



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ
ВЯТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

Электротехнический факультет
Кафедра электроснабжения

А.Н. Ожегов

Системы АСКУЭ

Часть 1
Учебное пособие

Для студентов специальности
140211 «Электроснабжение»,
140610 «Электрооборудование и
электрохозяйство предприятий,
организаций, учреждений».

Допущено УМО по образованию в
области энергетики в качестве
учебного пособия для студентов
высших учебных заведений,
обучающихся по специальности
140610 «Электрооборудование и
электрохозяйство предприятий,
организаций и учреждений»

Киров 2006

УДК 621.311(07)
0-451

А.Н. Ожегов. Системы АСКУЭ. – Киров.

Рецензент: доцент Г.А.Черепанова, кафедра электроэнергетических систем

Редактор Е.Г. Козвонина

Подписано в печать

Бумага офсетная

Заказ №

Тираж 100

Усл.печ.л.

Печать копир Aficio 1022

Текст напечатан с оригинала-макета, предоставленного составителем

610000, г. Киров, ул. Московская, 36.

Оформление обложки, изготовление – ПРИП ВятГУ

© Вятский государственный университет, 2006

Оглавление

Список сокращений, использованных в учебном пособии.....	5
Введение	6
История АСКУЭ	7
1. Понятие и уровни АСКУЭ	13
1.1. Коммерческие и технические АСКУЭ.	15
1.2 Цели энергоучета	17
1.3 Задачи систем контроля и учета.....	17
1.4 Варианты организации и построения АСКУЭ	19
1.4.1. Организация АСКУЭ с проведением опроса счетчиков через оптический порт	19
1.4.2 Организация АСКУЭ с проведением опроса счетчиков переносным компьютером через преобразователь интерфейсов, мультиплексор или модем.	20
1.4.3 Организация АСКУЭ с проведением автоматического опроса счетчиков локальным центром сбора и обработки данных	21
1.4.4 Организация многоуровневой АСКУЭ для территориально распределенного среднего и крупного предприятия или энергосистемы.....	23
1.5 Однородная система	25
2. Назначение АСКУЭ.	27
2.1 Целесообразность введения автоматике	27
2.1 Экономическая эффективность АСКУЭ промышленных предприятий.....	30
2.2. Энергоучет - инструмент для энергосбережения	33
2.3. Переход на зонный тариф	33
2.4 Повышение точности учета	35
2.5 Расчет по фактической нагрузке	35
2.7 Контроль качества электроэнергии.....	36
2.8. Автоматизация системы учета	37
2.9. Экономия на обслуживании и эксплуатации	38
2.10. Выход на ФОРЭМ.....	38
2.11. Оптимизация электропотребления.....	39
2.11.1 Выбор потребителей-регуляторов	40
2.11.2 Регулирование потребления в часы пиковых нагрузок энергосистемы.....	43
3. Проведение переговоров и организационные мероприятия.....	43
3.1. Переговоры	43
3. 2 Организационные мероприятия	47
4. Документирование АСКУЭ	48
4.1. Стадии создания автоматизированных систем.....	49
4.2. Перечень организаций, участвующих в создании АС	49
4.3. Техническое задание на создание АС.....	63
4.3.1. Состав и содержание ТЗ	64
4.3.2 Пример неудачного технического задания.....	65
4.3.3. Правила оформления ТЗ	68
4.3.4. Порядок согласования и утверждения ТЗ на АС	68

4.4. Оформление документации на АС.....	69
5. Технические средства АСКУЭ.....	79
5.1 Трансформаторы тока.....	79
5.1.1 Подключение счетчиков через трансформаторы тока	79
5.1.2. Проблема выбора моделей ТТ	81
5.1.3 Требования к монтажу и эксплуатации вторичных цепей трансформаторов тока.....	82
5.2. Счетчики электроэнергии	84
5.2.1 Использование индукционных счетчиков в системах АСКУЭ.....	84
5.2.2 Микропроцессорные счетчики электроэнергии.....	85
5.2.3 Примеры микропроцессорных счетчиков - счетчики Альфа	90
5.2.4 Сравнение микропроцессорных счетчиков	99

Список сокращений, использованных в учебном пособии.

АСКУЭ - Автоматизированная система контроля и управления электропотреблением.

ПИП - Первичные измерительные приборы.

УСПД - Устройство сбора и передачи данных.

ПК - Персональный компьютер.

RS-485, ИРПС - Промышленный интерфейс передачи данных.

V24 - Интерфейс для модемной связи.

ТП - Трансформаторная подстанция.

ГПП - Главная понизительная подстанция.

БД - База данных.

СУБД - Система управления базами данных.

ОТС - Организационно-техническая составляющая.

Введение

Цель данного учебного пособия – познакомить студентов с основами построения и возможностями современных АСКУЭ, научить обосновывать необходимость их внедрения и технически грамотно формулировать требования к будущей системе.

Предлагаемое вниманию читателя учебное пособие состоит из двух частей. В первой части рассматриваются цели и задачи создания АСКУЭ на промышленном предприятии, реализация которых позволяет получить значительный экономический эффект для коммерческих и технических систем учета. Приводятся обобщенные варианты построения АСКУЭ в зависимости от размера предприятия. Особое внимание уделено повышению эффективности проведения переговоров заказчика и разработчика автоматизированных систем. Отражены правила оформления и особенности составления технического задания, а также документирования автоматизированных систем. К первой части отнесены главы о первичных датчиках АСКУЭ - трансформаторах тока и современных счетчиках электроэнергии.

Во второй части рассматривается техническая реализация АСКУЭ. Подробно описаны различные линии связи (в том числе современные - связь по Интернет и GSM-каналам). Приводятся требования, описание принципов работы и сравнение УСПД, а так же нескольких SCADA-систем. Затронуты особенности построения АСКУЭ в бытовом секторе.

История АСКУЭ

В 80-е гг. XX века уже существовали как технические, так и коммерческие системы учета энергоресурсов в области учета электроэнергии.

Первый шаг в направлении создания АСКУЭ¹ был сделан в области систем технического и коммерческого учета электрической энергии, когда появились устройства формирования импульсов и сумматоры в виде устройств сбора данных, а также электронные счетчики импульсов. Так появилось первое поколение АСКУЭ.

Первые Информационно-Измерительные Системы учета и контроля Энергии типа ИИСЭ были разработаны в 1974 г. в Белорусском филиале ЭНИН им. Г.М.Кржижановского (ныне РУП "БелТЭИ"), а их серийный выпуск организован на Вильнюсском заводе электроизмерительной техники. На архитектуру ИИСЭ оказал влияние подход, широко используемый в автоматизированных системах научных исследований (АСНИ). Первые системы - ИИСЭ 1-48 имели 48 каналов учета, к которым дистанционно по двухпроводным линиям подключались индукционные электросчетчики, оснащенные датчиками импульсов. За пять лет было выпущено более тысячи систем, получивших широкое применение в различных отраслях хозяйства (некоторые из них проработали до начала третьего тысячелетия). В последующие годы коллективом разработчиков было создано несколько поколений микропроцессорных систем (ИИСЭ2-96, ИИСЭ3-64, ИИСЭ4-192 и др.). В начале 90-х годов аналогичные системы различных классов уже на новой элементной и конструктивной базе (но с сохранением основных принципов построения систем ИИСЭ) появились в Беларуси ("СИ-МЭК", "ЭРКОН", "СЭМ-1", "ИСТОК"), России ("ТОК", "ЭНЕРГИЯ"), Украине (ЦТ5001). С середины 80-х годов системы ИИСЭ-3 стали широко применяться для автоматизации энергоучета на промышленных предприятиях и в энергосистемах СССР: в эксплуатации находилось свыше 4 тыс. систем, причем некоторые работают и поныне.

В области систем учета тепла первичные и вторичные измерительные преобразователи и системы учета энергоресурсов производили в основном заводы бывшего Министерства приборостроения, средств автоматизации и систем управления СССР: Московский завод "Манометр", Таллинский приборостроительный завод, заводы "Теплоприбор" городов Улан-Уде и Казани.

После распада СССР заводы бывшего Министерства приборостроения, средств автоматизации и систем управления СССР в основном сохранили свои позиции на рынке, но на нем появились предприятия оборонного комплекса, быстро освоившие производство приборов и систем учета энергии, в том числе и тех, которые ранее не производились в России.

Предприятия оборонных отраслей привнесли более высокий технологический уровень и строгую систему контроля качества, что привело к обострению конкуренции на рынке, и, как следствие, к росту точности и надежности приборов учета энергии.

¹ О расшифровке понятия АСКУЭ можно прочитать ниже в параграфе «Понятие и уровни АСКУЭ».

Благодаря электронным компонентам зарубежного производства, российские производители стали шире использовать современные сетевые средства и цифровую технологию получения и обработки данных. Достаточно отметить, что сегодня большинство выпускаемых приборов измерения расхода теплоносителей и теплосчетчиков оснащены современными цифровыми интерфейсами. По ряду параметров характеристики лучших средств учета российских производителей находятся на мировом уровне. Например, точность измерения тепла теплосчетчика СТЭМ, производимого ПО "Машиностроительный завод "Молния", составляет 2%, что находится на уровне лучших зарубежных аналогов.

НПО "Старт", г. Пенза, существенным образом усовершенствовало архитектуру АСКУЭ класса ИИСЭ, во-первых, в направлении унификации устройств сбора данных (различные виды энергоресурсов, функции телесигнализации и телеизмерения), во-вторых, в направлении создания контроллеров, обеспечивающих хранение архивов и передачу информации в ПЭВМ, в-третьих, в направлении разработки простого в обращении пакета программ АСКУЭ.

В это же время ведущие зарубежные фирмы, такие как Сименс, АББ, Данфосс, давно работающие на российском рынке, пошли по пути создания совместных предприятий, которые быстро заняли заметные позиции на рынке систем и средств учета энергоресурсов. В области систем учета расхода электроэнергии и контроля мощности это совместные предприятия АББ ВЭИ "Метроника" (концерн АББ и ВЭИ им. Ленина), "АББ Реле-Чебоксарым" (АББ и Чебоксарский электроаппаратный завод и Всероссийский научно-исследовательский институт релестроения).

СП "АББ ВЭИ Метроника" осуществило серийное производство в России счетчиков электроэнергии и измерителей мощности серии "Альфа" фирмы АББ и мультиплексоров МПР-16. Это позволило построить АСКУЭ по двухуровневой схеме, отказавшись от промежуточного контроллера, что вполне допустимо для АСКУЭ небольшого масштаба.

Попытка классификации АСКУЭ в виде трех поколений систем представлена в таблице 1.

Таблица 1

Классификация АСКУЭ

Год появления на рынке	Основные особенности	Тип архитектуры, протоколы	Примеры реализации
1-е поколение АСКУЭ, 1980	Электроиндукционные счетчики классов 2.0 и 1.0, устройства формирования импульсов, счетчики импульсов	Двухуровневая, ПЭВМ отсутствует	1. ИИСЭ (завод ВЗ ЭТ)
2-е поколение АСКУЭ, 1990	Электроиндукционные счетчики классов 2.0 и 1.0, электронные счетчики 1-го поколения, устройства сбора данных, контроллеры, ПЭВМ, кабельные и телефонные линии связи	Двух- и трехуровневая, архивы ведутся в ПЭВМ	1. ИИСЭ 3,4 (завод ВЗ ЭТ) 2. ТЦ-5000 (завод Точмаш) 3. КТС «Энергия» (ПО «Старт»)
3-е поколение АСКУЭ, 1995	Электронные счетчики 2-го поколения, контроль количества и качества энергии, телеизмерение, телесигнализация, телеуправление, устройства сбора с архивом данных, кабельные, телефонные и оптоволоконные линии связи	Двух и трехуровневая, на верхнем уровне сеть ПЭВМ. Архивы ведутся как в контроллерах, так и ПЭВМ – сервере. Две сети - две операционные системы	1. АСКУЭ «Омь» (НПФ «Мир») 2. АСКУЭ «Альфа-смайт» СП АББ-ВЭИ метроника) 3. АСКУЭ ИПУ РАН (институт проблем управления РАН)

АСУ-Энергетик

В начале 90-х годов на Кировском предприятии «Лепсе» была успешно запущена и эксплуатировалась в течение ряда лет система учета и управления энергопотреблением. «АСУ-энергетик», реализующая контур оперативно-производственного управления всеми видами энергоресурсов предприятия, являлась составной частью АСУ объединения.

Автоматизированная система была внедрена с целью:

- обеспечения надежности и экономичности энергоснабжения промышленного предприятия;
- повышения оперативности управления;
- выработки оптимальных проектно-конструкторских решений по обеспечению энергоресурсами потребителей.

Принцип организации системы - иерархический, двухуровневый. Организационные и технические средства «АСУ-энергетик» обеспечивали:

- сбор телеметрической информации со счетчиков и других датчиков параметров энергоресурсов в реальном масштабе времени;

- телеуправление двухпозиционными объектами в реальном масштабе времени, контроль и отображение состояния объектов;
- получение информации по технологическим объектам (завод, корпус, цех, участок, хозрасчетная бригада);
- получение информации по периодам управления (5 минут, 30 минут, час, смена, сутки, месяц, квартал, год);
- получение информации по видам энергоресурсов (газ, вода, сжатый воздух, электроэнергия, тепловая энергия).



Рис В1. Диспетчерский пульт управления «АСУ-энергетик»

Следует отметить, что для своего времени эта система была одной из лучших в СССР. В ней использованы новейшие аппаратные средства того времени. «АСУ-энергетик» была выполнена на основе двухмашинного управляющего комплекса на базе микро-ЭВМ СМ 1630 производства ГДР (фирма «Роботрон»). В случае выхода из строя одной машины другая машина или локальные модули обеспечивали непрерывность сопровождения технологического процесса. Кроме ЭВМ, в системе использовались телемеханический комплекс ТМ-310, 10 универсальных терминалов оперативной обработки информации, 12 удаленных алфавитно-цифровых терминалов, 5 программируемых модулей локального управления и обработки информации U-5000, устройства графического ввода-вывода информации. Еще несколько технических характеристик оборудования:



Рис В2. Внешний вид видеотерминала К9812

накопители на магнитной ленте.

Удаленный видеотерминал К8912 имеет возможность непосредственного подключения и подключения через модем, имеет интерфейсы ИРПС и V24, емкость экрана 24 строки по 80 символов.

Телемеханический комплекс ТМ-310: обеспечивает передачу с контрольных пунктов на устройства управления контролируемыми пунктами телесигнализации до 650 объектов, телеизмерений текущих - до 300 объектов, телеизмерений интегральных - до 500 объектов.

Эти характеристики не идут ни в какое сравнение с современными характеристиками, но для того времени эти аппаратные средства были самыми современными. Так же следует отметить продуманную архитектуру системы, резервирование, использование операционных систем, базирующихся на принципе квитиования по времени, мультипрограммности, режиме коллективного доступа.

Однако у таких систем были существенные недостатки. Монтаж и запуск в эксплуатацию системы были длительными и дорогими. Сложность системы и низкая надежность элементной базы подразумевала содержание коллектива специалистов для ее обслуживания и ремонта. Отказы оборудования были нередким явлением. Все это снижало экономическую эффективность системы, но даже при этих условиях система окупалась в течение 2 - 3 лет.

Микро-ЭВМ СМ 1630: параллельный 16-разрядный процессор; время выполнения команды низкого уровня 3..17 мкс; оперативная память - 128К, из них 4К для регистров ввода-вывода;

Внешние запоминающие устройства: накопители на кассетных дисках (2.5 Мб/диск, среднее время доступа 50 мс), накопители на фиксированных дисках (17 Мб/диск, 40 мс), накопители на гибких дисках (2x256 Кб/диск, 500 мс),

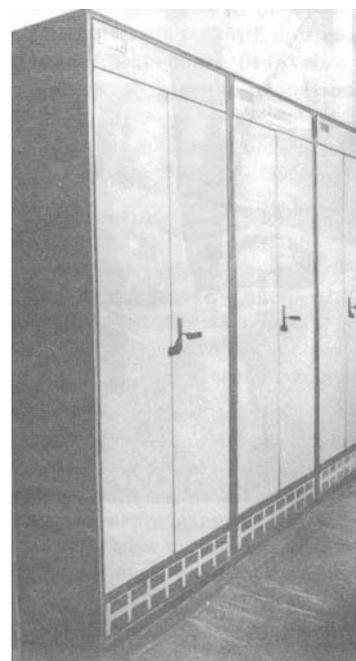


Рис 3. Шкаф телемеханического комплекса ТМ-310



Рис В3. Машинный зал «АСУ-энергетик»

В современных системах эти недостатки сведены к минимуму за счет использования надежной элементной базы, отлаженного программного обеспечения и др. Изучение современных систем следует начать с расшифровки понятий и анализа архитектуры системы.

1. Понятие и уровни АСКУЭ

Распространенную ныне аббревиатуру АСКУЭ расшифровывают, как ни странно, по-разному. Это может быть и "Автоматизированная Система Коммерческого Учета Энергоресурсов", и "Автоматизированная Система Контроля и Учета Энергоресурсов", и "Автоматизированная Система Контроля и Управления Энергопотреблением". При всей схожести формулировок в них заложен совершенно разный "философский" смысл, так как "учет" - это, по большому счету, всего лишь "распечатка ведомостей", а в то время как в задачу "управления" входит и измерение параметров, и оценка технической исправности систем, и анализ режимов их работы, а, главное - принятие и реализация решений по оптимизации энергоснабжения и энергопотребления.

