕНТР» полностью обеспечивает учёт электроэнергии энергосистемы Армении (9000 счётчиков). Разработаны АСКУЭ ЮжМЭС России, Тюменьтрансгаз и др. В процессе запуска в опытную эксплуатацию находится также еще несколько проектов.

3.4. АСКУЭ «ДАТАГИР С2000»

Система «*ДАТАГИР С2000*» (разработчик – компания «Лэндис и Гир», сейчас – «Сименс») представляет собой комплекс средств для дистанционного энергоучёта, управления нагрузкой и тарифами. Техническое обеспечение «*ДАТАГИР С2000*» представляет собой сложный комплекс различных устройств, синхронно взаимодействующих друг с другом под управлением центрального сервера:

- уровень ИВК – центральная и региональные станции ЭВМ;
- уровень ИВКЭ – транскодеры *FAG* и *FBC*, удаленные терминалы, связанные через каналы связи с ЦС;
- уровень ИИК – счетчики, передающие информацию в транскодер;
- система единого времени (радиочасы) и сервисные устройства.

Система «*ДАТАГИР С2000*» собирает данные с приборов учёта, передает их по каналам связи в *центральную станцию* (ЦС) и сохраняет в реляционной базе данных, а также обрабатывает данные и выдает результат. В сложных иерархических системах с многоуровневым учётом

(региональной АСКУЭ) используются несколько компьютеров, один из которых выбирается главным – центральным сервером системы.

Система выдает также пользователю информацию о своем состоянии и команды на удаленные терминалы. Открытость системы позволяет все собранные и обработанные данные передавать по вычислительной сети другим пользователям (например, в бухгалтерию, в информационную сеть АСДУ и т.д.).

Данные на объектах собираются с помощью удаленных терминалов системы – транскодеров, которые осуществляют также первичную обработку информации и передачу её по каналам связи в ЦС. *Транскодеры FAG и FBC* – универсальные приборы, служащие для сбора, обработки, хранения и передачи данных с первичных приборов учёта – счетчиков. Транскодеры позволяют иметь от 16 до 144 каналов учёта в зависимости от набора входных модулей. Транскодер FAG собран на одном шасси и состоит из различных съемных модулей, соединенных между собой шиной данных. Набор используемых модулей определяется конкретными условиями применения системы.

Одна из крупнейших систем «ДАТАГИР С2000» развернута в АО «Мосэнерго». Реализация первой очереди, включающей сбор данных с 43 подстанций и 5 электростанций, позволяет иметь коммерческий учёт по всем межсистемным связям энергосистемы и выдачи мощности с электростанций АО «Мосэнерго» на ФОРЭМ.

3.5. Система «ЭКОТЕК» (GSM-АСКУЭ)

Система «ЭКОТЕК» относится к последнему поколению АСКУЭ и может обеспечивать контроль режимов работы энергетического оборудования, параметров энергоснабжения, коммерческий и технический учет электрической энергии. Эта система является совместной разработкой «Инкотекс» и «ТЭСС-Электроникс» (<http://www.telemetry.spb.ru/>), она использует передачу данных по *GSM-сети*.

Базовым блоком системы «ЭКОТЕК» является активный счетчик-коммуникатор «Меркурий», разработанный на базе трехфазного электросчетчика «Меркурий 230» производства «Инкотекс» (г. Москва). Счетчик-коммуникатор способен опрашивать ведомые счетчики и передавать данные по каналу *GSM-GPRS* через сеть Интернет на диспетчерский сервер. Система «ЭКОТЕК» (GSM-АСКУЭ) строится на

взаимосвязи счетчика-коммуникатора (со встроенным GSM-модемом) с подчиненными ему счетчиками и с диспетчерским сервером, принимающим информацию от этих узлов.

Счетчик–коммуникатор «Меркурий» учитывает:

- накопленную энергию по 4 тарифам, в двух направлениях;
- активную, реактивную и полную мощность по каждой фазе и сумме фаз;
- напряжение и ток по каждой фазе, частоту сети;
- коэффициент мощности по каждой фазе и сумме фаз;
- усредненные значения мощности за получасовые периоды с сохранением в архиве в течение 170 дней.

Счетчик-коммуникатор инициативно передает данные по каналу *GPRS (SMS)* на сервер приема данных администратора коммерческого учета, на IP-адрес или номер телефона, установленные служебным ПО «*Конфигуратор коммуникатора*». Коммуникатор автоматически определяет наличие на *CAN-интерфейсе* других счетчиков, определяет их сетевые адреса, синхронизирует системное время и опрашивает эти счетчики для передачи информации на сервер в установленные периоды времени. В случае отказа *GPRS*-канала счетчик-коммуникатор переключается в режим передачи данных *SMS-сообщениями*. Основным рабочим каналом является *GPRS*, каналы *SMS* и *DATA* являются резервными.

Система «ЭКОТЕК» способна контролировать параметры энергоснабжения с дискретностью от 5 секунд. Количество контролируемых узлов учета одним сервером – 260000, ограничивается пропускной способностью канала связи.

Моноблочное исполнение аппаратной части системы (счетчика-коммуникатора) обеспечивает максимальную защиту от несанкционированного вмешательства в узлы системы. Система «ЭКОТЕК» разработана с учетом достижений современной технологии и максимально адаптирована для ее массового применения.

Диспетчерская программа имеет архитектуру по технологии *SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition)*, в состав которого входит *OPC-Server* (драйвер *PCDA 2.0*), отвечающий за получение данных от счетчиков при каждом способе передачи данных

Данные от счетчиков транслируются на диспетчерский сервер следующими способами (рис. 3.4):

- Через выделенный Интернет-канал на IP-адрес по протоколу TCP/IP.
- Через GPRS терминал на статический IP-адрес GPRS-модема.
- По сети SMS на GSM (GPRS) – модем сервера.
- По модемному каналу (DATA), по запросу диспетчера через GSM (GPRS) или телефонный модем.
- По CAN-интерфейсу локальной сети через преобразователь CAN-RS232 на локальный компьютер.

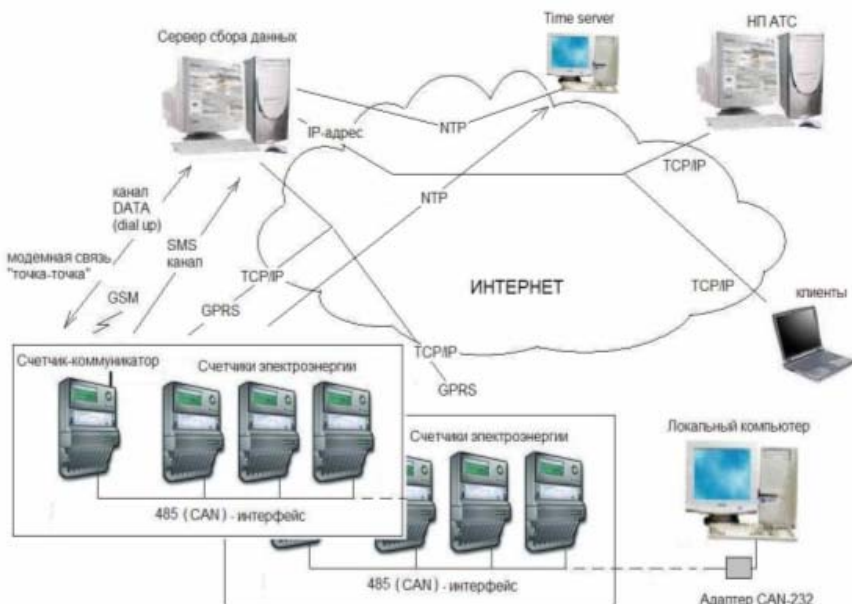


Рис. 3.4. Модель информационных процессов системы «ЭКОТЕК»

Дополнительно ведутся разработки счетчика-коммуникатора с терминалом спутниковой связи для применения в регионах с отсутствием доступа к услугам сотовой связи, а также началась подготовка к использованию систем связи 3G. На нескольких предприятиях г. Тольятти и Самарского региона проводится опытная эксплуатация системы «ЭКОТЕК». Различные модификации системы «GSM-АСКУЭ» могут найти применение на промышленных предприятиях, электростанциях, а также в других сетевых организациях отраслей электроэнергетики.

Более детальные сведения о приборах и техническом обеспечении АСКУЭ приводятся в справочной информации фирм-разработчиков,

каталогах и в Интернет-ресурсах (прил. 1). Выбор систем ИИК и общей структуры АСКУЭ должны рассматриваться с учётом конкретных условий на энергообъекте совместно с заказчиком (можно с помощью системного интегратора). При этом должны учитываться технологические особенности предприятия и общая схема СЭС региона.

Вопросы для самопроверки

1. Какие технические средства входят в состав конкретных АСКУЭ? Сравните между собой технические характеристики систем.
2. Что входит в состав верхнего уровня ТО систем коммерческого учёта? Приведите примеры.
3. Для чего необходим средний уровень (ИВКЭ) систем учёта? Опишите назначение УСПД. Сравните их характеристики.
4. Какие сетевые интерфейсы и средства связи используются в конкретных АСКУЭ? Приведите их преимущества и недостатки.
5. Какие новые технологии применяют в автоматизированных системах учёта последнего поколения?
6. Перечислите основные параметры электроэнергии, которые необходимо «снимать» системам учёта субъектов ОРЭ.

4. ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ АСКУЭ

4.1. Требования к программному обеспечению АСКУЭ

Общесистемное ПО представлено совокупностью операционной системы (ОС) и её компонентов, оно предназначено для планирования и управления вычислительным процессом, распределения имеющихся ресурсов компьютера. Система управления базой данных (СУБД) – совокупность программных средств, обеспечивающих запись данных, их выборку по запросам пользователей или прикладных программ, защиту данных от искажений и несанкционированного доступа к ним. *Прикладное ПО* предназначено для непосредственного выполнения функций и задач коммерческого учёта.