Здесь и далее следует понимать аббревиатуру АСКУЭ как «автоматизированные системы контроля и управления энергопотреблением». Таким образом, АСКУЭ - это комплекс технических и программных средств, предназначенных для организации автоматического учета электроэнергии и автоматизированного управления процессом энергопотребления.

За рубежом точный аналог такого общего термина, как "АСКУЭ", отсутствует, и в конкретных областях применяются различные фирменные обозначения типа, например STOM (Serial Transmission of Original Meter Values - последовательная передача оригинальных показаний счетчиков) фирмы "Landis & Gir". Наиболее близкой к термину "АСКУЭ" является, по-видимому, широко используемая аббревиатура AMR - Automatic Meter Reading (автоматическое чтение счетчиков), а к термину "автоматизация энергоучета" - automation of powermetering (of energymetering) или automation of metering of electric power and energy (автоматизация измерения электрической мощности и энергии), или automation of metering of energy carrier (автоматизация измерения энергоносителей).

Использование учета электрической энергии позволяет получить открытую и оперативную картину о расходах электроэнергии и мощности, что является основой для внедрения энергосберегающих технологий. Кроме этого наличие АСКУЭ является необходимым для перехода на качественно новые формы оплаты за электроэнергию.

В структуре АСКУЭ в общем случае можно выделить четыре уровня:

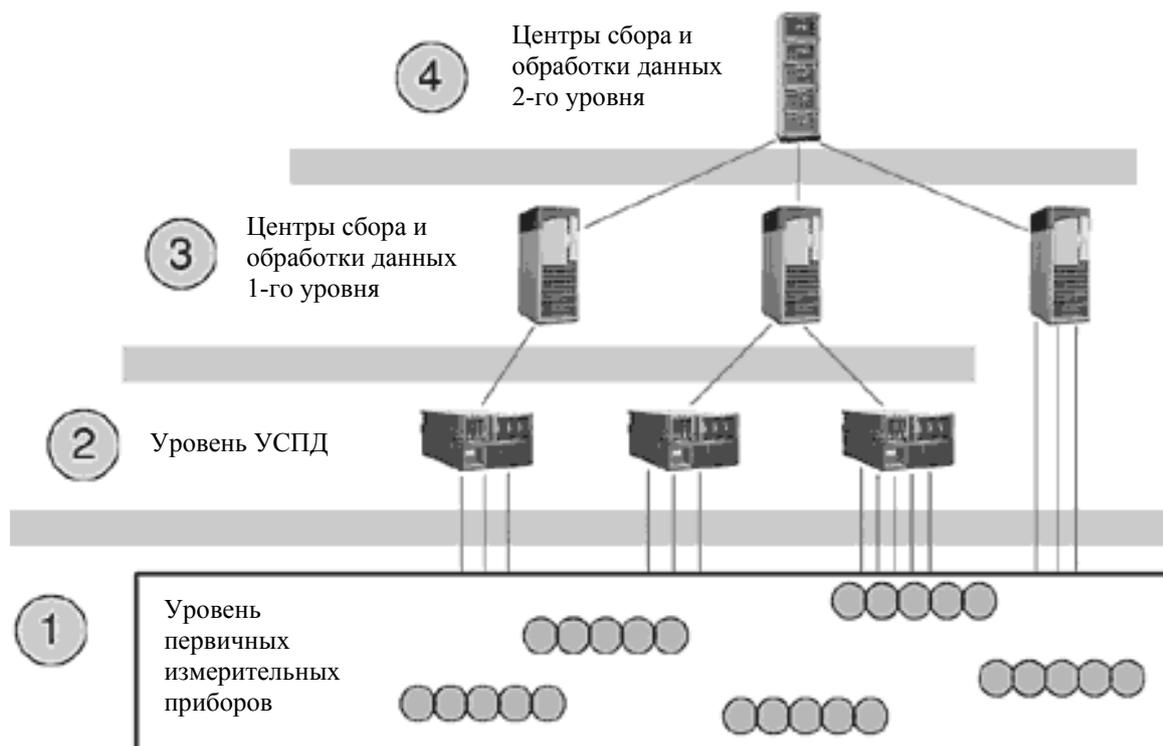


Рис 1.1 Уровни АСКУЭ

- **первый уровень** - первичные измерительные приборы (ПИП) (как правило счетчики) с телеметрическими или цифровыми выходами, осуществляющие непрерывно или с минимальным интервалом усреднения измерение параметров энергоучета потребителей (потребление электроэнергии, мощность и др.) по точкам учета;
- **второй уровень** - устройства сбора и подготовки данных (УСПД), специализированные измерительные системы или многофункциональные программируемые преобразователи со встроенным программным обеспечением энергоучета, осуществляющие в заданном цикле интервала усреднения круглосуточный сбор измерительных данных с территориально распределенных ПИП, накопление, обработку и передачу этих данных на верхние уровни;
- **третий уровень** - персональный компьютер (ПК) или сервер центра сбора и обработки данных со специализированным программным обеспечением АСКУЭ, осуществляющий сбор информации с УСПД (или группы УСПД), итоговую обработку этой информации как по точкам учета, так и по их группам - по подразделениям и объектам предприятия, документирование и отображение данных учета в виде, удобном для анализа и принятия решений (управления) оперативным персоналом службы главного энергетика и руководством предприятия;
- **четвертый уровень** - сервер центра сбора и обработки данных со специализированным программным обеспечением АСКУЭ, осуществляющий

сбор информации с ПК и/или группы серверов центров сбора и обработки данных третьего уровня, дополнительное агрегирование и структурирование информации по группам объектов учета, документирование и отображение данных учета в виде, удобном для анализа и принятия решений персоналом службы главного энергетика и руководством территориально распределенных средних и крупных предприятий или энергосистем, ведение договоров на поставку энергоресурсов и формирование платежных документов для расчетов за энергоресурсы.

Все уровни АСКУЭ связаны между собой каналами связи. Для связи уровней ПИП и УСПД или центров сбора данных, как правило, используется прямое соединение по стандартным интерфейсам (типа RS-485, ИРПС и т.п.). УСПД с центрами сбора данных 3-го уровня, центры сбора данных 3-го и 4-го уровней могут быть соединены по выделенным, коммутируемым каналам связи или по локальной сети.

1.1. Коммерческие и технические АСКУЭ.

По назначению АСКУЭ предприятия подразделяют на системы коммерческого и технического учета. **Коммерческим**, или расчетным, учетом называют учет поставки/потребления энергии предприятием для денежного расчета за нее (соответственно приборы для коммерческого учета называют коммерческими, или расчетными). **Техническим**, или контрольным, учетом называют учет для контроля процесса поставки/потребления энергии внутри предприятия по его подразделениям и объектам (соответственно используются приборы технического учета).

Технический учет образует информационную базу для исполнения функций текущего управления, планирования, нормирования и анализа электропотребления. Ведение технического учета электроэнергии на промышленных предприятиях позволяет:

- определить нерациональное использование электроэнергии на отдельных технологических участках;
- вводить экономические факторы, стимулирующие экономию электроэнергии;
- экономить энергоресурсы и снизить потребление электроэнергии на выпуск готовой продукции.

Задача технического учета отличается большей размерностью и сложностью. Технический учет осуществляется в настоящее время счетчиками электрической энергии на уровне распределительных и трансформаторных подстанций. Эти счетчики не могут фиксировать электроэнергию, непосредственно израсходованную тем или иным цехом, так как каждый цех получает питание от нескольких ТП (или РП), каждая из которых, в свою очередь, питает несколько цехов.

Например, для схемы предприятия, изображенного на рисунке 1.2 электропотребление цеха 2 определяется по счетчику Wh2. Цех 1

питается как от ТП1 (счетчик Wh1), так и от ТП2 (разность показаний счетчиков Wh3 и Wh2). Таким образом, электропотребление цеха 1 можно определить по формуле

$$\text{Цех 1} = \text{Wh1} + (\text{Wh3} - \text{Wh2}).$$

Счетчик Wh3 чаще всего устанавливается не на ТП, а на ГПП, т.е. на питающем конце кабеля.

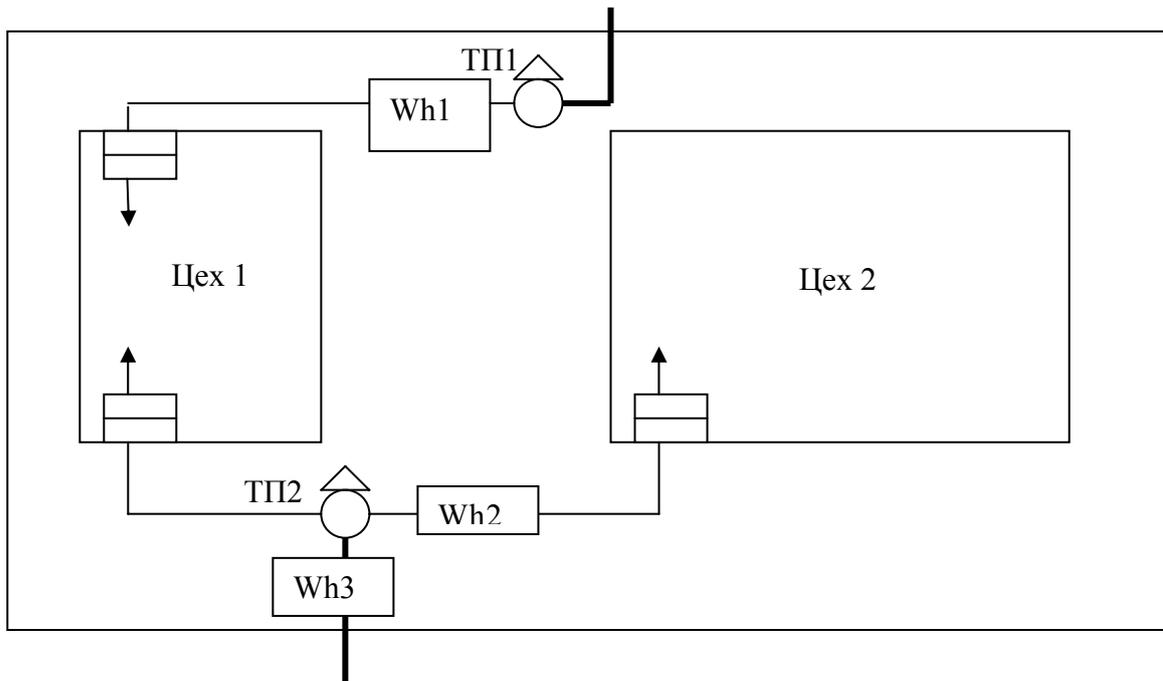


Рис 1.2 Учет электроэнергии при техническом учете:
ТП - трансформаторная подстанция; Wh - счетчик электроэнергии.

Для осуществления разделения учета электроэнергии по цехам и технологическим установкам, как правило, необходимы дополнительная установка счетчиков, осуществление переключений и упорядочение подстанций. [173].

С развитием рыночных отношений, реструктуризацией предприятий, хозяйственным обособлением отдельных подразделений предприятий и появлением коммерчески самостоятельных, но связанных общей схемой энергоснабжения производств - субабонентов функции технического и расчетного учета совмещаются в рамках одной системы. Соответственно, АСКУЭ коммерческого и технического учета могут быть реализованы как отдельные системы или как единая система.

Два вида учета, коммерческий и технический, имеют свою специфику. Коммерческий учет консервативен, имеет устоявшуюся схему энергоснабжения, для него характерно наличие небольшого количества точек учета, по которым требуется установка приборов повышенной точности, а

сами средства учета нижнего и среднего уровня АСКУЭ должны выбираться из государственного реестра измерительных средств. Кроме того, системы коммерческого учета в обязательном порядке пломбируются, что ограничивает возможности внесения в них каких-либо оперативных изменений со стороны персонала предприятия. Технический учет, наоборот, динамичен и постоянно развивается, отражая меняющиеся требования производства; для него характерно большое количество точек учета с разными задачами контроля энергоресурсов, по которым можно устанавливать в целях экономии средств приборы пониженной точности. Технический контроль допускает использование приборов, не занесенных в Государственный реестр измерительных средств, однако при этом могут возникнуть проблемы с выяснением причин небаланса данных по потреблению энергоресурсов от систем коммерческого и технического учета. Отсутствие пломбирования приборов энергосбытовой организацией позволяет службе главного энергетика предприятия оперативно вносить изменения в схему технического контроля энергоресурсов, в уставки первичных измерительных приборов в соответствии с текущими изменениями в схеме энергоснабжения предприятия и спецификой решаемых производственных задач. Учитывая эту специфику коммерческого и технического учета можно оптимизировать стоимость создания АСКУЭ и ее эксплуатации.

1.2 Цели энергоучета

Можно выделить две цели, достигаемые с помощью контроля и учета поставки/потребления энергоресурсов, вне зависимости от используемых для этого технических средств:

1. обеспечение расчетов за энергоресурсы в соответствии с реальным объемом их поставки/потребления;
2. минимизация производственных и непроизводственных затрат на энергоресурсы.

Благодаря различным способам достижения цели минимизация затрат на энергоресурсы может быть реализована как без уменьшения объема потребления энергоресурсов, так и за счет уменьшения объема потребления энергоресурсов.

Эти цели достигаются благодаря решению следующих задач учета энергоресурсов и контроля их параметров.

1.3 Задачи систем контроля и учета.

- **Точное измерение параметров** поставки/потребления энергоресурсов с целью обеспечения расчетов за энергоресурсы в соответствии с реальным объемом их поставки/потребления и минимизации непроизводственных затрат на энергоресурсы, в частности за счет использования более точных измерительных приборов или повышения синхронности сбора первичных данных.

- **Диагностика полноты данных** с целью обеспечения расчетов за энергоресурсы в соответствии с реальным объемом их поставки/потребления за счет повышения достоверности данных, используемых для финансовых расчетов с поставщиками энергоресурсов и субабонентами предприятия и принятия управленческих решений.

- **Комплексный автоматизированный** коммерческий и технический учет энергоресурсов и контроль их параметров по предприятию, его инфраструктурам (котельная и объекты жилкомбыта) и инфраструктурам (цеха, подразделения, субабоненты) по действующим тарифным системам с целью минимизации производственных и непроизводственных затрат на энергоресурсы.

- **Контроль энергопотребления по всем энергоносителям, точкам и объектам учета** в заданных временных интервалах (5, 30 минут, зоны, смены, сутки, декады, месяцы, кварталы и годы) относительно заданных лимитов, режимных и технологических ограничений мощности, расхода, давления и температуры с целью минимизации затрат на энергоресурсы и обеспечения безопасности энергоснабжения.

- **Фиксация отклонений контролируемых параметров** энергоресурсов, их оценка в абсолютных и относительных единицах для анализа как энергопотребления, так и производственных процессов с целью минимизации затрат на энергоресурсы и восстановление производственных процессов после их нарушения из-за выхода контролируемых параметров энергоресурсов за допустимые пределы.

- **Сигнализация** (цветом, звуком) об отклонениях контролируемых величин от допустимого диапазона значений с целью минимизации производственных затрат на энергоресурсы за счет принятия оперативных решений.

- **Прогнозирование** (кратко-, средне- и долгосрочное) значений величин энергоучета с целью минимизации производственных затрат на энергоресурсы за счет планирования энергопотребления.

- **Автоматическое управление** энергопотреблением на основе заданных критериев и приоритетных схем включения/отключения потребителей-регуляторов с целью минимизации производственных затрат на энергоресурсы за счет экономии ручного труда и обеспечения качества управления.

- **Поддержание единого системного времени** с целью минимизации непроизводственных затрат на энергоресурсы за счет обеспечения синхронных измерений. Большинство действующих АСКУЭ промышленных предприятий в силу своих структурных и функциональных ограничений решают только часть рассмотренных задач.

1.4 Варианты организации и построения АСКУЭ

Варианты организации и построения АСКУЭ рассмотрены на примере систем учета электроэнергии.

1.4.1. Организация АСКУЭ с проведением опроса счетчиков через оптический порт



Рис 1.3 Организация опроса счетчиков через оптический порт

Это наиболее простой вариант организации АСКУЭ. Счетчики не объединены между собой. Между счетчиками и центром сбора данных нет связи. Все счетчики опрашиваются последовательно при обходе счетчиков оператором. Опрос производится через оптический порт с помощью программы, размещенной на переносном компьютере, которая формирует файл результатов опроса. На компьютере центра 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 переносного компьютера со временем центра сбора данных производится в момент приема файлов заданий на опрос счетчиков. Данная схема построения автоматизированной системы является наиболее дешевой. Для максимальной экономии средств на создание АСКУЭ в этом варианте роль центра сбора данных можно возложить на переносной компьютер. Недостатками данного способа организации АСКУЭ является большая трудоемкость сбора данных со счетчиков и невозможность использования в системе дешевых индукционных или электронных счетчиков с импульсным выходом. Поэтому данную схему можно рекомендовать для организации системы коммерческого учета: используется небольшое количество дорогих коммерческих счетчиков, которые, как правило, уже содержат модуль запоминания информации и интерфейс обмена с ЭВМ.

Организация АСКУЭ с проведением опроса счетчиков через оптический порт позволяет решать следующие задачи:

- точное измерение параметров поставки/потребления;
- коммерческий и технический учет энергоресурсов по предприятию, его инфраструктурным элементам (котельная и объекты жилкомбыта, цеха, подразделения, субабоненты);

- контроль энергопотребления по точкам и объектам учета в заданных временных интервалах (30 минут, зоны, смены, сутки, декады, месяцы, кварталы и годы) относительно заданных лимитов и технологических ограничений мощности;
- обработку данных и формирование отчетов по учету электроэнергии;
- диагностику полноты данных;
- описание электрических соединений объектов и их характеристик;
- диагностику счетчиков;
- поддержание единого системного времени.