Программное обеспечение (ПО) АСКУЭ должно иметь русифицированный интерфейс пользователя (включая вспомогательные и сервисные функции), сертифицировано Госстандартом РФ либо самостоятельно, либо в составе типа средств измерения.

На рис. 4.1 показана общая структура информационных процессов АСКУЭ.

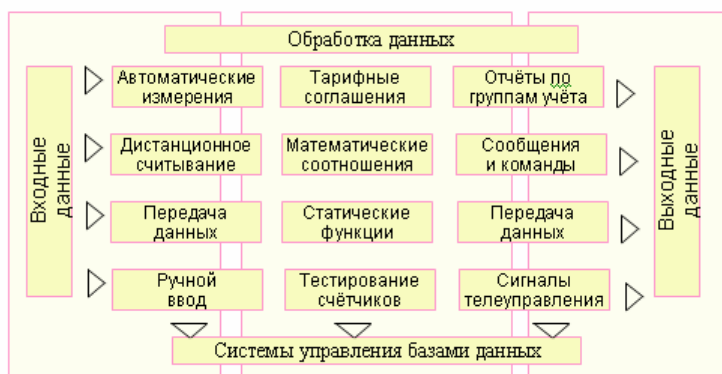


Рис . 4.1. Обработка данных в АСКУЭ

Всю совокупность функций программного обеспечения АСКУЭ можно классифицировать по следующим группам функций:

- сбор в автоматическом и ручном (по запросу оператора) режимах конкретных штатных параметров АСКУЭ по каждой точке и/или структуре учёта;

- обработка накопленных значений учёта в соответствии с действующими тарифами, схемой электроснабжения и структурой учёта предприятия;
- формирование нормативно-справочной базы учёта предприятия по каждой точке и структуре учёта, тарифам, зонам;
- отображение измерительной и расчетной информации учёта в виде комплекса графиков, таблиц и ведомостей;
- сигнализация о нештатных ситуациях СЭС, автоматическая диагностика АСКУЭ (и её элементов) с анализом поступления информации о сбоях и отказах систем и каналов связи и др.

Все эти функции и задачи АСКУЭ необходимо обеспечить современным и надежным программным обеспечением, основанным на использовании новых информационных технологий (многоуровневая архитектура клиент-серверных приложений, полнофункциональные СУБД, организация электронного документооборота и др.). Рассмотрим конкретные примеры программных средств промышленных АСКУЭ.

4.2. Программное обеспечение «ТОК-С»

Программное обеспечение системы «ТОК-С» представляет собой программный комплекс с удобным Windows-интерфейсом и с поддержкой разнообразных баз данных. Для сбора и обработки информации используется специализированное программное обеспечение, построенное по модульному принципу.

Программный модуль «**Микро ТОК**» позволяет установить связь с любым УСПД, в диалоговом режиме подать на УСПД интересующие запросы и получить данные на дисплей. Оно является удобным инструментом при проведении пусконаладочных работ. Модуль «**Сбор данных с УСПД**» устанавливает связь последовательно со всеми УСПД, включёнными в опрос, осуществляет приём и запись накопленных данных для дальнейшей обработки. Очень удобным является режим “*Отсроченный сбор данных*”, с помощью которого сбор данных осуществляется (без участия оператора) в любое удобное время суток. Модуль «**Базовое ПО ТОК-С**» имеет набор готовых приложений (отчётов) для документирования накопленной в базе данных информации.

Приложения для сбора и обработки данных собраны в группу модулей *центрального пункта* (ЦП) и позволяют выполнять все задачи

в рамках системы «ТОК-С». В эту группу входят: утилиты программирования счетчиков типа «Альфа»; картотека УСПД; DDE-сервер УСПД; модуль сбора данных и др. Программные средства ЦП позволяют представлять полученные данные в графическом виде при помощи обычных офисных средств (*MsOffice*), с которыми пользователь уже привык работать.

Различают три варианта обработки данных — *локальная, коллективная и распределённая* обработка. При использовании локального варианта ЦП представляет собой один компьютер, к которому подключено связанное оборудование. В этом случае все приложения устанавливаются на один компьютер ЦП, там же хранятся обрабатываемые данные. При организации локального учёта этот вариант можно использовать в качестве основного. Этот вариант обычно используется на начальном этапе разработки локальной АСКУЭ энергообъекта.

В результате разворачивания АСКУЭ «ТОК-С» можно использовать *коллективную обработку данных*, поступающих с УСПД. В этом случае ПО сбора данных с УСПД может функционировать на том компьютере, который подключен к оборудованию связи. Там же находится база данных (БД) по электроэнергии, заполняемая данными из УСПД. Обработка собранных данных, формирование отчетов и отображения данных может функционировать на другом компьютере, соединенном с первым через локальную сеть (LAN).

При создании региональной АСКУЭ (в генерирующих компаниях, АО-Энерго) можно применить вариант *ПО распределенной обработки данных*. Такой вариант позволяет распределить обработку данных учёта по различным службам и подразделениям компании: в отделе приборов учёта; в *отделе расчетов и калькуляции* (ОРИК); у диспетчера энергосистемы и других подразделениях, для которых необходимы данные от приложений «ТОК-С». Верхний уровень управления (ИВК) такой системы строится по клиент-серверной технологии (коммуникационный сервер, сервер баз данных, общестанционный сервер), может применяться программное обеспечение *SCADA-систем* и *ОПС-технологии*.

Программное обеспечение «ТОК-С» совместимо со многими другими системами коммерческого учёта электроэнергии и может свободно обмениваться информацией с данными АСКУЭ других субъектов рынка электроэнергии.

4.3. Программное обеспечение КТС «Энергия+»

Базовое программное обеспечение системы «Энергия+» (версия б) предназначено для работы в составе автоматизированных систем контроля и учёта энергоресурсов (АСКУЭн). Оно функционирует под управлением операционных систем Windows NT/2000/XP, поддерживается база данных MicrosoftSQLServer v7.0. В состав базового ПО интегрирован продукт «Microsoft Data Engine» (MSDE), который может использоваться с демонстрационной версией или с рабочей версией для оценки её возможностей. *Базовое программное обеспечение (БПО)* системы “Энергия+” реализовано на технологии “клиент – сервер”. Клиентская и серверная части БПО могут устанавливаться как на одном, так и на разных компьютерах, объединенных в локальную вычислительную сеть. В качестве основного используется сетевой протокол Интернета - TCP/IP.

В составе базового ПО имеется несколько компонентов, работающих на разных стадиях процесса сбора и обработки данных: ядро системы; драйвера плат ввода, охранного и других устройств; имитатор УСПД; сервер доступа к данным, *автоматизированная диспетчерская система (АДС)* и др.

Модуль «*Графика-АДС*» является дополнительным средством, расширяющим возможности базового ПО. Он служит для отображения состояния коммутирующих устройств и выдачи сигналов телеуправления и предназначен для автоматизации диспетчерского управления энергоснабжением предприятия.

Программное обеспечение АСКУЭ «Энергия+» позволяет:

- 1) производить оперативный контроль с любого компьютера локальной вычислительной сети;
- 2) конвертировать любую информацию, хранящуюся в системе, в стандартный формат баз данных для передачи в систему учёта верхнего уровня;
- 3) производить автоматическую коррекцию погрешности системных часов, автоматически переводить системные часы на летнее и зимнее время;
- 4) оперативно (в течение нескольких минут) произвести реконфигурацию системы сбора информации, подключить или отключить каналы без остановки системы.

4.4. Программное обеспечение «АльфаЦЕНТР»

Система «АльфаЦЕНТР» представляет собой целую линейку программных продуктов, основана на принципах клиент-серверной архитектуры, работает под операционной системой Windows NT/2000, UNIX, с поддержкой базы данных СУБД ORACLE.

Многопользовательская версия этого ПО позволяет организовать доступ к информации с нескольких десятков рабочих мест и состоит из:

- *ПО коммуникационного сервера*, которое реализует параллельный опрос счетчиков и УСПД по одной или нескольким линиям связи, а также информационное взаимодействие между центрами сбора и обработки данных;
- *ПО расчетного сервера*, которое реализует автоматическую диагностику полноты данных, автоматические расчеты;
- *ПО сервера базы данных и приложений*;
- *клиентское ПО* (экранные формы, графики, отчеты).

Однопользовательская версия ПО разработана для автоматического параллельного опроса счетчиков серии “Альфа” и УСПД “RTU-300” с использованием различных типов каналов связи и коммуникационного оборудования. Производится расчет электроэнергии с учётом временных зон и т.д. Предусмотрено нахождение максимумов мощности для каждой временной (тарифной) зоны. Представление данных для анализа в табличном и графическом виде по счетчикам, фидерам, объектам за день (или за произвольный период) производится в виде файла формата Excel.

Одноуровневая многопользовательская версия - стандартная поставка на 5 пользователей (MsfWindows 2000 Server, MsfWindows 2000 Pro, СУБД ORACLE). Она включает в себя коммуникационный сервер, расчетный сервер, модули администратора, инсталляционное ядро БД, модули управления системой, клиентское ПО.

В многопользовательской версии установлены СУБД ORACLE, Windows 2000 Server, Windows 2000 Pro. Можно осуществлять синхронизацию данных между серверами БД или между сервером БД и удаленными автономными рабочими станциями с использованием различных каналов связи.

Версия для портативного компьютера должна поставляться только в комплекте с другими версиями. Можно применять для опроса счет-

чиков через оптический порт или мультиплексор (по интерфейсу RS-232) с последующим экспортом данных в базу данных.