1.4.2 Организация АСКУЭ с проведением опроса счетчиков переносным компьютером через преобразователь интерфейсов, мультиплексор или модем.

Счетчики, объединенные общей шиной RS-485, или по интерфейсу "токовая петля" на мультиплексор (например, типа МПР-16), или устройством сбора и подготовки данных (УСПД) могут располагаться в различных распределительных устройствах и опрашиваться один или несколько раз в месяц с помощью программы, размещенной на переносном компьютере, которая формирует файл результатов опроса (рис 1.4).

Между счетчиками и центром сбора данных нет постоянной связи. УСПД выполняет роль коммуникационного сервера. На компьютере центра сбора данных необходимы программные модули, формирующие файл-задание на опрос и загружающие информацию в основную БД. Синхронизация времени счетчиков происходит в процессе опроса со временем переносного компьютера. Синхронизация времени переносного компьютера со временем центра сбора данных производится в момент приема файлов заданий на опрос счетчиков. Выделенный компьютер для центра сбора данных в этом варианте также может отсутствовать, его роль может выполнять переносной компьютер.

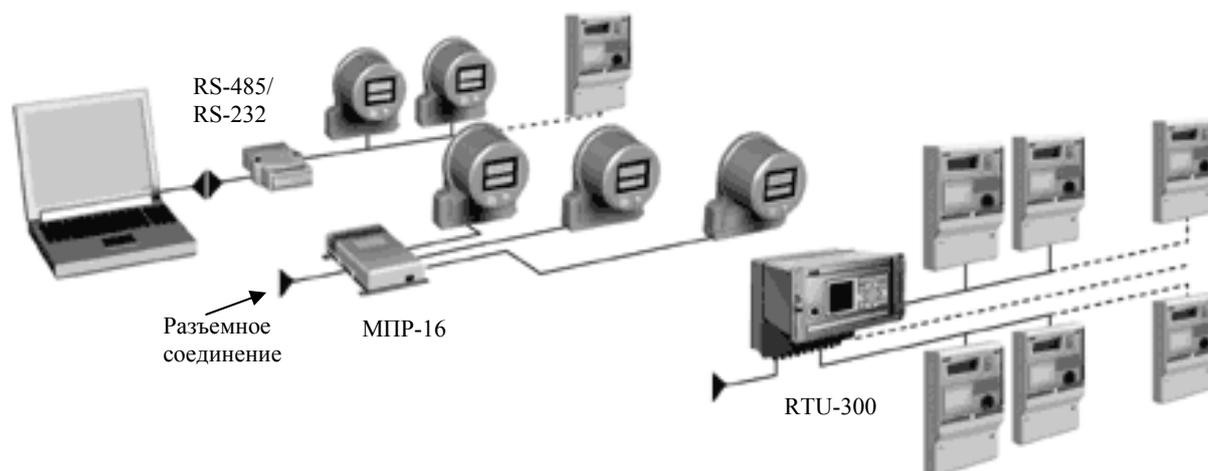


Рис 1.4. Организация опроса счетчиков персональным компьютером через преобразователь интерфейсов, мультиплексор или модем

Организация АСКУЭ с проведением опроса счетчиков переносным компьютером через преобразователь интерфейсов, мультиплексор или модем позволяет решать следующие задачи:

- точное измерение параметров поставки/потребления;
- коммерческий и технический учет энергоресурсов по предприятию, его инфраструктурным элементам (котельная и объекты жилкомбыта, цеха, подразделения, субабоненты);
- контроль энергопотребления по точкам и объектам учета в заданных временных интервалах (30 минут, зоны, смены, сутки, декады, месяцы, кварталы и годы) относительно заданных лимитов и технологических ограничений мощности;
- обработку данных и формирование отчетов по учету электроэнергии;
- диагностику полноты данных;
- описание электрических соединений объектов и их характеристик;
- диагностику счетчиков;
- поддержание единого системного времени.

1.4.3 Организация АСКУЭ с проведением автоматического опроса счетчиков локальным центром сбора и обработки данных

Счетчики постоянно связаны с центром сбора данных прямыми каналами связи и опрашиваются в соответствии с заданным расписанием опроса (рис 1.5). Первичная информация со счетчиков записывается в БД. Синхронизация времени счетчиков происходит в процессе опроса со временем компьютера центра сбора данных. В качестве компьютера центра сбора данных используется локальная ПЭВМ. На ней же происходит обработка данных и ведение БД. В зависимости от количества пользователей,

количества счетчиков и интервалов их профиля, квалификации пользователей, сложности математической обработки и т.д. Локальная БД может функционировать либо под MS Access, либо под СУБД ORACLE8.X. Сбор данных в БД происходит периодически с заданными интервалами.

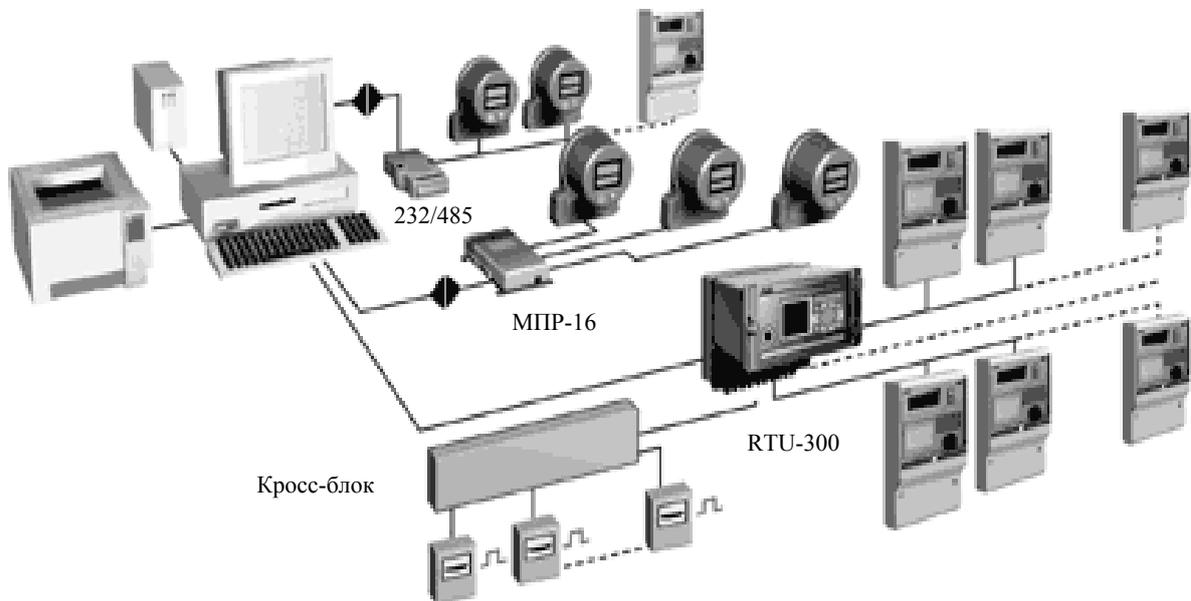


Рис 1.5 Организация автоматического опроса счетчиков локальным центром сбора и обработки данных

Организация АСКУЭ с проведением автоматического опроса счетчиков локальным центром сбора и обработки данных позволяет решать следующие задачи:

- точное измерение параметров поставки/потребления;
- комплексный автоматизированный коммерческий и технический учет энергоресурсов по предприятию, его инфраструктурным элементам (котельная и объекты жилкомбыта, цеха, подразделения, субабоненты);
- контроль энергопотребления и параметров качества электроэнергии (ПКЭ) по точкам и объектам учета в заданных временных интервалах (5 минут, 30 минут, зоны, смены, сутки, декады, месяцы, кварталы и годы) относительно заданных лимитов и технологических ограничений мощности;
- обработка данных и формирование отчетов по учету электроэнергии и контролю ПКЭ;
- фиксация отклонений контролируемых параметров энергоресурсов, их оценка в абсолютных и относительных единицах для анализа как энергопотребления, так и производственных процессов;
- сигнализация (цветом, звуком) об отклонениях контролируемых величин от допустимого диапазона значений;

- диагностику полноты данных;
- описание электрических соединений объектов и их характеристик;
- параметризацию коммуникаций и характеристик опроса;
- диагностику системы;
- поддержание единого системного времени.

1.4.4 Организация многоуровневой АСКУЭ для территориально распределенного среднего и крупного предприятия или энергосистемы

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. Между некоторыми счетчиками и центром сбора данных первого уровня может не быть постоянной связи, они могут опрашиваться с помощью переносного компьютера, как во втором 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. При таком способе организации АСКУЭ в качестве БД рекомендуется использовать СУБД ORACLE8.X.

Основная конфигурация программного комплекса Альфа ЦЕНТР позволяет организовать параллельный сбор данных по 4, 8, 16, 32 каналам связи. При 16, 32 каналах необходимо использовать отдельную ЭВМ в качестве коммуникационного сервера. Каналы связи могут быть выделенными, коммутируемыми, а также может использоваться прямое соединение.

Параметры каждого канала настраиваются индивидуально, в зависимости от типа линии и ее характеристик. В системе может параллельно работать несколько коммуникационных серверов. При этом описание всех параметров системы сбора данных, описание всех электрических и расчетных схем объектов, а также все первичные и расчетные данные хранятся только на сервере БД и приложений центра сбора данных.

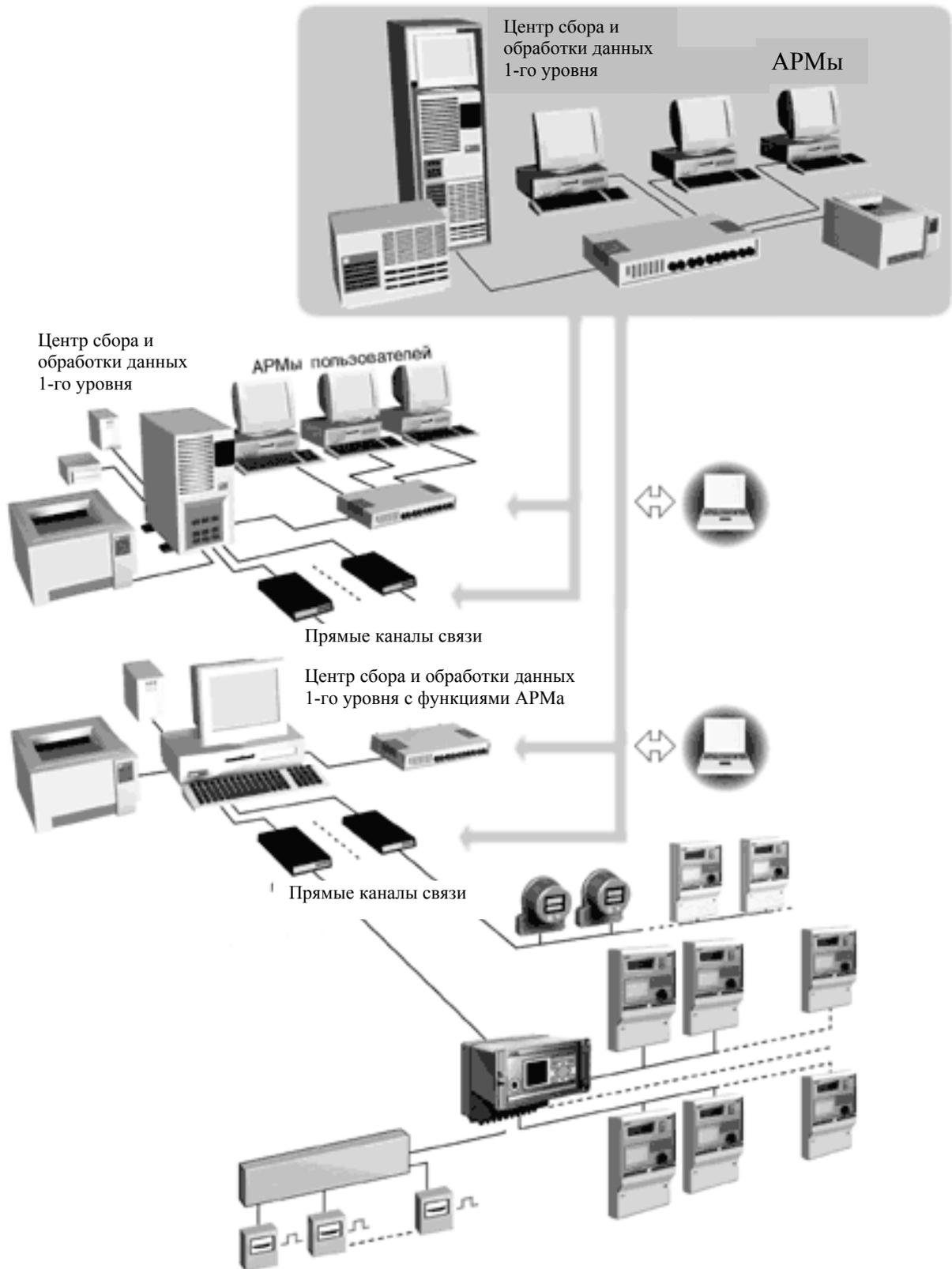


Рис 1.6 Организация многоуровневой АСКУЭ для территориально распределенного среднего и крупного предприятия или энергосистемы

Центры сбора данных, как правило, выполняют только функции сбора и обработки данных, АРМы пользователей подключаются к ним по локальной сети. При небольшом количестве счетчиков на объекте центр сбора данных первого уровня может выполнять функции АРМа. Центры сбора данных 1-го уровня связаны с центрами сбора данных 2-го уровня каналами связи. Каналы связи могут быть выделенными, коммутируемыми, прямым соединением по локальной сети. Сервер сбора данных центра сбора данных 2-го уровня автоматически запрашивает необходимую информацию из БД центров сбора данных 1-го уровня в соответствии с установленным расписанием. Организация многоуровневой АСКУЭ для территориально распределенного среднего и крупного предприятия или энергосистемы позволяет решать следующие задачи:

- точное измерение параметров поставки/потребления;
- комплексный автоматизированный коммерческий и технический учет энергоресурсов по предприятию, его инфраструктурным элементам (котельная и объекты жилкомбыта, цеха, подразделения, субабоненты);
- ведение договоров и формирование платежных документов для расчетов за электроэнергию;
- контроль энергопотребления и ПКЭ по точкам и объектам учета в заданных временных интервалах (5 минут, 30 минут, зоны, смены, сутки, декады, месяцы, кварталы и годы) относительно заданных лимитов и технологических ограничений мощности;
- сопровождение нормативно - справочной информации;
- обработку данных и формирование отчетов по учету электроэнергии и контролю ПКЭ;
- фиксацию отклонений контролируемых параметров энергоресурсов, их оценка в абсолютных и относительных единицах для анализа как энергопотребления, так и производственных процессов;
- сигнализацию (цветом, звуком) об отклонениях контролируемых величин от допустимого диапазона значений;
- диагностику полноты данных;
- описание электрических соединений объектов и их характеристик;
- параметризацию коммуникаций и характеристик опроса;
- диагностику системы;
- поддержание единого системного времени.

1.5 Однородная система

При создании АСКУЭ для реализации элементов разных уровней системы можно использовать различные технические решения от различных поставщиков, предлагающих минимальные цены. Такая система называется неоднородной. Она будет стоить, действительно, довольно дешево, однако стоит подумать, прежде чем поспешно соглашаться на этот вариант.

Эксплуатировать такую систему будет сложно и дорого. Вот несколько примеров этого утверждения:

- необходимо освоить и постоянно использовать множество различных программных средств для работы с этим различным оборудованием;
- необходимо поддерживать наличие большого ассортимента электронных элементов для текущего ремонта и обслуживания;
- затруднено обучение и повышение квалификации персонала, поскольку оно будет проходить в разных организациях,
- увеличивается время разработки системы (за счет необходимых согласований) и проведения пуско-наладочных работ;
- получение консультаций и устранение неполадок в ходе эксплуатации связано с привлечением большого количества специалистов.

Экономия денежных средств на начальном этапе оборачивается финансовыми потерями (в том числе и скрытыми) в ходе эксплуатации. Наиболее предпочтительным в этом случае является использование технических решений, которые позволяют строить АСКУЭ как однородную систему, т.е. установить в каждом объекте учета одинаковое программное обеспечение, базирующееся на однородных аппаратных средствах. Это дает возможность поэтапной автоматизации бизнес-процессов, связанных с учетом электроэнергии и контролем ее параметров, возможность поэтапного построения АСКУЭ и введения ее в промышленную эксплуатацию; уменьшает стоимость пуско-наладки системы; так как программное обеспечение начинает работать сразу и сразу предоставляет требуемую информацию, уменьшает стоимость эксплуатации АСКУЭ. По мере роста системы, реализации связи между центрами сбора данных они гарантированно включаются в единый технологический процесс. Большинство серьезных фирм, занимающихся разработкой систем АСКУЭ, проектируют свои системы как однородные. Примером такого технического решения является АСКУЭ "АльфаЦЕНТР" от "АББ ВЭИ Метроника", г.Москва.

2. Назначение АСКУЭ.