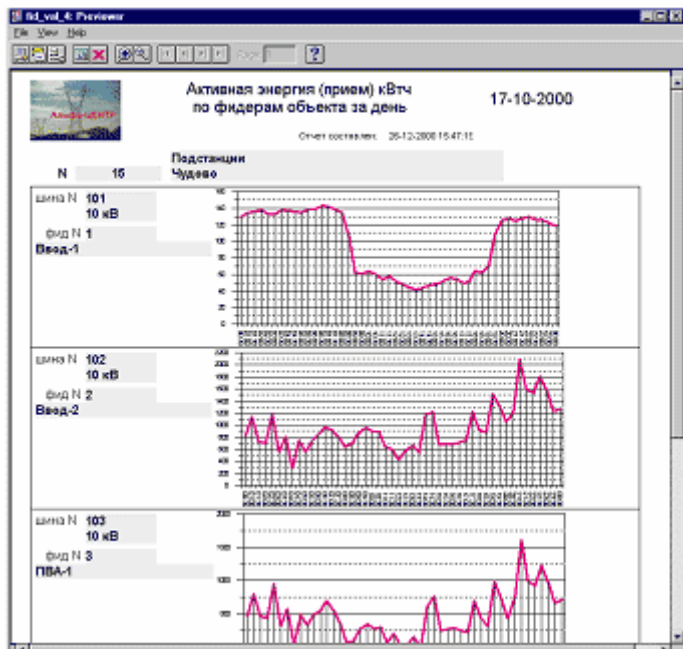


Рис. 4.2. Экранная форма ПО «АльфаЦентр»

Вопросы для самопроверки

1. Как связаны между собой аппаратные и программные средства АСКУЭ? Приведите примеры.
2. Перечислите основные требования к программному обеспечению АСКУЭ. Опишите общие функции ПО.
3. Какие функции и задачи у программных средств разных уровней АСКУЭ? Как можно их интегрировать в единую систему?
4. Общесистемное ПО систем учёта – что в него входит? Какие операционные системы и СУБД применяют в АСКУЭ?
5. Опишите прикладные программы и драйверы систем. Какие особенности имеют программные средства региональных АСКУЭ?

5. РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ АСКУЭ

5.1. Принципы и требования разработки АСКУЭ

Для всех стадий разработки АСКУЭ необходимо применять следующие принципы:

- *системное единство* – связи между подсистемами АСКУЭ должны обеспечивать целостность системы;
- *развитие* – система должна создаваться и функционировать с учётом пополнения, совершенствования и обновления подсистем АСКУЭ;
- *совместимость* – форматы, коды, информационные и технические характеристики структурных связей между подсистемами и средствами обеспечения АСКУЭ должны обеспечивать совместное функционирование подсистем и сохранять открытую структуру системы в целом;
- *стандартизация* – унификация, типизация и стандартизация подсистем и средств обеспечения АСКУЭ.

При разработке АСКУЭ субъектов оптового рынка следует учитывать общие требования:

- *Требования независимости систем и изделий, открытости, доступности и интеграции услуг* – функциональные модули АСКУЭ должны иметь в своей основе стандартное оборудование, стандартные программы и открытые протоколы связи. Использование стандартных средств обеспечит совместимость изделий (продуктов) разных изготовителей и полный доступ к информации (с необходимой степенью её защиты).

- *Требования на точность и достоверность* результатов измерений обеспечиваются, в первую очередь, показателями качества и метрологическими характеристиками средств, используемых в составе АСКУЭ.

Техническое обеспечение (ТО) ИВК должно быть размещено с соблюдением требований СанПин 2.2.2.542-96 по классу А, а также обеспечивать удобство технического обслуживания. Технические средства ИВКЭ (УСПД), при их размещении в электроустановках, должны быть выполнены в промышленном исполнении, предназначены для непрерывного функционирования в помещениях с повышенной опасностью и должны обеспечивать удобство технического обслуживания.

Все средства измерений ИИК, используемые в АСКУЭ, должны быть внесены в Госреестр средств измерений Российской Федерации и иметь действующие свидетельства о поверке. Технические пара-

метры и метрологические характеристики коммерческих счётчиков и средств ИИК субъекта оптового рынка должны отвечать требованиям ГОСТов (табл. 5.1).

Таблица 5.1

Государственные стандарты РФ на средства ИИК

Обозначение	Наименование
ГОСТ 7746-89	Трансформаторы тока. Общие технические условия
ГОСТ 1983-89	Трансформаторы напряжения. Общие технические условия
ГОСТ 30206-94 (МЭК 687-92)	Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0 2S и 0 5S)
ГОСТ 30207-94 (МЭК 687-92)	Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 1.0 и 2.0)

Основной и резервный каналы связи должны быть разделены на *физическом* и на *логическом* уровнях. В качестве *основного канала* должен использоваться выделенный канал связи, обеспечивающий вероятность необнаружения ошибки 10^{-7} и скорость передачи не менее 28800 бит/с. В качестве *резервного канала* связи могут быть использованы: телефонная сеть общего пользования; GSM-сеть; ведомственная сеть связи (ВЧ-связь) и другие сети связи.

5.2. Порядок разработки АСКУЭ

Разработка и организация АСКУЭ должна осуществляться собственником энергообъекта (или оператором коммерческого учёта) в соответствии с регламентом оптового рынка и другими нормативными документами.

Координатором работ по созданию АСКУЭ субъектов оптового рынка является некоммерческое партнёрство АТС. Субъект оптового рынка (кандидат) обращается с письменным запросом в «ЦДР ФОРЭМ» о выдаче *технических условий* (ТУ) на разработку (модернизацию) АСКУЭ. На основании выданного ТУ, субъект или кандидат оптового рынка должен разработать *техническое задание* на проектирование АСКУЭ. *Техническое задание* (ТЗ) на проект должно быть согласовано со всеми заинтересованными сторонами и содержать план график выполнения этапов создания и внедрения АСКУЭ.

На стадии проектирования АСКУЭ должны быть решены следующие задачи [9]:

- определены места сбора и обработки первичной информации;

- выбраны технические средства ИИК и УСПД;
- проработаны вопросы организации системы передачи информации на уровне субъекта оптового рынка;
- решены вопросы защиты от несанкционированного доступа как к техническим средствам, так и к программному обеспечению;
- проработаны вопросы автоматической диагностики работоспособности АСКУЭ и её компонентов;
- определены выходные формы предоставления информации для пользователей и др.

В процессе разработки средств АСКУЭ субъектов оптового рынка необходимо использовать:

- цифровые технологии обработки данных (фундамент для единого информационного пространства «производство-отрасль»);
- модульную структуру аппаратных и программных средств (возможность использования унифицированных типовых решений);
- развитые системные интерфейсы (возможность вертикальной и горизонтальной интеграции подсистем АСУ-Электро и АСУ-Энерго);
- открытую объектно-ориентированную архитектуру программных средств АСКУЭ (реальная многозадачность приложений);
- возможность поэтапной модернизации на протяжении всего жизненного цикла АСКУЭ.

5.3. Ввод в промышленную эксплуатацию и обслуживание АСКУЭ

В период выполнения монтажных работ особое внимание должно быть уделено проведению ревизии средств коммерческого учёта и защиты от несанкционированного доступа. Пусконаладочные работы АСКУЭ должны завершаться опытной эксплуатацией в полном объеме, с передачей информации на смежные уровни и в центр сбора и обработки информации АСКУЭ оптового рынка.

На этапе *опытной эксплуатации* должна быть проведена поверка измерительных каналов с целью определения метрологических характеристик в соответствии с действующими нормативно - техническими документами Госстандарта РФ. Опытная эксплуатация (продолжается от 1-го до 3-х месяцев) завершается составлением соответствующего Акта.

На основании *акта о завершении* опытной эксплуатации субъект оптового рынка должен обратиться к *оператору торговой системы*

(подразделению АТС) с письмом о готовности АСКУЭ к сдаче в промышленную эксплуатацию. АТС направляет своих представителей для пломбирования, установки паролей и запуска АСКУЭ субъекта оптового рынка в *опытно-промышленную эксплуатацию* (сроком на один календарный месяц). При успешном завершении опытно-промышленной эксплуатации АТС формирует комиссию и программу приемки АСКУЭ субъекта оптового рынка в *промышленную эксплуатацию*.

При отсутствии замечаний комиссия должна принять решение о запуске АСКУЭ субъекта оптового рынка в промышленную эксплуатацию. Акт комиссии должен подтверждать техническую, метрологическую и организационную готовность использования АСКУЭ для коммерческих расчетов на оптовом рынке.

Эксплуатация и техническое обслуживание АСКУЭ субъектов оптового рынка должно осуществляться в соответствии с требованиями действующих нормативно-технических документов и инструкций производителей технических средств и осуществляется за счет средств участника оптового рынка, на чьем балансе находится комплекс технических средств АСКУЭ.

Эксплуатация АСКУЭ субъекта оптового рынка может осуществляться персоналом субъекта оптового рынка или специализированной организацией, имеющей лицензию на данный вид работ - *оператором коммерческого учёта (ОКУ)*.

Потребитель (субъект оптового рынка) заключает договор на аренду средств связи (сотовые системы, выделенные каналы, спутниковые системы и т.п.) для передачи информации от АСКУЭ в ЦКР и несет ответственность за выполнение указанного договора. Все виды работ, определенные регламентом технического обслуживания АСКУЭ, должны выполняться с извещением (или в присутствии) представителя *оператора торговой системы*. Работы, выходящие за рамки регламента технического обслуживания АСКУЭ (изменение электрических схем, изменение или замена программного обеспечения), должны выполняться также с согласия оператора торговой системы. По завершению работ по техническому обслуживанию АСКУЭ все нарушенные в результате проведенных работ, пломбы (специальные маркировочные знаки), пароли должны быть восстановлены. При необходимости должны быть внесены изменения в паспорта на измерительные каналы.

Соблюдение требований регламента рынка и других нормативных документов является залогом успешного ввода в промышленную эксплуатацию АСКУЭ субъекта рынка и надежного функционирования системы в течение всего жизненного цикла.