2.1 Целесообразность введения автоматики

В ходе проектирования любой автоматизированной системы разработчик должен решить важный вопрос: какая степень автоматизации в системе управления данным объектом необходима? Степень автоматизации может изменяться в широких пределах от систем, в которых все функции по управлению выполняются человеком, до систем, в которых все эти функции реализуются автоматически. С одной стороны, современные средства автоматики не всегда могут заменить человека в системе управления. С другой стороны, существуют объекты, управлять которыми человек не может из-за своих ограниченных возможностей. Наиболее эффективно разумное сочетание человека и автоматики в системах управления.

Условия, при которых управление с помощью автоматики является необходимым, следующие.

1. Физиологические и психологические возможности человека (мышечные усилия, скорость переработки информации, скорость реакции, способность восприятия информации, закодированной в том или ином физическом виде, работоспособность и т. п.) для управления данным объектом или процессом являются недостаточными.

2. Система управления может находиться в среде, опасной для жизни и здоровья человека. В этом случае разработчик выясняет возможности оздоровления и облегчения условий труда в системе управления, повышения техники безопасности с помощью автоматики.

3. Участие человека в управлении объектом может требовать от него весьма высокой квалификации. На некоторых производствах имеются уникальные специалисты, участие которых в процессе управления позволяет достичь решений, близких к оптимальным. Этих людей нелегко заменить. Трудно, например, переоценить значение мастера, управляющего процессом плавки в доменной печи, работа которого, основанная целиком на колоссальном опыте и интуиции, граничит с искусством. Подготовка таких специалистов почти не планируема: специалист подобного типа, как и поэт, должен обладать как минимум талантом. Если бы удалось описать их коллективный опыт хотя бы в эвристической форме, то и этих специалистов могла бы заменить автоматика. При этом, однако, следует еще выяснить, что больше - потери от нехватки уникальных специалистов или затраты на разработку и эксплуатацию автоматической системы, заменяющей их труд.

4. Имеется нехватка трудовых ресурсов (например, при создании промышленных объектов в неосвоенных или отдаленных районах).

5. Автоматика необходима при управлении объектом в критических и аварийных ситуациях. Специалист, прекрасно справляющийся со своими

обязанностями в обычных условиях, может в аварийных ситуациях оказаться неспособным к принятию правильных решений по управлению под влиянием различных психологических и физиологических факторов. Примером этого может служить энергетическая катастрофа, разразившаяся в США в 1965 г., когда диспетчерская служба, вполне удовлетворительно справляющаяся с системой, работающей в нормальном режиме, не смогла предотвратить развитие аварии, принесшей стране громадные убытки.

В ходе переговоров о параметрах разрабатываемой системы заказчик должен описать возможные аварийные ситуации и их последствия. Наличие таких ситуаций может оказаться определяющим при решении вопроса о необходимости автоматизации, если потери в результате возможной аварии превышают расходы на автоматику.

Как правило, при управлении объектом может быть сформулирован некоторый критерий качества управления. Этот критерий либо имеет стоимостное выражение, либо выражается в виде задачи оптимизации некоторых параметров, на значения которых непосредственно воздействует система управления (при этом значения параметров как-то связаны со стоимостной оценкой). Пусть объект управления таков, что имеется принципиальная возможность управлять им вручную. Однако человек, управляя объектом, принимает неоптимальные решения с точки зрения критерия управления. Если автоматика позволяет существенно улучшить качество управления, то применение ее становится целесообразным. Заказчик только должен сопоставить в денежном выражении выигрыш от улучшения качества управления с расходами на автоматизацию (учитывая принятые сроки окупаемости). Если в результате этого сопоставления он выявит экономический выигрыш от автоматизации управления, то человек в системе управления частично или полностью должен быть заменен автоматикой.

В заключение приводится таблицу, показывающую некоторые функциональные возможности человека и ЭВМ. Таблицы такого типа помогают разработчикам правильно оценивать степень необходимой автоматизации в системе управления.

Таблица 2.1

Сравнение функциональных возможностей человека и ЭВМ

Человек имеет преимущество в следующих функциях	Машины имеют преимущество в следующих функциях
<p>Обнаружение сигналов в условиях сильного «шума» (например, отраженного сигнала на индикаторе радиолокационной станции в условиях радиопомех, засветки от земли и помех от морской поверхности)</p> <p>Опознавание объектов при меняющихся условиях восприятия, (например опознавание замаскированных объектов при обработке фотоснимков)</p> <p>Действия в условиях неожиданных событий, например при выборе путей для устранения неполадок или для ответа на возникновение необычных ситуаций</p> <p>Способность рассуждать индуктивно - делать заключения об общем состоянии, исходя из отдельных симптомов</p> <p>Способность учиться на опыте - модифицирование поведения на основе результатов ранее происходивших событий</p> <p>Оригинальность мышления - способность находить новые, совершенно различные решения проблем</p> <p>Гибкость в действиях, например приобретение новых навыков через одни лишь письменные или устные процедурные указания</p> <p>Способность работать в условиях перегрузок, например в условиях множества радиолокационных целей сосредотачиваться только на угрожающих, игнорируя второстепенные цели</p>	<p>Реагирование с минимальной задержкой (несколько микросекунд; у человека - около 200 мс)</p> <p>Точность в выполнении повторных действий—человек в подобной ситуации заведомо склонен к ошибкам</p> <p>Накопление больших количеств данных и оперирование ими</p> <p>Контроль (способность человека контролировать редко возникающие явления очень мала)</p> <p>Дедуктивное рассуждение - определение принадлежности элемента к некоторому классу</p> <p>Чувствительность к стимулам - машина может воспринимать такие формы энергии, которые лежат вне диапазона сенсорных возможностей человека, например инфракрасные лучи и радиоволны</p> <p>Использование мощных силовых устройств, например реактивных двигателей в современных самолетах</p>

Какая степень автоматизации должна быть выбрана при разработке систем АСКУЭ? Для ответа на этот вопрос необходимо вспомнить основные функции АСКУЭ: сбор данных об энергопотреблении (учет), а также проведение анализа и управления процессом энергоснабжения предприятия. Учет сопряжен с накоплением и оперированием большими объемами данных, здесь ЭВМ имеют несомненные преимущества перед человеком. Поэтому учет возможно сделать практически полностью автоматическим.

Однако при осуществлении управления энергоснабжением предприятия невозможно обойтись без участия человека. В программу ЭВМ невозможно (или очень сложно) вложить все тонкости требований технологического процесса, сложно алгоритмически описать последствия (ущербы) от тех или иных действий автоматики. Без опыта человека-специалиста, без его способности обучаться и находить нетривиальные выходы их сложившихся нестандартных ситуаций автоматическое управление не будет оптимальным. На ЭВМ в этом случае ложится задача помочь человеку реализовать функции управления (подготовка данных в виде, удобном для анализа оператором, нахождение ошибочных данных и тестирование работы системы, прогнозирование изменения отдельных параметров, протоколирование и контроль правильности действий оператора). Таким образом, в управлении процессом энергоснабжения предприятия должно быть найдена оптимальная степень автоматизации, оптимальное сочетание участия человека-оператора и ЭВМ.

2.1 Экономическая эффективность АСКУЭ промышленных предприятий

Смысл создания и использования АСКУЭ заключается в постоянной экономии энергоресурсов и финансов предприятия при минимальных начальных денежных затратах. Величина экономического эффекта от использования АСКУЭ достигает по предприятиям в среднем 15 - 30% от годового потребления энергоресурсов, а окупаемость затрат на создание АСКУЭ происходит за 2 - 3 квартала. На сегодняшний день АСКУЭ предприятия является тем необходимым механизмом, без которого невозможно решать проблемы цивилизованных расчетов за энергоресурсы с их поставщиками, непрерывной экономии энергоносителей и снижения доли энергозатрат в себестоимости продукции предприятия.

Уровень энергопотребления предприятия складывается из двух составляющих: базовой и организационно-технической. Базовая составляющая определяется энергоемкостью установленного технологического оборудования. Организационно-техническая составляющая (ОТС) определяется режимами эксплуатации оборудования, которые задаются персоналом предприятия, исходя из производственных и личных интересов и потребностей. Изменение первой (базовой)

составляющей энергопотребления требует замены устаревшего энергоемкого оборудования и техпроцесса более современными и менее энергоемкими. Это связано с модернизацией производства и привлечением крупных инвестиций, что в условиях нашей экономики проблематично. Поэтому необходимо обратить внимание на возможности минимизации ОТС уровня энергопотребления предприятия, которые не требуют крупных денежных затрат, но при реализации дает быстрый практический эффект. Актуальность минимизации этой составляющей сохраняется и после сокращения базового энергопотребления в результате модернизации производства.

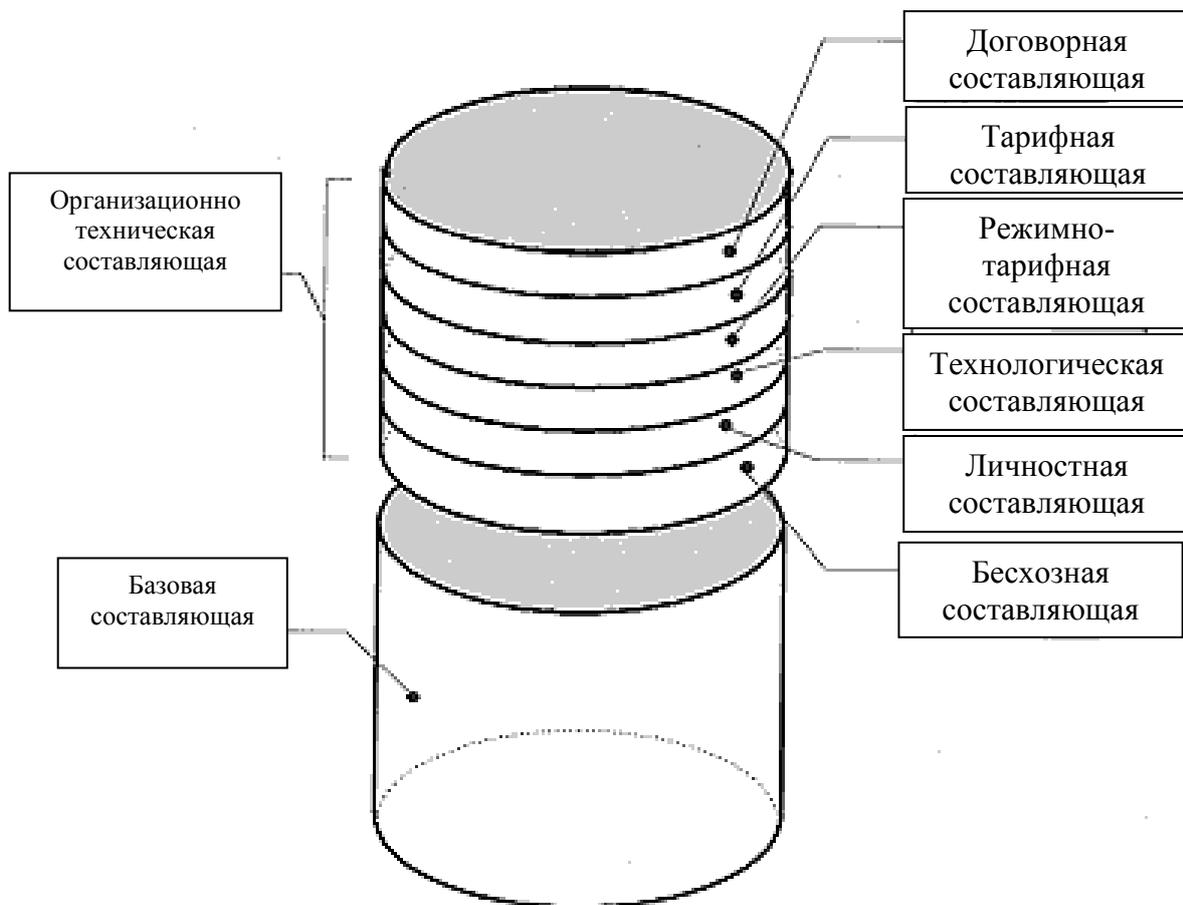


Рис 2.1 Составляющие электропотребления предприятия.

ОТС уровня энергопотребления предприятия имеет, по крайней мере, шесть основных частей.

1) Договорная, фиктивная составляющая связана с расчетами за энергоресурсы с поставщиками не по фактическим значениям энергопотребления, а по договорным и, как правило, существенно завышенным значениям, что приводит потребителя к финансовым потерям.

Эта составляющая потерь сводится к минимуму (и даже к нулю) при организации АСКУЭ коммерческого учета.

2) Тарифная составляющая, связанная с расчетами за энергоресурсы с поставщиком по фактическим значениям энергопотребления, но не по самому выгодному для потребителя тарифу из-за отсутствия учета, способного реализовать этот лучший тариф. Эта составляющая потерь сводится к нулю при организации АСКУЭ коммерческого учета, способной отслеживать любые действующие и перспективные тарифы.

3) Режимно-тарифная составляющая, связанная с возможностью изменения режимов работы оборудования по времени и величине энергопотребления в заданных зонах суток (пиковых зонах) с целью минимизации тарифных платежей в рамках одного и того же тарифа. Эта составляющая потерь сводится к минимуму при организации АСКУЭ коммерческого и технического учета с элементами прогнозирования и анализа состава нагрузок.

4) Технологическая составляющая, связанная с нарушением технологического цикла и неэффективным использованием оборудования. Эта составляющая потерь сводится к минимуму при организации АСКУЭ глубокого (до уровня цехов, участков и крупных энергоустановок) технического учета, а так же с ведением хозрасчета по энергоресурсам между подразделениями предприятия или норм потребления энергоресурсов подразделениями предприятия.

5) Личностная составляющая, связанная с использованием персоналом производственного оборудования в личных целях. Эта составляющая потерь сводится к минимуму при организации АСКУЭ глубокого технического учета с расчетом реальных удельных норм на выпуск единицы продукции.

6) Бесхозная составляющая, связанная с незаинтересованностью, безразличием персонала на рабочих местах к энергопотерям разного вида. Эта составляющая сводится к минимуму при организации АСКУЭ технического учета с введением внутреннего хозрасчета по энергоресурсам между подразделениями предприятия или норм потребления энергоресурсов подразделениями предприятия при материальном стимулировании работников по показаниям АСКУЭ за экономию энергоресурсов (премирование). На различных промышленных предприятиях указанные составляющие энергопотерь имеют разный удельный вес в рамках ОТС, но в целом могут достигать 15-30 и более процентов от общего энергопотребления предприятия. Учет, контроль и минимизация этих составляющих возможны только при автоматизации энергоучета, и являются одной из главных целей создания АСКУЭ на предприятии и его объектах.

2.2. Энергоучет - инструмент для энергосбережения

Постоянное удорожание энергоресурсов требует от промышленных предприятий разработки и внедрения комплекса мероприятий по энергосбережению, включающих жесткий контроль поставки/потребления всех видов энергоресурсов, ограничение и снижение их доли в себестоимости продукции. Современная АСКУЭ является измерительным инструментом, позволяющим экономически обоснованно разрабатывать, осуществлять комплекс мероприятий по энергосбережению, своевременно его корректировать, обеспечивая динамическую оптимизацию затрат на энергоресурсы в условиях изменяющейся экономической среды, таким образом АСКУЭ является основой системы энергосбережения промышленных предприятий.

Первый и самый необходимый шаг в этом направлении, который надо сделать уже сегодня, - это внедрить автоматизированный учет энергоресурсов, позволяющий учитывать и контролировать параметры всех энергоносителей по всей структурной иерархии предприятия с доведением этого контроля до каждого рабочего места. Благодаря этому будут сведены к минимуму производственные и непроизводственные затраты на энергоресурсы, это позволит решать спорные вопросы между поставщиком и потребителем энергоресурсов не волевыми, директивными мерами, а объективно на основании объективного автоматизированного учета.

2.3. Переход на зонный тариф

С середины 90-х годов стоимость электроэнергии стала неуклонно возрастать. Возрастала и доля электроэнергии в себестоимости практически любой выпускаемой продукции. Для обеспечения более равномерного потребления электроэнергии Постановлением Федеральной энергетической комиссии (ФЭК) с 01.10.97 введены трехзонные тарифы. Это Постановление в определенной степени должно стимулировать потребителей электроэнергии снижать потребление в часы максимальных нагрузок и увеличить потребление в менее загруженные часы суток.

Осуществить эффективное управление электропотреблением в современных условиях невозможно без внедрения расчетов по дифференцированным тарифам. Ведение дифференцированных по зонам суток тарифов подразумевает использование разных тарифных ставок за потребленную электроэнергию в зависимости от времени суток.

Потребление электроэнергии в энергосистемах в течение суток неравномерно и имеет, как правило три режима: режим малого потребления, режим среднего потребления и режим максимального потребления электроэнергии. В соответствии с этими режимами электропотребления, сутки разбиваются на следующие зоны:

- зону минимального потребления электроэнергии - часы ночной тарифной зоны;
- зону среднего потребления электроэнергии - часы полупиковой тарифной зоны;
- зону максимального потребления электроэнергии - часы пиковой тарифной зоны.

Как правило, выделяются часы утреннего и вечернего максимального потребления (утренняя и вечерняя пиковые зоны). Загрузка генерирующих мощностей в часы максимума в несколько раз выше, чем в часы ночного минимума

Одной из главных причин введения дифференцированных тарифов является стремление к выравниванию графика нагрузки в энергосистемах, что позволяет откладывать ввод новых генерирующих мощностей за счет уменьшения потребления электроэнергии в часы максимума. Для этого необходимо, чтобы потребители электроэнергии изменили графики электропотребления собственного производства, т.е. перевели энергоемкие производства из зон максимального потребления электроэнергии в зоны среднего и минимального потребления. Это будет возможно только в том случае, если потребителю это будет экономически выгодно.