В конце 2001 г. для решения метрологических проблем по инициативе Госстандарта России и Департамента развития рынка РАО “ЕЭС России” было создано и зарегистрировано *НП «Межотраслевая компания метрологического обеспечения рынков энергоносителей»* (МК МЕТРЭН). В состав МК МЕТРЭН вошли ведущие научно-исследовательские институты и организации системы Госстандарта России.

В мае 2002 г. было зарегистрировано простое товарищество «*Группа компаний Российские системы*», в которое вошли 7 организаций: г. Москвы, г. Санкт-Петербург и др. Члены товарищества объединили свои усилия в финансовом и научно-техническом направлениях в целях увеличения объемов продаж производимой ими продукции на рынке России и стран СНГ. Также было зарегистрировано и начало действовать *НП производителей средств коммерческого учёта (НП «АСКУЭ»)*, объединившее 18 наиболее крупных российских производителей электросчетчиков и АСКУЭ (ОАО «МЗЭП», АООТ «ЛЭМЗ», ЗАО «Концерн Энергомера», ГУП «Государственный Рязанский приборный завод», АББ ВЭИ Метроника, ЗАО «ЭНЕЛЕКО», ООО «СКБ АМРИТА», ЗАО «Мобильные решения» и др.). Большое внимание в своей работе НП «АСКУЭ» уделяет совершенствованию нормативно-правовой базы учёта энергоресурсов.

Эти и другие организации стараются решать общие проблемы технического и метрологического характера, которые возникают в процессе создания и эксплуатации АСКУЭ субъектов ОРЭ.

Вопросы для самопроверки

1. Перечислите и опишите основные этапы жизненного цикла АСКУЭ.
2. На каких принципах необходимо строить АСКУЭ? Опишите порядок разработки и внедрения АСКУЭ.
3. В чём заключается особенность разработки систем учёта субъектов ОРЭ?
4. Какие организации занимаются разработкой, внедрением и сопровождением АСКУЭ?

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Автоматизированная система коммерческого учёта электроэнергии — это совокупность технического и программного обеспечения, позволяющая производить измерение и вычисление количества потребления (выработки) электроэнергии субъектами оптового рынка. В средствах АСКУЭ продолжается рост точности измерений электроэнергии и мощности, повышение надежности и функциональности, увеличения объемов памяти ИВК и расширения функций сетевых интерфейсов.

Продолжается развитие в области телекоммуникаций для систем коммерческого учёта энергии. Возрастает доля услуг в области связи и передачи данных по электрическим проводам, ВЧ-каналам связи, сотовым сетям. Происходит постепенный переход к корпоративным сетям передачи данных с интеграцией служб промышленности, энергетики и жилищно-коммунального сектора.

Рынок электроэнергии и его инфраструктура будут эффективно функционировать только при грамотно организованном автоматизированном коммерческом учёте с использованием современных информационных технологий.

Библиографический список

1. Федеральный закон от 14 апреля 1995 г. N 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации».
2. Федеральный закон от 26 марта 2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».
3. Федеральный закон от 26 марта 2003 № 36-ФЗ «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации».
4. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года // РД РАО «ЕЭС России». – М.: Министерство энергетики, 2001.
5. Концепция создания автоматизированной системы контроля и учёта энергии в РАО «ЕЭС России» // РД РАО «ЕЭС России». – М., 1996.
6. Концепция Стратегии ОАО РАО «ЕЭС России» на 2003 – 2008 гг. «5+5». – М., 2003. <http://www.rao-ees.ru/ru/investor/5+5n.htm>
7. Правила учёта электрической энергии // Минюст России. 24.10.96 №1182.
8. Автоматизированные системы контроля и учёта электроэнергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования // РД РАО «ЕЭС России». – М., 1998.
9. Регламент оптового рынка. Технические требования переходного периода к системам коммерческого учета электроэнергии субъекта оптового рынка электроэнергии // РД РАО «ЕЭС России». – М., 2003.
10. Соскин Э.А., Киреева З.А. Автоматизация управления промышленным энергоснабжением. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
11. Гельман Г.А. Автоматизированные системы управления электро-снабжением промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
12. Самсонов В.С. Автоматизированные системы управления в энергетике. – М.: Высш. шк., 1990.
13. Пительман Л.Д., Ратников Б.Е. Эффективная энергокомпания: экономика, менеджмент, реформирование. – М.: ЗАО Олимп-Бизнес, 2002.