Введением разных тарифных ставок в зависимости от времени суток достигается экономический эффект как у потребителей, так и у производителей электроэнергии. Потребитель получает возможность маневрировать своим энергопотреблением, изменяя технологический цикл, для получения наибольшей экономии средств.

Тарифы на электроэнергию ежегодно утверждаются Региональной энергетической комиссией. Для сравнения можно привести выдержки из тарифа для Кировской области на 2005 год.

Таблица 2.2

Стоимость кВт·ч для промышленных предприятий
по дифференцированному тарифу, руб=коп:

	Тарифная зона	Стоимость кВт·ч электроэнергии при питании на напряжении, кВ			
		110 и выше	35	20-1	0,4
1	пиковая зона	1=76	2=46	2=53	2=83
2	полупиковая зона	0=94	1=35	1=40	1=64
3	ночная зона	0=62	0=86	0=87	1=13
4	субботный пик	1=23	1=72	1=77	1=98

Для базовых промышленных предприятий, питающихся на напряжении 110 кВ и выше, стоимость электроэнергии в полупиковой тарифной зоне равна 92,5 коп.

Расписание тарифных зон, т.е. включение того или иного тарифа для учета электроэнергии, определяется Региональными энергетическими комиссиями.

Из приведенного выше соотношения тарифных ставок видна возможность получения существенной экономии средств потребителя электроэнергии при переходе на расчет по дифференцированным тарифам. При использовании тарифных зон при расчете за электроэнергию, затраты предприятия за потребленную электроэнергию по разным оценкам снижаются на 15 - 30%, что позволяет окупить затраты на установку новых счетчиков в течении нескольких кварталов.

Выводы. Установка многотарифных счетчиков позволит перейти на расчёт за потреблённую электроэнергию по современным тарифам. Во многих энергосистемах установлена разная цена на электроэнергию ночью, днем и в часы пиковых нагрузок энергосистемы. Если предприятие перенесет выполнение части работ на время, когда электроэнергия стоит дешевле, то при том же потреблении сможет платить за нее значительно меньше. Учитывая, что в среднем по России ночной тариф за электроэнергию в три раза дешевле, чем днем, экономия может составить до 30 %.

Энергокомпания, в свою очередь, выигрывают из-за того, что выравнивается график нагрузки во всей энергосистеме. Энергосистемы отказываются от ввода новой мощности для покрытия растущей нагрузки или от покупки электрической мощности у других энергосистем. Вследствие этого улучшается режим работы тепловых электростанций, сокращается расход топлива на выработку электроэнергии и износ энергетического оборудования.

2.4 Повышение точности учета

Внедрение современных микропроцессорных счётчиков, благодаря их высокой точности 0,2S и 0,5S (ГОСТ 30206-94), позволяет получить более достоверную информацию об энергопотреблении. А это дает возможность точного сведения балансов, нахождение потерь и выявление неучтенных потребителей. Только на этом экономия может составить до 2 - 5%.

2.5 Расчет по фактической нагрузке

Современный микропроцессорный счетчик – это фактически компьютер, установленный в точке учета. Он не только измеряет активную и реактивную электроэнергию в двух направлениях, но и фиксирует дату и время максимальной нагрузки для каждой тарифной зоны. После считывания информации со счетчика в компьютер строится график потребления активной энергии.

Предприятие и энергосистема строят графики нагрузки каждого участка, цеха или производства за день, неделю или месяц. Анализ графиков и определение совмещенного максимума показывает, как надо скорректировать технологический режим работы. Это поможет в несколько

раз снизить потребляемую мощность в часы пиковых нагрузок энергосистемы.

Как видно из графиков, внедрение энергосберегающих технологий, переход на расчет по тарифам и снижение заявленной мощности позволит значительно уменьшить свои расходы на электроэнергию, сохранив тот же уровень потребления.

2.7 Контроль качества электроэнергии

Современные потребители электроэнергии при всей своей технологической эффективности часто отрицательно влияют на качество электроэнергии. Ухудшение качества электроэнергии негативно сказывается на работе электротехнического и технологического оборудования, понижает надежность системы электроснабжения. Вот несколько небольших примеров.

Искажение формы кривой напряжения отрицательно сказывается на работе многих элементов систем электроснабжения: возникают добавочные потери активной мощности и энергии, более интенсивно происходит процесс старения изоляции, увеличивается погрешности электроизмерительных приборов, затрудняется эксплуатация ЭВМ, устройств релейной защиты, автоматики и связи, что снижает надежность систем электроснабжения, ухудшает условия учета электроэнергии.

Появление колебаний напряжения в СЭС отрицательно сказывается на работе чувствительных к ним электроприемников и, в первую очередь, на работе установок электрического освещения.

При несимметрии напряжений в трехфазных сетях появляются дополнительные потери в элементах электросетей, сокращается срок службы ламп и электрооборудования, снижаются экономические показатели его работы. Нагрев трансформаторов и, следовательно, сокращение срока их службы могут оказаться существенными.

Качество электроэнергии должно отвечать государственным стандартам или предусматриваться договором. За ухудшение качества электроэнергии предусмотрены экономические санкции: скидки и надбавки к тарифу на электроэнергию. Размер скидок и надбавок установлен в «Правилах применения скидок и надбавок к тарифам за электрическую энергию».

Скидки с тарифа применяются при отпуске потребителю электрической энергии пониженного качества по отклонениям напряжения и частоты, а также при отпуске электроэнергии пониженного качества по вине энергоснабжающей организации по показателям: коэффициентам несинусоидальности, обратной и нулевой последовательностей и размаху изменения напряжения (дозе колебания напряжения).

Надбавки к тарифу применяются при снижении по вине потребителя качества электроэнергии по показателям: коэффициентам

несинусоидальности, обратной и нулевой последовательностей и размаху изменения напряжения (дозе колебания напряжения).

Учитывая вышесказанное, становится ясно, почему в настоящее время проблемы качества электроэнергии постепенно выходят на первый план.

В России (как и в большинстве стран СНГ) принят стандарт ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». Согласно стандарту, систему показателей качества электроэнергии при питании от сетей трехфазного тока образуют: отклонение напряжения, размах изменения напряжения, интенсивность (доза) фликера, коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения, коэффициент высших гармоник, коэффициент обратной и нулевой последовательностей напряжения, длительность провала напряжения, импульс напряжения, коэффициент временного перенапряжения, отклонение частоты.

Как же обстоит дело с контролем показателей качества электроэнергии? Современные счетчики электроэнергии нередко позволяют оценивать качество электроэнергии. Например, все новые счетчики серии Альфа имеют возможность измерять и контролировать ряд параметров качества электроэнергии, такие, как текущие значения фазных токов, напряжений, частоту сети и коэффициент мощности; фиксировать в памяти и сигнализировать о выходе параметров за пределы уставок. Есть возможность при превышении заданных уставок по показателям качества запрограммировать срабатывание реле, которое будет сигнализировать о данной ситуации или отключать часть нагрузки.

Однако есть и негативные моменты. Счетчики электроэнергии с функцией контроля качества достаточно дороги. Например стоимость счетчика Альфа-Плюс составляет около 1000\$. Счетчики Альфа не могут заменить прибор измерения параметров качества электроэнергии при проведении обследований, поскольку измерение параметров качества заявлено в описании типа как индикаторы.

2.8. Автоматизация системы учета

При объединении счетчиков с помощью линий связи появляется возможность построить АСКУЭ. Для работы в АСКУЭ счетчики серии Альфа имеют как цифровые (ИРПС "токовая петля", RS232, RS485), так и импульсные интерфейсы связи.

Система АСКУЭ позволяет, не выходя из кабинета, при помощи компьютера собрать все данные со счетчиков, провести анализ потребления, сделать прогноз и подготовить отчеты, необходимые для осуществления платежей. Автоматизация сбора данных со счетчиков и взаимных расчетов энергоснабжающими организациями позволяет повысить эффективность этих работ при меньших временных, денежных и людских затратах.

Современные технологии учета электроэнергии проверены и признаны во всех регионах России и СНГ. Полученный опыт показал правильность применяемых инженерных решений и широкие возможности систем АСКУЭ, выполненных на принципах цифровой передачи данных со счетчиков.

2.9. Экономия на обслуживании и эксплуатации

Отсутствие подвижных деталей, современная элементная база обеспечивают надежную и не требующую ремонта работу микропроцессорных счетчиков. Это подтверждается длительной эксплуатацией таких приборов в России и других странах. Например, счетчики АЛЬФА имеют максимальный среди других производителей температурный диапазон работы: от -40 до +60°С. Это особенно важно в России, с ее суровым зимним климатом. Ведь зачастую счетчики стоят в неотапливаемых помещениях.

2.10. Выход на ФОРЭМ

Вопрос организации федерального оптового рынка электроэнергии и мощности (ФОРЭМ) является довольно сложным, и его полное освещение не входит в цель данного учебного пособия. Далее в пособии перечисляются лишь основные моменты, которые касаются систем АСКУЭ.

Выход на ФОРЭМ в настоящее время особенно выгоден для больших предприятий, в этом случае они получают возможность покупать электроэнергию по более низким ценам. В соответствии с законами функционирования рынка, цена на электроэнергию стремится к такой величине, которая устраивала бы и потребителя, и продавца.

Для того, чтобы предприятие вышло на ФОРЭМ оно должно иметь коммерческую систему учета электроэнергии. Причем к таким системам предъявляется ряд специфических требований, которые направлены на обеспечение единообразия учетных принципов и повышении эффективности функционирования АСКУЭ предприятия в рамках оптового рынка.

Основными функциями коммерческой АСКУЭ субъекта оптового рынка электроэнергии являются:

- выполнение измерений 30-минутных приращений электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и по запросу автоматический сбор измеренных данных;
- передача результатов измерений;
- обеспечение защиты от несанкционированного доступа к техническим, программным средствам и результатам измерений;
- диагностика и мониторинг технических и программных средств;
- обеспечение единого времени в системе;
- конфигурирование и настройка параметров системы.

В ГОСТ 34.601-90 приводятся основные концепции создания коммерческой АСКУЭ субъекта оптового рынка электроэнергии:

- основания для разработки системы. Цели и задачи;
- характеристика объектов автоматизации;
- архитектура корпоративной системы (преимущества и недостатки вариантов, выбор оптимального варианта с обоснованием, необходимые затраты ресурсов);
- требования к техническим и программным средствам;
- требования к надежности;
- требования по метрологическому обеспечению, электромагнитной совместимости, безопасности;
- порядок внедрения, модернизации и эксплуатации системы.

Основными нормативными актами в части создания и эксплуатации коммерческой АСКУЭ субъекта оптового рынка электроэнергии являются:

- Постановление правительства РФ от 24.10.2003 №643 «О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода»;
- Федеральный закон РФ от 26.03.2003 №35 «Об электроэнергетике»;
- Федеральный закон РФ от 27.12.2002 №84 «О техническом регулировании»;
- Закон РФ от 27.04.1993 №4871-1 «Об обеспечении единства измерений».

2.11. Оптимизация электропотребления

Процесс электропотребления для многих представляется весьма органичным: сколько электроэнергии необходимо потребителю, такое количество и должна обеспечить служба главного энергетика. Об управлении этим процессом задумываться не приходится. Для большинства руководителей на первом месте стоит план выпуска продукции и с тем, что мешает выполнению плана нужно упорно бороться.

Однако процессом электропотребления оказывается можно управлять, таким образом, из множества возможных режимов можно выбрать один, который наибольшим образом удовлетворяет задаче регулирования. Другими словами можно оптимизировать режим, чтобы целевая функция управления была минимальна (максимальна).

За счет административных решений можно упорядочить режимы работы электрооборудования и технологических резервов. Для этого на предприятиях разрабатывается план-график проведения постоянно действующих регулировочных мероприятий в часы максимума активных нагрузок энергосистемы. Дальнейшего снижения нагрузки в часы максимума нагрузок энергосистемы можно добиться за счет оптимизации режимов

работы электрооборудования и возможного изменения технологических процессов без снижения выпуска продукции.

Для управления процессом электропотребления, с целью его оптимизации, необходим «инструмент», с помощью которого будет изменяться режим. На промышленном предприятии этим «инструментом» являются потребители-регуляторы – специальные потребители, состоянием которых можно намеренно управлять с целью оптимизации режима.

2.11.1 Выбор потребителей-регуляторов

При выборе потребителей-регуляторов не следует забывать о затратах на саму систему управления. Количество потребителей-регуляторов должно быть небольшим, их единичная мощность должна быть значительной, чтобы суммарная мощность оказалась достаточной для уменьшения мощности предприятия в большинстве случаев. Желательно, чтобы они были территориально сосредоточены, чтобы находились в одном технологическом процессе.

Потребители-регуляторы, выбранные по этим правилам, легко контролировать, количество линий связи будет минимальным.

Однако определяющим фактором является ущерб, который возникает от отключения потребителей-регуляторов. Неправильный выбор потребителей-регуляторов приводит к невыполнению плана и нарушению технологии. Поэтому между технологами и электриками существует психологический барьер, ограничивающий возможности регулирования электропотребления.

Минимизация ущерба с помощью составления ранговой матрицы. Потребители-регуляторы разбиваются на группы, которые можно представить в виде ранговой матрицы (табл. 2.3). где

$У_1$ — потребители, отключение которых не вызывает ущерба для предприятия;

$У_2$ — потребители, отключение которых вызывает восстанавливаемый в течение суток ущерб;

$У_3$ — потребители, отключение которых вызывает не восстанавливаемый в течение суток ущерб;

T_1 - потребители, отключение которых не вызывает изменение технологии;

T_2 - потребители, отключение которых вызывает изменение технологии;

T_3 - потребители, отключение которых вызывает нарушение технологии.

Таблица 2.3

Матрица потребителей-регуляторов

	T_1	T_2	T_3
Y_1	1	2	-
Y_2	3	4	-
Y_3	5	6	7

Определив электроприемники, относящиеся к каждой группе, можно построить матрицу отключаемой нагрузки (табл. 2.4), где P_1, \dots, P_6 - отключаемая нагрузка (цифрами указаны группы потребителей).

Отключение потребителей в группах 1 и 2, как правило, можно осуществлять произвольно, так как это не связано с ущербами для предприятия. Распределение отключаемой нагрузки между потребителями групп 3 - 6 связано с определенными ущербами и нарушениями технологии. В одну группу, как правило, могут входить потребители, имеющие разные ущербы, поэтому формирование отключаемой нагрузки необходимо осуществлять, исходя из минимума функции ущерба, для чего необходимо знать ущерб при отключении потребителей.

Таблица 2.4

Матрица отключаемой нагрузки

	1	2	3	4	5	6
P_1						
P_2						
P_3						
P_4						
P_5						
P_6						

Определив зависимость между производительностью технологических установок и отключаемой мощностью в виде (2.3), можно для любого момента времени найти отключаемую мощность потребителя-регулятора при минимальных ущербах.

При решении данной задачи возможны два варианта постановки.

1. Отключаемая нагрузка — непрерывная функция. С учетом характера технологии и типа электроприводов газоперерабатывающих заводов такой вариант осуществим при дросселировании газовых потоков, воздуходувок, насосов. Данный вариант регулирования имеет ограниченное применение. Снижение нагрузки можно определить, сформулировав функцию Лагранжа и решив систему линейных уравнений [98].

2. Отключаемая нагрузка — дискретная функция, связанная с отключением конкретного привода. Данный вариант — основной при ограничении нагрузки предприятия в часы максимума энергосистемы.

Основным вариантом регулирования является отключение целого агрегата (или производственной линии), поэтому отключаемая нагрузка является дискретной функцией. Математически формулировка задачи регулирования:

пусть x_i - состояние i -ого потребителя регулятора:

$$x_i = \begin{cases} 0, & \text{если потребитель включен,} \\ 1, & \text{если потребитель отключается,} \end{cases} \\ i=1, n.$$

Для оптимизации режима регулирования необходимо найти такое значение x , чтобы функция результирующего ущерба по предприятию $F(x)$ была минимальна:

$$F(x) = \sum_{i=1}^n y_i x_i,$$

где y_i — ущерб при отключении i -го потребителя- регулятора.

При этом суммарная отключаемая мощность потребителей - регуляторов должна быть достаточна для неперевышения заявленной нагрузки предприятия.

$$\sum_{i=1}^n P_{si} x_i \geq P$$

где; P_{si} — мощность i -го потребителя s -й группы, согласно матрице отключаемой нагрузки;

P — мощность, которую необходимо отключать, используя потребители s -й группы.

Критерий эффективности регулирования электропотребления в часы максимальных нагрузок энергосистемы:

$$J = Z_{\Delta\text{э}} - Z_{\Delta\text{п}} \rightarrow \max,$$

где $Z_{\Delta\text{э}}$ - экономия приведенных затрат энергосистемы при выравнивании ее графика нагрузки; $Z_{\Delta\text{п}} = Z_{\text{пр}} - Z_{\text{пэ}}$ - приведенные затраты промышленного предприятия в режиме регулирования нагрузки при условии выполнения суточного плана по выпуску продукции. Они определяются как разность между затратами (ущербом) предприятия на регулирование $Z_{\text{пр}}$ и уменьшением оплаты за электроэнергию $Z_{\text{пэ}}$ за счет снижения заявленного максимума.

Для регулирования нагрузки в часы максимума активных нагрузок энергосистемы предприятия разрабатывают регулировочные мероприятия и

выделяют потребители-регуляторы. Задача состоит в наиболее эффективном использовании потребителей-регуляторов и оперативном управлении электропотреблением в темпе работы промышленного предприятия согласно заданным режимам электропотребления.

Необходимо получить максимальный экономический эффект за счет выравнивания графиков активных нагрузок энергосистемы, т.е. сформировать такой вектор управления \bar{V} , который обеспечивал бы при заданном количестве ресурса управления достижение поставленной цели.

2.11.2 Регулирование потребления в часы пиковых нагрузок энергосистемы

Установка современных счетчиков позволит избежать штрафов за превышение заявленной мощности. Например, счетчик Альфа может сигнализировать о превышении заданного порогового значения мощности. Этот сигнал может использоваться для предупреждения персонала или для автоматического отключения нагрузки. Оперативный контроль за режимом энергопотребления позволит вовремя обнаружить и не допустить превышения заявленной мощности и избежать штрафов.

3. Проведение переговоров и организационные мероприятия

3.1. Переговоры

*Много на свете слов
на разных языках и разных
наречиях, но всеми ими,
даже и отдаленно, не передашь
того, что сказали они
в день этот друг другу.*

А. Грин

Итак, настает время, когда соображения о экономической эффективности АСКУЭ возымели действие на руководство предприятия. Решение о создании системы АСКУЭ принято. Определен круг фирм-разработчиков, которые занимаются внедрением систем управления электроснабжением. Начинается этап составления технического задания и этап переговоров заказчика и разработчика о параметрах самой системы. На этом этапе возникают не только технические, но и психологические проблемы общения и взаимопонимания. На них следует остановиться подробнее.

В ходе своих встреч и разговоров заказчик и разработчик стремятся к общей цели - составлению четкого технического задания, которое позволило бы разработчику в дальнейшем

спроектировать систему управления, удовлетворяющую требованиям объекта управления. Однако по некоторым положениям этого технического задания между ними могут возникнуть трения.

Вначале заказчик, как правило, стремится изложить как можно больше требований к будущей системе управления. Разработчик на этом этапе разговора ничего или почти ничего не знает об объекте. Поэтому многое из того, что требует заказчик в этот момент, его еще не интересует. Более того, не разобравшись в тонкостях технологического процесса, он считает многие требования заказчика абсурдными и решается их принять только потому, что этого требует заказчик, замечая про себя, что обычно так никто и никогда не делает. Многие требования заказчика становятся для него очевидными лишь на заключительной стадии разговора, когда разработчик выяснил существенное для себя об объекте управления. Поэтому при первых встречах с разработчиком заказчику нет необходимости перечислять все требования к системе управления. Он может это делать постепенно, по мере того как разработчик входит в тонкости функционирования объекта.

Чтобы разработчик не терял понапрасну время на обдумывание контуров будущей системы управления, заказчик при первом же разговоре должен сообщить ему те требования к этой системе, которые он считает самыми главными. Если, например, для него необходимо обеспечить надежность будущей системы управления 1 000 000 ч наработки на отказ, то разработчик, услышав это требование, может сразу же отказаться от многих возможных вариантов построения системы управления (или даже вообще отказаться от проектирования ее). Если же заказчик сначала будет объяснять разработчику суть работы системы и лишь после нескольких встреч сообщит ему о требуемой надежности, то вполне возможно, что время, которое они потратили на разговоры, будет для обоих потерянным.

Какие же требования чаще всего играют основную роль для заказчика? Как правило, кроме надежности, это:

1) требования к условиям внешней среды, в которой будет работать будущая система (искробезопасность, вибростойкость, брызгозащищенность, условия по температуре, влажности и агрессивности среды и т. д.);

2) габаритные требования и требования к массе всей системы в целом и ее блоков;

3) требования к функциональной гибкости системы (меняются ли в процессе эксплуатации реализуемые ею программы смены режимов, составляют ли эти программы постоянный комплект или обновляются в процессе эксплуатации);

4) повышенные требования по контролю и ремонтпригодности, связанные с тем, что систему, возможно, будут обслуживать лица, не являющиеся специалистами в области систем управления;

5) требования инженерной психологии, связанные с недопустимостью ошибок при эксплуатации системы человеком (организация рабочего места оператора).

И для заказчика, и для разработчика очень важно, чтобы эти основные требования были сформулированы в самом начале их переговоров. Информация подобного рода заставит разработчика начать размышлять о будущей системе под вполне определенным углом зрения.

Переговоры между заказчиком и разработчиком касаются и таких вопросов, как стоимость будущей системы и время ее разработки. Заказчик, как правило, стремится к занижению обоих параметров, а разработчик - к увеличению их. Как показывает практика, в подавляющем большинстве случаев заказчик и разработчик в конце концов приходят к компромиссному решению этих вопросов.

Что касается времени разработки системы, то заказчик может искренне желать получить систему как можно скорее. Он может надавить на разработчика и в результате в договор будет записан уменьшенный срок создания системы. Разработчику на этом этапе еще трудно оценить этот параметр, и поэтому ему сложно аргументировано отстаивать свою позицию. Если разработчик не будет успевать выполнить задание в срок, то из-за спешки качество конечного результата неизбежно снизится. Так заказчик страдает от собственной настойчивости.

Для того чтобы более объективно оценить стоимость будущей системы и время ее разработки, обе стороны могут провести калькуляцию будущей системы (или аналогичных систем управления) и построить сетевой график с учетом трудовых и материальных ресурсов, имеющихся у разработчика. Эти документы позволят участникам переговоров более объективно оценить стоимостные и временные требования.

Если у заказчика нет твердого собственного мнения о том, на каких элементах нужно реализовать систему управления, то аппаратурные вопросы также будут предметом разговора. Разработчику может быть предложен некоторый набор стандартных элементов или даже типовые схемы. В этом случае заказчик должен уметь четко ответить на вопросы разработчика, относящиеся к стыковке разрабатываемой системы с этими стандартными элементами.

Кроме того, заказчик может сформулировать требования к элементной базе будущей системы, исходя из требований престижа или технической моды. Долг разработчика в этом случае - принять правильное решение о выборе элементной базы.

Лицам, далеким от математики, часто кажется, что «математика все может». Когда они сталкиваются с математиком, который не может решить возникающую у них задачу, то они наивно полагают, что это просто плохой математик. Но если математик предлагает некоторое решение, то само это решение принимается как единственно возможное, абсолютное и наи-

лучшее. Однако это далеко не всегда соответствует истине. Математик, как всякий специалист, может более глубоко знать отдельные области математической науки и проявлять определенную направленность при поиске методов решения задач. Точно такое же положение складывается в беседе заказчика с разработчиком. Заказчик, некритически относящийся к предложениям разработчика, руководствуясь своим опытом, знаниями и «вкусовой направленностью», может получить далеко не наилучшее решение своей задачи. Для достижения действительно эффективного взаимодействия заказчика и исполнителя необходимо, чтобы заказчик хорошо разбирался в сегодняшних возможностях проектирования схем управления и мог критически отнестись к предложениям разработчика. Такой критицизм не должен служить для заказчика самоцелью. Его лозунгом должен быть: «Доверяй, но проверяй».

При разговоре с заказчиком разработчик может оценить, нужна ли автоматика в системе управления объектом или нет. Это особенно важно стало сейчас, когда возникла мода на автоматизацию (например, ЭВМ иногда ставится на такие объекты, где большую часть времени она простаивает, а обслуживающий персонал при ней существенно больше того, который до внедрения ЭВМ не хуже справлялся с управлением объекта).

Но при анализе объекта управления разработчик может обнаружить возможности автоматизации, не предусмотренные заказчиком, и предложить их ему на рассмотрение. Такие предложения могут существенно повысить эффективность будущей системы. Заказчик, верный своему лозунгу «доверяй, но проверяй», к этим предложениям должен отнестись со вниманием, но при этом сравнить предполагаемое повышение эффективности с возможным увеличением стоимости системы и сроков ее разработки.

При проектировании системы управления разработчику необходимо хорошее знание технологических процессов, протекающих в объекте. Глядя на процессы в объекте со своей точки зрения, разработчик может обнаружить (и, как показывает жизнь, нередко это делает) просчеты в проектировании объекта. Об этих просчетах разработчик должен сообщить заказчику.

Заказчик особенно внимательно должен следить за тем, как разработчик намерен выполнять требования по удобству эксплуатации будущей системы и по технике безопасности. Разработчик, как правило, не склонен уделять слишком много внимания этим вопросам.

Как полагается высоким договаривающимся сторонам, заказчик и разработчик в конце своих переговоров должны сформулировать некоторый официальный документ - коммюнике, который в данном случае называется техническим заданием. Но, как известно, переговоры, как правило, проводятся не для выработки коммюнике (более точно не только для этого), а

и для того, чтобы стороны, участвующие в них, смогли получить значительную информацию о существе дела. Документирование системы, в том числе и составление технического задания обсуждается в следующей главе. Здесь же проанализируем ту информацию, которую получил разработчик в процессе общения с заказчиком.

Основные сведения, которые он получил, относятся к объекту управления. Это прежде всего перечень основных технологических режимов и условий перехода с одного режима на другой. Кроме того, разработчик знает теперь в основных чертах содержание управляющих программ, реализующих возможные переходы между технологическими режимами. Информация о программах, реализующих переходы между режимами, предполагает знание количества и характеристик исполнительных механизмов на объекте, в результате работы которых реализуется тот или иной режим.

Информация об исполнительных механизмах определяет число выходов системы управления, контуры которой начинают складываться у разработчика. К системе же управления относится и та информация, которую разработчик получает от заказчика относительно числа и характеристик входов системы управления.

Важно отметить, что в процессе разговора разработчик хочет получить от заказчика не только сведения об объекте управления и целях управления, но и по возможности сузить область альтернативного выбора структуры будущей системы управления и принципов ее построения. Это обстоятельство порождает некоторое различие сведений в том потоке информации, который получает в процессе общения разработчик. Это различие сказывается в методах получения информации. Об объекте заказчик говорит «свободно» и компетентно. Задача разработчика состоит в фиксации этой информации в удобной и обозримой для себя форме. О системе же управления заказчик говорить «не умеет», и разработчик должен «вытянуть» из него эту информацию.

3. 2 Организационные мероприятия

Для достижения ожидаемого эффекта от применения АСКУЭ важно провести организационные мероприятия. Их осуществление, в большинстве случаев, не требует значительных материальных затрат, требуется только административное решение и воля руководства для проведения этого решения. Отсюда понятно, как важна активная поддержка со стороны руководства предприятия.

Заглянем немного вперед и поговорим о послегарантийном обслуживании. АСКУЭ является технической системой, а, как известно, любая техника требует профилактического обслуживания. После сдачи АСКУЭ в эксплуатацию обычно заключается договор на гарантийное обслуживание специалистами организации-разработчика. В течении этого срока (от 6 месяцев до 3 лет) специалисты организации-разработчика

проводят техническое обслуживание и устраняют неполадки. Для предприятия-заказчика такое обслуживание бесплатно. Однако, по истечении этого срока встает вопрос о заключении договора о коммерческом (платном) послегарантийном обслуживании системы.

Чаще всего встречаются два варианта оплаты послегарантийного обслуживания:

Первый вариант: Несложные операции по обслуживанию и конфигурированию системы производятся работниками предприятия. Специалисты организации-разработчика вызываются по мере необходимости для решения каких-либо конкретных задач, которые не могут быть решены работниками предприятия. Оплата производится отдельно каждого посещения специалистов организации-разработчика в зависимости от затраченного времени.

Второй вариант: Обслуживание производится специалистами организации-разработчика по плану через равные промежутки времени (один или несколько раз в месяц). При экстренной необходимости оговаривается возможность внепланового вызова специалиста. Оплата производится единовременно на определенный срок обслуживания в соответствии с договором (обычно на год).

Предприятие, со своей стороны, должно назначить ответственного за функционирование АСКУЭ. При этом важное значение имеет материальное стимулирование работы ответственного. В его обязанности должны входить:

- плановый контроль функционирования АСКУЭ;
- периодический анализ корректности поступающей информации;
- формулирование вопросов и заданий специалистам организации-разработчика;
- проведение телефонных консультаций

Одним из способов существенной экономии средств на этапе послегарантийного обслуживания является подготовка собственного специалиста по обслуживанию АСКУЭ. Замечу, что лучших результатов можно достичь, если начинать эти подготовку с момента разработки технического задания.

4. Документирование АСКУЭ

С 01.01.1992 действует ГОСТ 34.601-90 «Автоматизированные системы. Стадии создания». Стандарт распространяется на автоматизированные системы (АС), используемые в различных видах деятельности (исследование, проектирование, управление и т.п.), включая их сочетания, создаваемые в организациях, объединениях и на предприятиях (далее - организациях).

Процесс создания АС представляет собой совокупность упорядоченных во времени, взаимосвязанных, объединённых в стадии и этапы работ, выполнение которых необходимо и достаточно для создания

АС, соответствующей заданным требованиям. Состав и правила выполнения работ на установленных настоящим стандартом стадиях и этапах определяют в соответствующей документации организаций, участвующих в создании конкретных видов АС.

4.1. Стадии создания автоматизированных систем

Стадии и этапы создания АС в общем случае приведены в таблице 4.1. Стадии этапы устанавливаются в договорах и техническом задании на основе ГОСТ 34.601-90.

Допускается исключить стадию "Эскизный проект" и отдельные этапы работ на всех стадиях, объединять стадии "Технический проект" и "Рабочая документация" в одну стадию "Технорабочий проект". В зависимости от специфики создаваемых АС и условий их создания допускается выполнять отдельные этапы работ до завершения предшествующих стадий, параллельное во времени выполнение этапов работ, включение новых этапов работ.

4.2. Перечень организаций, участвующих в создании АС

1. **Организация-заказчик** (пользователь), для которой создаются АС и которая обеспечивает финансирование, приемку работ и эксплуатацию АС, а также выполнение отдельных работ по созданию АС.

2. **Организация-разработчик**, которая осуществляет работы по созданию АС, представляет заказчику совокупность научно-технических услуг на разных стадиях и этапах создания, а также разрабатывает и поставляет различные программные и технические средства АС.

3. **Организация-поставщик**, которая изготавливает и поставляет программные и технические средства по заказу разработчика или заказчика.

4. **Организация-генпроектировщик** объекта автоматизации.

5. **Организации-проектировщики** различных частей проекта объекта автоматизации для проведения строительных, электротехнических, санитарно-технических и других подготовительных работ, связанных с созданием АС.

6. Организации **строительные, монтажные, наладочные** и др.

Стадии и этапы при создании АС

Стадии	Этапы работ	Содержание работ
1. Формирование требований к АС	1.1. Обследование объекта и обоснование необходимости создания АС	<p>Поводят:</p> <ul style="list-style-type: none"> а) сбор данных об объекте автоматизации и осуществляемых видах деятельности; б) оценку качества функционирования объекта и осуществляемых видах деятельности, выявление проблем, решение которых возможно средствами автоматизации; в) оценку (технико-экономической, социальной и т.д.) целесообразности создания АС
	1.2. Формирование требований пользователя к АС	<p>Поводят:</p> <ul style="list-style-type: none"> а) подготовку исходных данных для формирования требований АС (характеристика объекта автоматизации, описание требований к системе, ограничения допустимых затрат на разработку, ввод в действие и эксплуатацию, эффект, ожидаемый от системы, условия создания и функционирования системы); б) формулировку и оформление требований пользователя к АС
	1.3. Оформление отчёта о выполненной работе и заявки на разработку АС	<p>Поводят оформление отчета о выполненных работах на данной стадии и оформление заявки на разработку АС (тактико-технического задания) или другого заменяющего её документа с аналогичным содержанием</p>
2. Разработка концепции АС.	2.1. Изучение объекта	<p>Организация-разработчик проводит детальное изучение объекта автоматизации и необходимые научно-исследовательские работы (НИР), связанные с поиском путей и оценкой возможности реализации требований пользователя, оформляют и утверждают отчёты о НИР</p>
	2.2. Проведение необходимых научно-исследовательских работ	

	2.3. Разработка вариантов концепции АС, удовлетворяющего требованиям пользователя	В общем случае, проводят разработку альтернативных вариантов концепции создаваемой АС и планов их реализации; оценку необходимых ресурсов на их реализацию и обеспечение функционирования; оценку преимуществ и недостатков каждого варианта; определение порядка оценки качества и условий приёма системы; оценку эффектов, получаемых от системы
	2.4. Оформление отчёта о выполненной работе	Подготавливают и оформляют отчет, содержащий описание выполненных работ на стадии описания и обоснования предлагаемого варианта концепции системы.
3. Техническое задание	Разработка и утверждение технического задания на создание АС	Проводят разработку, оформление, согласование и утверждение технического задания на АС и, при необходимости, технических заданий на части АС
4. Эскизный проект	4.1. Разработка предварительных проектных решений по системе и её частям	Определяются: функции АС; функции подсистем, их цели и эффекты; состав комплексов задач и отдельных задач; концепция информационной базы, её укрупнённая структура; функции системы управления базой данных; состав вычислительной системы; функции и параметры основных программных средств
	4.2. Разработка документации на АС и её части	Проводят разработку, оформление, согласование и утверждение документации в объёме, необходимом для описания полной совокупности принятых проектных решений и достаточном для дальнейшего выполнения работ по созданию АС
5. Технический проект.	5.1. Разработка проектных решений по системе и её частям	Обеспечивает разработку общих решений по системе и её частям, функционально-алгоритмической структуре системы, по функциям персонала и организационной структуре, по структуре технических средств, по алгоритмам решения задач и применяемым языкам, по организации и ведению информационной базы, системе классификации и кодирования информации, по программному обеспечению