Сводные данные об АСКУЭ

Название	Производитель	Счетчики	УСПД	Интерфейсы
“ТОК-С”	ООО “СКБ Амрита” http://www.amrita.ru/	СА3, СА4, СР4, Ф443, СЧ-4, ПСЧ-4, СЭТ-4, ЦЭ6823, ЦЭ6850, АЛЬФА, “ЕвроАЛЬФА”	ТОК-С, ТОК-С (М), RTU-300, RS485 (422)	RS-232С, RS-485
“Энергия”, “Энергия+”, “Энергия-микро”, Энергия-модем	ЗАО “Технезис”, ЗАО “Энергоспец”, НТП Энергоконтроль www.energocontrol.ru	ЦЭ 6801, ЦЭ 6805, ЦЭ 6823, ЦЭ 6850, “АЛЬФА”, “ЕвроАЛЬФА”	E443M2 EURO, E443M2 (EURO)-16У, RTU-300 (320), ЭКОН-3000	RS-485, RS 232,
“АльфаМет”, “Альфа-Центр”	“АВВ Эльстер Метроника” www.abb.ru www.izmerenie.ru	АЛЬФА Плюс, АЛЬФА А2, ЕвроАльфа, F90, F2, F3R	RTU-300/310/320	RS-232, RS-485, RS-422
“ДАТАГИР” С2000, С300	“Siemens Metering Ltd” www.siemens.ru www.landisgir.kiev.ua	СПТ960, СПГ706, ПГ705, Landis&Gir Dialog ZMD/ZFD	FAG, FBC CM-01	RS-232, RS-485
“Энергомера”	Концерн “Энергомера” www.energoмера.ru	ЦЭ6822/23, ЦЭ6850, ЦЭ6803, ЦЭ6805, ЦЭ6808, ЦЭ6811	УСПД-164-01 ИНЕС.411151.017	CAN-Bus (ISO 11898), RS-485, RS-232C
“ЭМОС”, “ЭМОС-МЗЭП”	ООО “ЭНЕРГОУЧЕТ” ООО “МЗЭП” www.mzep.ru	СО-501Т, СО-505Т, СО-505ВТУ, СОЭ-5, СТЭ-560, СТС-5602, СТС-5605, серия АЛЬФА	Сумматор тарифный электронный СТЭК-2, RTU-300	RS-232, RS-422, RS-485
“Полиитариф-А”	АО «ЛЭМЗ», ООО «ЛЭМЗ-ЕЭС» www.lemz.spb.ru	ЦЭ-2727М, ЦЭ-726М, Ф669	УПД600, ЭСМ-КУ	RS-485, RS-232
ИВК Solmo-2, (Power2000), SMART.EE, ЭКО	ЗАО “Мобильные решения” www.solmo.ru	ЦЭ68хх, СЭТ4, ПСЧ-3, ПСЧ-4, НЭС-04	SOLMO, ENERGO	RS-485
“Пирамида”	ЗАО “Системы и технологии” www.sicon.ru	СЭТ3, ПСЧ-4, СЭТ-4, ЦЭ6822(23), LZQM, LZKM Альфа, Евроальфа	“СИКОН С1”, “СИКОН С10”	RS-485

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
1. ОСОБЕННОСТИ АВТОМАТИЗАЦИИ УЧЁТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РОССИИ.....	4
1.1. Особенности коммерческого учёта электроэнергии.....	4
1.2. Состояние и вопросы развития систем учёта электроэнергии	5
1.3. Базовые понятия оптового рынка электроэнергии.....	8
1.4. Назначение и классификация АСКУЭ.....	11
2. ПРИНЦИПЫ ОРГАНИЗАЦИИ И СТРУКТУРА АСКУЭ.....	14
2.1. Общая структура АСКУЭ.....	14
2.2. Состав технического обеспечения АСКУЭ.....	15
2.3. Состав и структура измерительно-информационного комплекса.....	17
2.4. Организация коммерческого учёта на оптовом рынке.....	18
3. ПРИМЕРЫ РЕАЛИЗАЦИИ СИСТЕМ УЧЁТА	21
3.1. Система «ТОК-С» и её составляющие.....	21
3.2. Комплекс технических средств «Энергия+».....	22
3.3. АСКУЭ «АльфаЦЕНТР».....	25
3.4. АСКУЭ «ДАТАГИР С2000»	28
3.5. Система «ЭКОТЕК» (GSM-АСКУЭ).....	29
4. ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ АСКУЭ.....	33
4.1. Требования к программному обеспечению АСКУЭ.....	33
4.2. Программное обеспечение «ТОК-С».....	34
4.3. Программное обеспечение КТС «Энергия+».....	36
4.4. Программное обеспечение «АльфаЦЕНТР».....	37
5. РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ АСКУЭ.....	39
5.1. Принципы и требования разработки АСКУЭ.....	39
5.2. Порядок разработки АСКУЭ.....	40
5.3. Ввод в промышленную эксплуатацию и обслуживание АСКУЭ.....	41
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	44
Библиографический список.....	45
Приложение.....	46

Учебное издание

Владислав Владимирович Сенько

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ
КОММЕРЧЕСКОГО УЧЁТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Учебное пособие

Издание второе

Редактор *Ю.М. Сидорова*

Вёрстка: *Л.В. Сызганцева*

Подписано в печать 15.02.2011. Формат 60×84/16.

Печать оперативная. Усл. п. л. 3,0. Уч.-изд. л. 2,8.

Тираж 50 экз. Заказ № 2-12-11.

Тольяттинский государственный университет
445667, г. Тольятти, ул. Белорусская, 14