	5.2. Разработка документации на АС и её части	Проводят разработку, оформление, согласование и утверждение документации в объеме, необходимом для описания полной совокупности принятых проектных решений и достаточном для дальнейшего выполнения работ по созданию АС
	5.3. Разработка и оформление документации на поставку изделий для комплектования АС и (или) технических требований (технических заданий) на их разработку	Проводят: подготовку и оформление документации на поставку изделий для комплектования АС; определение технических требований и составление ТЗ на разработку изделий, не изготавливаемых серийно
	5.4. Разработка заданий на проектирование в смежных частях проекта объекта автоматизации	Осуществляют разработку, оформление, согласование и утверждение заданий на проектирование в смежных частях проекта объекта автоматизации для проведения строительных, электротехнических, санитарно-технических и других подготовительных работ, связанных с созданием АС
6. Рабочая документация.	6.1. Разработка рабочей документации на систему и её части	Осуществляют разработку рабочей документации, содержащей все необходимые и достаточные сведения для обеспечения выполнения работ по вводу АС в действие и её эксплуатации, а также для поддержания уровня эксплуатационных характеристик (качества) системы в соответствии с принятыми проектными решениями, её оформление, согласование и утверждение
	6.2. Разработка или адаптация программ	Проводят разработку программ и программных средств системы, выбор, адаптацию и (или) привязку приобретаемых программных средств, разработку программной документации в соответствии с ГОСТ 19.101

7. Ввод в действие.	7.1. Подготовка объекта автоматизации к вводу АС в действие.	<p>Проводят работы по организационной подготовке объекта автоматизации к вводу АС в действие, в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none"> - реализацию проектных решений по организационной структуре АС; - обеспечение подразделений объекта управления инструктивно-методическими материалами; - внедрение классификаторов информации
	7.2. Подготовка персонала	Проводят обучение персонала и проверку его способности обеспечить функционирование АС
	7.3. Комплектация АС поставляемыми изделиями	Обеспечивают получение комплектующих изделий серийного и единичного производства (программных и технических средств, программно-технических комплексов, информационных изделий), а так же материалов и монтажных изделий, проводят входной контроль их качества
	7.4. Строительно-монтажные работы	<p>Проводят:</p> <ul style="list-style-type: none"> - выполнение работ по строительству специализированных зданий (помещений) для размещения технических средств и персонала АС; - сооружение кабельных каналов; - выполнение работ по монтажу технических средств и линий связи; - испытание смонтированных технических средств; - сдачу технических средств для проведения пусконаладочных работ.
	7.5. Пусконаладочные работы	<p>Проводят:</p> <ul style="list-style-type: none"> - автономную наладку технических и программных средств, - загрузку информации в базу данных и проверку системы её ведения; - комплексную наладку всех средств системы

	7.6. Проведение предварительных испытаний	<p>Осуществляют:</p> <p>а) испытания АС на работоспособность и соответствие техническому заданию в соответствии с программой и методикой предварительных испытаний;</p> <p>б) устранение неисправностей и внесение изменений в документацию на АС, в том числе эксплуатационную в соответствии с протоколом испытаний;</p> <p>в) оформление акта о приёмке АС в опытную эксплуатацию</p>
	7.7. Проведение опытной эксплуатации	<p>Проводят:</p> <ul style="list-style-type: none"> - опытную эксплуатацию АС; - анализ результатов опытной эксплуатации АС; - доработку (при необходимости) программного обеспечения АС; - дополнительную наладку (при необходимости) технических средств АС; - оформление акта о завершении опытной эксплуатации
	7.8. Проведение приёмочных испытаний	<p>Проводят:</p> <p>а) испытания на соответствие техническому заданию в соответствии с программой и методикой приёмочных испытаний;</p> <p>б) анализ результатов испытания АС и устранение недостатков, выявленных при испытаниях;</p> <p>в) оформление акта о приёмке АС в постоянную эксплуатацию</p>
8. Сопровождение АС	8.1. Выполнение работ в соответствии с гарантийными обязательствами	<p>Осуществляются работы по устранению недостатков, выявленных при эксплуатации АС в течении установленных гарантийных сроков, внесению необходимых изменений в документацию по АС</p>

	8.2. Послегарантийное обслуживание	<p>Осуществляют работы по:</p> <ul style="list-style-type: none"> а) анализу функционирования системы; б) выявлению отклонений фактических эксплуатационных характеристик АС от проектных значений; в) установлению причин этих отклонений; г) устранению выявленных недостатков и обеспечению стабильности эксплуатационных характеристик АС; д) внесению необходимых изменений в документацию на АС
--	--	--

Таблица 4.2

Техническое задание на АС

1) общие сведения	<p>Указывают:</p> <ul style="list-style-type: none"> 1) полное наименование системы и ее условное обозначение; 2) шифр темы или шифр (номер) договора; 3) наименование предприятий (объединений) разработчика и заказчика (пользователя) системы и их реквизиты; 4) перечень документов, на основании которых создается система, кем и когда утверждены эти документы; 5) плановые сроки начала и окончания работы по созданию системы; 6) сведения об источниках и порядке финансирования работ; 7) порядок оформления и предъявления заказчику результатов работ по созданию системы (ее частей), по изготовлению и наладке отдельных средств (технических, программных, информационных) и программно-технических (программно-методических) комплексов системы 	
2) назначение и цели создания (развития) системы	2. 1 назна- чение системы	<p>Указывают вид автоматизируемой деятельности (управление, проектирование и т. п.) и перечень объектов автоматизации (объектов), на которых предполагается ее использовать.</p> <p>Для АСУ дополнительно указывают перечень автоматизируемых органов (пунктов) управления и управляемых объектов</p>

	2.2 цели создания системы	Приводят наименования и требуемые значения технических, технологических, производственно-экономических или других показателей объекта автоматизации, которые должны быть достигнуты в результате создания АС, и указывают критерии оценки достижения целей создания системы
3) характеристика объектов автоматизации	<ul style="list-style-type: none"> - краткие сведения об объекте автоматизации или ссылки на документы, содержащие такую информацию; - сведения об условиях эксплуатации объекта автоматизации и характеристиках окружающей среды 	
4) требования к системе	См. таблицу 4.3	
5) состав и содержание работ по созданию системы	<p>Должен содержать перечень стадий и этапов работ по созданию системы в соответствии с ГОСТ 24.601, сроки их выполнения, перечень организаций - исполнителей работ, ссылки на документы, подтверждающие согласие этих организаций на участие в создании системы, или запись, определяющую ответственного (заказчик или разработчик) за проведение этих работ.</p> <p>В данном разделе также приводят:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) перечень документов, по ГОСТ 34.201-89, предъявляемых по окончании соответствующих стадий и этапов работ; 2) вид и порядок проведения экспертизы технической документации (стадия, этап, объем проверяемой документации, организация-эксперт); 3) программу работ, направленных на обеспечение требуемого уровня надежности разрабатываемой системы (при необходимости); 4) перечень работ по метрологическому обеспечению на всех стадиях создания системы с указанием их сроков выполнения и организаций-исполнителей (при необходимости) 	
6) порядок контроля и приемки системы	<ol style="list-style-type: none"> 1) виды, состав, объем и методы испытаний системы и ее составных частей (виды испытаний в соответствии с действующими нормами, распространяющимися на разрабатываемую систему); 2) общие требования к приемке работ по стадиям (перечень участвующих предприятий и организаций, место и сроки проведения), порядок согласования и утверждения приемочной документации; 3) статус приемочной комиссии (государственная, межведомственная, ведомственная) 	

<p>7) требования к составу и содержанию работ по подготовке объекта автоматизации к вводу системы в действие</p>	<p>Необходимо привести перечень основных мероприятий и их исполнителей, которые следует выполнить при подготовке объекта автоматизации к вводу АС в действие.</p> <p>В перечень основных мероприятий включают:</p> <p>приведение поступающей в систему информации (в соответствии с требованиями к информационному и лингвистическому обеспечению) к виду, пригодному для обработки с помощью ЭВМ;</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) изменения, которые необходимо осуществить в объекте автоматизации; 2) создание условий функционирования объекта автоматизации, при которых гарантируется соответствие создаваемой системы требованиям, содержащимся в ТЗ; 3) создание необходимых для функционирования системы подразделений и служб; 4) сроки и порядок комплектования штатов и обучения персонала. <p>Например, для АСУ приводят:</p> <ul style="list-style-type: none"> - изменения применяемых методов управления; - создание условий для работы компонентов АСУ, при которых гарантируется соответствие системы требованиям, содержащимся в ТЗ
<p>8) Требования к документированию</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1) согласованный разработчиком и Заказчиком системы перечень подлежащих разработке комплектов и видов документов, соответствующих требованиям ГОСТ 34.201-89 и НТД отрасли заказчика; <p>перечень документов, выпускаемых на машинных носителях;</p> <p>требования к микрофильмированию документации;</p> <ol style="list-style-type: none"> 2) требования по документированию комплектующих элементов межотраслевого применения в соответствии с требованиями ЕСКД и ЕСПД; 3) при отсутствии государственных стандартов, определяющих требования к документированию элементов системы, дополнительно включают требования к составу и содержанию таких документов
<p>9) Источники разработки</p>	<p>Перечислены документы и информационные материалы (технико-экономическое обоснование, отчеты о законченных научно-исследовательских работах, информационные материалы на отечественные, зарубежные системы-аналоги и др.), на основании которых разрабатывалось ТЗ и которые должны быть использованы при создании системы</p>
<p>10. Приложения</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1) расчет ожидаемой эффективности системы; 2) оценку научно-технического уровня системы. <p>Приложения включают в состав ТЗ на АС по согласованию между разработчиком и заказчиком системы</p>

Таблица 4.3

Требования к АС

требования к системе в целом	Требования к структуре и функционированию системы	<p>1) перечень подсистем, их назначение и основные характеристики, требования к числу уровней иерархии и степени централизации системы;</p> <p>2) требования к способам и средствам связи для информационного обмена между компонентами системы;</p> <p>3) требования к характеристикам взаимосвязей создаваемой системы со смежными системами, требования к ее совместимости, в том числе указания о способах обмена информацией (автоматически, пересылкой документов, по телефону и т. п.);</p> <p>4) требования к режимам функционирования системы;</p> <p>5) требования по диагностированию системы;</p> <p>6) перспективы развития, модернизации системы</p>
	Требования к численности и квалификации персонала системы и режиму его работы	<p>- требования к численности персонала (пользователей) АС;</p> <p>- требования к квалификации персонала, порядку его подготовки и контролю знаний и навыков;</p> <p>- требуемый режим работы персонала АС</p>
	Показатели назначения	<p>Приводят значения параметров, характеризующие степень соответствия системы ее назначению. Для АСУ указывают:</p> <p>- степень приспособляемости системы к изменению процессов и методов управления, к отклонениям параметров объекта управления;</p> <p>- допустимые пределы модернизации и развития системы;</p> <p>- вероятностно-временные характеристики, при которых</p> <p>- сохраняется целевое назначение системы</p>
	Требования к надежности	<p>1) состав и количественные значения показателей надежности для системы в целом или ее подсистем;</p> <p>2) перечень аварийных ситуаций, по которым должны быть регламентированы требования к надежности, и значения соответствующих показателей;</p> <p>3) требования к надежности технических средств и программного обеспечения;</p> <p>4) требования к методам оценки и контроля показателей надежности на разных стадиях создания системы в соответствии с действующими нормативно-техническими документами</p>

Требования безопасности	Включают требования по обеспечению безопасности при монтаже, наладке, эксплуатации, обслуживании и ремонте технических средств системы (защита от воздействий электрического тока, электромагнитных полей, акустических шумов и т. п.), по допустимым уровням освещенности, вибрационных и шумовых нагрузок
Требования к эргономике и технической эстетике	Включают показатели АС, задающие необходимое качество взаимодействия человека с машиной и комфортность условий работы персонала
Требования к транспортабельности для подвижных АС	Включают конструктивные требования, обеспечивающие транспортабельность технических средств системы, а также требования к транспортным средствам
Требования к эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению компонентов системы	<ol style="list-style-type: none"> 1) условия и регламент (режим) эксплуатации, которые должны обеспечивать использование технических средств (ТС) системы с заданными техническими показателями, в том числе виды и периодичность обслуживания ТС системы или допустимость работы без обслуживания; 2) предварительные требования к допустимым площадям для размещения персонала и ТС системы, к параметрам сетей энергоснабжения и т. п.; 3) требования по количеству, квалификации обслуживающего персонала и режимам его работы; 4) требования к составу, размещению и условиям хранения комплекта запасных изделий и приборов; 5) требования к регламенту обслуживания
Требования к защите информации от несанкционированного доступа	Включают требования, установленные в НТД, действующей в отрасли (ведомстве) заказчика
Требования по сохранности информации при авариях	Приводят перечень событий: аварий, отказов технических средств (в том числе - потеря питания) и т. п., при которых должна быть обеспечена сохранность информации в системе
Требования к защите от влияния внешних воздействий	<ol style="list-style-type: none"> 1) требования к радиоэлектронной защите средств АС; 2) требования по стойкости, устойчивости и прочности к внешним воздействиям (среде применения)
Требования к патентной чистоте	Указывают перечень стран, в отношении которых должна быть обеспечена патентная чистота системы и ее частей

	Требования по стандартизации и унификации	Включают: показатели, устанавливающие требуемую степень использования стандартных, унифицированных методов реализации функций (задач) системы, поставляемых программных средств, типовых математических методов и моделей, типовых проектных решений, унифицированных форм управленческих документов, установленных ГОСТ 6.10.1, общесоюзных классификаторов технико-экономической информации и классификаторов других категорий в соответствии с областью их применения, требования к использованию типовых автоматизированных рабочих мест, компонентов и комплексов
	Дополнительные требования.	Включают: 1) требования к оснащению системы устройствами для обучения персонала (тренажерами, другими устройствами аналогичного назначения) и документацией на них; 2) требования к сервисной аппаратуре, стендам для проверки элементов системы; 3) требования к системе, связанные с особыми условиями эксплуатации; 4) специальные требования по усмотрению разработчика или заказчика системы
Требования к функциям (задачам), выполняемым системой	Приводят: 1) по каждой подсистеме перечень функций, задач или их комплексов (в том числе обеспечивающих взаимодействие частей системы), подлежащих автоматизации; 2) при создании системы в две или более очереди - перечень функциональных подсистем, отдельных функций или задач, вводимых в действие в 1-й и последующих очередях; 3) временной регламент реализации каждой функции, задачи (или комплекса задач); 4) требования к качеству реализации каждой функции (задачи или комплекса задач), к форме представления выходной информации, характеристики необходимой точности и времени выполнения, требования одновременности выполнения группы функций, достоверности выдачи результатов; 5) перечень и критерии отказов для каждой функции, по которой задаются требования по надежности.	
требования к	математическому	Приводят требования к составу, области применения (ограничения) и способам, использования в системе математических методов и моделей, типовых алгоритмов и алгоритмов, подлежащих разработке.

информа- ционному	<p>Приводят требования:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) к составу, структуре и способам организации данных в системе; 2) к информационному обмену между компонентами системы; 3) к информационной совместимости со смежными системами; 4) по использованию общесоюзных и зарегистрированных республиканских, отраслевых классификаторов, унифицированных документов и классификаторов, действующих на данном предприятии; 5) по применению систем управления базами данных; 6) к структуре процесса сбора, обработки, передачи данных в системе и представлению данных; 7) к защите данных от разрушений при авариях и сбоях в электропитании системы; 8) к контролю, хранению, обновлению и восстановлению данных; 9) к процедуре придания юридической силы документам, продуцируемым техническими средствами АС (в соответствии с ГОСТ 6.10.4).
лингвисти- ческому	<p>Приводят требования к применению в системе языков программирования высокого уровня, языков взаимодействия пользователей и технических средств системы, а также требования к кодированию и декодированию данных, к языкам ввода-вывода данных, языкам манипулирования данными, средствам описания предметной области (объекта автоматизации), к способам организации диалога.</p>
программному	<p>Приводят перечень покупных программных средств, а также требования:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) к независимости программных средств от используемых СВТ и операционной среды; 2) к качеству программных средств, а также к способам его обеспечения и контроля; 3) по необходимости согласования вновь разрабатываемых программных средств с фондом алгоритмов и программ.
техническому	<ol style="list-style-type: none"> 1) к видам технических средств, в том числе к видам комплексов технических средств, программно-технических комплексов и других комплектующих изделий, допустимых к использованию в системе; 2) к функциональным, конструктивным и эксплуатационным характеристикам средств технического обеспечения системы.

метрологическому	<ol style="list-style-type: none"> 1) предварительный перечень измерительных каналов; 2) требования к точности измерений параметров и (или) к метрологическим характеристикам измерительных каналов; 3) требования к метрологической совместимости технических средств системы; 4) перечень управляющих и вычислительных каналов системы, для которых необходимо оценивать точностные характеристики; 5) требования к метрологическому обеспечению технических и программных средств, входящих в состав измерительных каналов системы, средств, встроенного контроля, метрологической пригодности измерительных каналов и средств измерений, используемых при наладке и испытаниях системы; 6) вид метрологической аттестации (государственная или ведомственная) с указанием порядка ее выполнения и организаций, проводящих аттестацию.
организационному	<ol style="list-style-type: none"> 1) к структуре и функциям подразделений, участвующих в функционировании системы или обеспечивающих эксплуатацию; 2) к организации функционирования системы и порядку взаимодействия персонала АС и персонала объекта автоматизации; 3) к защите от ошибочных действий персонала системы.
методическому	приводят требования к составу нормативно-технической документации системы (перечень применяемых при ее функционировании стандартов, нормативов, методик и т. п.).
и другие видам обеспечения системы	

4.3. Техническое задание на создание АС

Результаты длительных переговоров заказчика и разработчика, приведшие к согласованным взглядам на структуру и функционирование будущей системы управления, в силу свойств человеческой памяти и психики могут в дальнейшем трансформироваться до неузнаваемости. Для того чтобы этого не случилось, результаты должны быть зафиксированы в специальном документе, называемом **техническим заданием (ТЗ)** на разработку системы управления.

ТЗ на АС является основным документом, определяющим требования и порядок создания (развития или модернизации - далее создания) автоматизированной системы, в соответствии с которым проводится разработка АС и ее приемка при вводе в действие.

ТЗ должно обладать свойством полноты. Под этим понимается то, что в ТЗ отражается все существенное об объекте, функции, которые должна выполнять система управления, а также требования, предъявляемые к ней заказчиком. Конечно, полнота ТЗ - понятие относительное. Может случиться, что заказчик, не учтя чего-то, не включит в ТЗ какие-либо принципиальные требования.

Но часто задание бывает недостаточно полным и конкретным не вследствие недоразумения, а потому что в процессе разговора у заказчика еще не сложилась завершенная концепция о том, как должна функционировать будущая система управления и какие требования должны быть предъявлены к ней. В этом случае и заказчику, и разработчику придется возвращаться к ТЗ не один раз, постепенно дополняя и уточняя его в ходе проектирования. К сожалению, подобная практика стала правилом, вместо того, чтобы быть исключением. Стереотипной стала фраза: «Настоящее техническое задание может дополняться и уточняться по согласованию сторон в процессе разработки системы», последствием которой может быть то, что разработчик должен будет многократно переделывать свою работу.

Изменения, вносимые в принятое ТЗ, оформляют дополнением или подписанным заказчиком и разработчиком протоколом. Дополнение или указанный протокол являются неотъемлемой частью ТЗ. На титульном листе ТЗ должна быть запись «Действует с ...».

ТЗ на АС включают только те требования, которые дополняют требования к системам данного вида (АСУ, САПР, АСНИ и т. д.), содержащиеся в действующих НТД, и определяются спецификой конкретного объекта, для которого создается система.

При конкурсной организации работ варианты проекта ТЗ на АС рассматриваются заказчиком, который либо выбирает предпочтительный, вариант, либо на основании сопоставительного анализа подготавливает с участием будущего разработчика АС окончательный вариант ТЗ на АС.

ТЗ на АС разрабатывают на систему в целом, предназначенную для работы самостоятельно или в составе другой системы.

Дополнительно могут быть разработаны ТЗ на части АС:

- на подсистемы АС, комплексы задач АС и т. п. в соответствии с требованиями настоящего стандарта;
- на комплектующие средства технического обеспечения и программно-технические комплексы в соответствии со стандартами ЕСКД и СРПП;
- на программные средства в соответствии со стандартами ЕСПД;
- на информационные изделия в соответствии с [ГОСТ 19.201](#) и НТД, действующей в ведомстве заказчика АС.

Примечание. В ТЗ на АСУ для группы взаимосвязанных объектов следует включать только общие для группы объектов требования. Специфические требования отдельного объекта управления следует отражать в ТЗ на АСУ этого объекта.

4.3.1. Состав и содержание ТЗ

От качества составления технического задания будет в существенной мере зависеть качество АС. Организация-заказчик должна ответственно подойти к анализу и критической оценке представленного технического задания. Необходимо, чтобы в техническом задании были явно указаны существенные стороны функционирования системы.

С другой стороны, задаваемые в ТЗ на АС требования не должны ограничивать разработчика системы в поиске и реализации наиболее эффективных технических, технико-экономических и других решений.

Техническое задание состоит из следующих разделов:

- общие сведения;
- назначение и цели создания (развития) системы;
- характеристика объектов автоматизации;
- требования к системе;
- состав и содержание работ по созданию системы;
- порядок контроля и приемки системы;
- требования к составу и содержанию работ по подготовке объекта автоматизации к вводу системы в действие;
- требования к документированию;
- источники разработки;
- приложения.

Расшифровка перечисленных пунктов ТЗ приводится в табл. 4.2. Пункт «Требования к системе» подробно рассматривается в табл. 4.3.

Конечно, не все перечисленные здесь разделы обязательно должны входить в любое задание. Многие требования могут быть очевидны и для заказчика, и для разработчика. Например, если заказчик и разработчик связаны многолетней совместной деятельностью по разработке аппаратуры

для исследования космоса, то требования минимальных габаритов и веса настолько очевидны для разработчика, что нет смысла их оговаривать в каждом задании. Эти же требования могут не оговариваться в задании на разработку аппаратуры, для которой они не являются существенными.

К техническому заданию прилагается расчет технико-экономической эффективности, сетевой график разработки, данные об объекте, необходимые разработчику. Такими данными могут быть: схемы объекта (принципиальные, структурные, функциональные, соединений и коммутаций), планы размещения оборудования объекта и системы управления по помещениям, планы кабельных галерей (каналов), планы размещения источников, предназначенных для питания системы управления, временные диаграммы функционирования объекта и т. п.

В зависимости от вида, назначения, специфических особенностей объекта автоматизации и условий функционирования системы допускается оформлять разделы ТЗ в виде приложений, вводить дополнительные, исключать или объединять подразделы ТЗ.

В ТЗ на части системы не включают разделы, дублирующие содержание разделов ТЗ на АС в целом.

4.3.2 Пример неудачного технического задания.

Приводимое далее задание может быть составлено довольно быстро. Это, пожалуй, единственное его достоинство.

Техническое задание на разработку системы управления турбогенератором

I. *Назначение и область применения.* Система управления турбогенератором призвана обеспечить высокую эксплуатационную надежность, а также контроль и максимальные удобства при его обслуживании.

II. *Условия эксплуатации.* Система управления турбогенератором должна удовлетворять всем требованиям эксплуатации подобных устройств в нормальных и аварийных режимах. Система управления должна быть вибростойкой и обеспечивать нормальную работу в условиях помех. Питание системы должно производиться от сети промышленной частоты. При разработке системы управления необходимо предусмотреть возможность ее ремонта и ухода за ней.

III. *Эксплуатационно-технические характеристики системы.* Система управления турбогенератором должна сигнализировать обо всех возможных неисправностях и регистрировать всю необходимую информацию о повреждении самой системы управления.

IV. *Этапность работ.* Разработку системы управления необходимо провести в два этапа. На первом этапе разрабатывается опытный образец системы. Срок окончания первого

этапа - второй квартал 2005 г. На втором этапе разработанный образец модернизируется. Срок окончания второго этапа будет уточнен. Любые до работы системы управления на втором этапе должны быть согласованы с заказчиком.

V. *Технические требования к системе управления.* Система управления турбогенератором должна обеспечивать нормальный пуск турбогенератора и его останов. Все процедуры пуска и останова должны быть автоматизированы. Аппаратура системы управления турбогенератором должна быть разбита на взаимозаменяемые блоки, выполненные на надежных элементах.

VI. *Требования к художественно-конструкторскому оформлению системы.* Вся аппаратура системы управления при необходимости должна быть размещена в специальных шкафах, сконструированных с учетом требований технической эстетики. Размещение элементов сигнализации и органов управления должно отвечать современным требованиям экономики и технической психологии.

VII. *Требования к патентной защищенности разрабатываемой системы.* Вся документация должна отражать патентозащищенность всей системы и отдельных ее узлов.

VIII. *Требования к заказчику.* Заказчик должен обеспечить все условия по испытанию узлов и блоков разрабатываемой системы управления на действующей ТЭЦ по согласованной с разработчиком программе и методике.

Настоящее задание может уточняться и дополняться в процессе разработки, включая изменения сроков.

Далее обычно следуют подписи заказчика и разработчика, скрепленные печатями.

К сожалению, подобные задания встречаются. Никакой информации, что делать и как, в них нет. Ясно, что нужно делать хорошо, дешево и быстро. Это, скорее, договор между заказчиком и разработчиком о том, что первый поручает разработку системы второму. Чем же такое задание устраивает разработчика?

Во-первых, отсутствием конкретных требований к разработчику. Например, любая спроектированная им система управления будет обеспечивать достаточно высокую, по его мнению, эксплуатационную надежность турбогенератора. Заказчик может сомневаться в этом, но ему никогда не доказать противное. Во-вторых, разработчика очень устраивает наличие двух этапов разработки, так как он всегда уверен в том, что, по крайней мере, сроки первого этапа он всегда выполнит. Действительно, поскольку система будет все равно модернизирована, подчас не имеет значения, если что-то не получится на первом этапе. Почему в задании нет срока окончания этапа модернизации? Да потому, что объем доработок будет

известен только к концу первого этапа. Заказчик должен понимать, что при такой постановке дела разработка системы управления начнется с этапа модернизации, а первый этап уйдет в основном на изучение объекта.

Таким образом, если заказчик не оговорит окончательного срока разработки всей системы в целом, разработчик всегда будет готов подписать любое аналогичное задание. Но если сроки разработки системы в задании указаны, то разработчик такое задание подписывать не будет, а попытается составить конкретное задание, в котором обязательно будет все то, о чем говорилось в предыдущем разделе.

В заключение приведу еще один весьма распространенный метод оттягивания сроков завершения работы, к которому прибегают опытные разработчики. Пусть, например, заказчик настаивает на том, чтобы система управления была разработана к моменту времени T . Возможно, что разработчик понимает (или опасается), что такой срок на разработку ему недостаточен. Однако в силу заинтересованности в работе или в ее оплате разработчик не хочет от нее отказаться. В подобной ситуации разработчик может подписать задание с небольшим добавлением, в котором он пишет, что «система должна быть разработана к моменту времени T за исключением блока A , задание на проектирование которого будет согласовано с заказчиком дополнительно». Малоопытный заказчик, как правило, согласится с этой оговоркой. Действительно, стоит ли ломать копья из-за какого-то одного блока, тем более, что все основные вопросы по согласованию задания уже решены?

Задание подписывается, и через некоторое время все о блоке A забывают.

К моменту T , когда заказчик готовится принять опытный образец системы, полагая, что «система у него в кармане», разработчик приносит на согласование техническое задание на разработку блока A . Заказчику не следует удивляться, что под блоком A подразумевается целая подсистема, в отдельных случаях по своей сложности соизмеримая с тем, что уже сделано. Ведь времени с момента согласования первого варианта задания прошло немало, многие функции и требования прояснились и частично изменились, и сам заказчик принимал в этом активное участие. Заказчик вынужден согласиться с объективными доводами разработчика и заключить с ним соглашение о работах по блоку A , который предусматривает новый временной срок T_2 . Только совесть может помешать разработчику повторить описанную уловку еще раз, выделить в блоке A блок B , о котором нужно будет провести дополнительное согласование.

Наличие таких отдельных заданий для разработчика удобно и с той точки зрения, что он всегда может переложить на еще спроектированный блок те функции, которые не реализуются уже спроектированным блоком (например, из-за того, что необходимость в них ранее не приходила в голову заказчику или разработчику).

Остается отметить, что выделение отдельных подсистем или блоков при составлении технического задания часто бывает действительно полезным, помогая точнее оценивать необходимые затраты времени на проектирование всей системы в целом.

4.3.3. Правила оформления ТЗ

ТЗ на АС оформляют в соответствии с требованиями [ГОСТ 2.105](#) на листах формата А4 без рамки, основной надписи и дополнительных граф к ней.

Номера листов (страниц) проставляют, начиная с первого листа, следующего за титульным листом, в верхней части листа (над текстом, посередине) после обозначения кода ТЗ на АС.

Значения показателей, норм и требований указывают, как правило, с предельными отклонениями или максимальным и минимальным значениями. Если конкретные значения показателей, норм и требований не могут быть установлены в процессе разработки ТЗ на АС, в нем следует сделать запись о порядке установления и согласования этих показателей, норм и требований: «Окончательное требование (значение) уточняется в процессе ... и согласовывается протоколом с ... на стадии ...».

На титульном листе помещают подписи заказчика, разработчика и согласующих организаций, которые скрепляют гербовой печатью. При необходимости титульный лист оформляют на нескольких страницах. Подписи разработчиков ТЗ на АС и должностных лиц, участвующих в согласовании и рассмотрении проекта ТЗ на АС, помещают на последнем листе. При необходимости на титульном листе ТЗ на АС допускается помещать установленные в отрасли коды, например: гриф секретности, код работы, регистрационный номер ТЗ и др.

4.3.4. Порядок согласования и утверждения ТЗ на АС

СОГЛАСОВАНИЕ.

Необходимость согласования проекта ТЗ на АС с органами государственного надзора и другими заинтересованными организациями определяют совместно заказчик системы и разработчик проекта ТЗ на АС.

Работу по согласованию проекта ТЗ на АС осуществляют совместно разработчик ТЗ на АС и заказчик системы, каждый в организациях своего министерства (ведомства). Срок согласования проекта ТЗ на АС в каждой организации не должен превышать 15 дней со дня его получения.

Рекомендуется рассылать на согласование экземпляры проекта ТЗ на АС (копий) одновременно во все организации (подразделения).

Замечания по проекту ТЗ на АС должны быть представлены с техническим обоснованием. Решения по замечаниям должны быть приняты разработчиком проекта ТЗ на АС и заказчиком системы до утверждения ТЗ на АС.

Если при согласовании проекта ТЗ на АС возникли разногласия между разработчиком и заказчиком (или другими заинтересованными организациями), то составляется протокол разногласий (форма произвольная) и конкретное решение принимается в установленном порядке.

Согласование проекта ТЗ на АС разрешается оформлять отдельным документом (письмом). В этом случае под грифом «Согласовано» делают ссылку на этот документ.

УТВЕРЖДЕНИЕ

Утверждение ТЗ на АС осуществляют руководители предприятий (организаций) разработчика и заказчика системы.

ТЗ на АС (дополнение к ТЗ) до передачи его на утверждение должно быть проверено службой нормоконтроля организации - разработчика ТЗ и, при необходимости, подвергнуто метрологической экспертизе.

Копии, утвержденного ТЗ на АС, в 10-дневный срок после утверждения высылаются разработчиком ТЗ на АС участникам создания системы.

Согласование и утверждение дополнений к ТЗ на АС проводят в порядке, установленном для ТЗ на АС.

Изменения к ТЗ на АС не допускается утверждать после представления системы или ее очереди на приемо-сдаточные испытания.

Регистрация, учет и хранение ТЗ на АС и дополнений к нему проводят в соответствии с требованиями ГОСТ 2.501.

4.4. Оформление документации на АС

В ходе создания АС на этапах «Техническое задание», «Эскизный проект», «Технический проект», «Рабочая документация» разрабатываются различные виды документации.

Документация на автоматизированную систему – это комплекс взаимосвязанных документов, в котором полностью описаны все решения по созданию и функционированию системы, а также документов, подтверждающих соответствие системы требованиям технического задания и готовность ее к эксплуатации (функционированию).

Выделяют две части документации: проектно-сметную документацию и рабочую документацию.

Проектно-сметная документация на АС - часть документации на АС, разрабатываемая для выполнения строительных и монтажных работ, связанных с созданием АС.

Рабочая документация на АС - часть документации на АС, необходимой для изготовления, строительства, монтажа и наладки автоматизированной системы в целом, а также входящих в систему программно-технических, программно-методических комплексов и компонентов технического, программного и информационного обеспечения.

Документация на АС должна быть выполнена в соответствии с ГОСТ 34.201-89 «Виды, комплектность и обозначение документов при создании

системы (ее части)		
Регистрационный номер		

Код организации-разработчика присваивают в соответствии с общесоюзным классификатором предприятий, учреждений и организаций (ОКПО) или по правилам, установленным отраслевыми НТД.

Код классификационной характеристики системы для задач АСУ - 1 84 154.

Порядковый регистрационный номер системы (части системы) присваивает служба организации разработчика, ответственная за ведения картотеки и учет обозначений. Регистрационные номера присваивают с 001 до 999 по каждому коду регистрационной характеристики.

Виды документации при создании АС

Вид документа	Код документа	Назначение документа
Ведомость	В	Перечисление в систематизированном виде объектов, предметов и т. д.
Схема	С	Графическое изображение форм документов, частей, элементов системы и связей между ними в виде условных обозначений
Инструкция	И	Изложение состава действий и правил их выполнения персоналом
Обоснование	Б	Изложение сведений, подтверждающих целесообразность принимаемых решений
Описание	П	Пояснение назначения системы, ее частей, принципов их действия и условий применения
Конструкторский документ		По ГОСТ 2.102
Программный документ		По ГОСТ 19.101

Таблица 4.5

Наименование документов, разрабатываемых при проектировании системы в целом или ее части.

Стадия создания	Наименование документа	Код документа	Часть проекта	Принадлежность		Дополнительные указания
				К проектно-сметной документации	К эксплуатационной документации	
ЭП	Ведомость эскизного проекта	П*	Р	-	-	-
	Пояснительная записка к эскизному проекту	1	Р	-	-	-
ЭЦ,ТП	Схема организационной структуры	О	Р	-	-	Допускается включать в документ ПЗ или ПВ
	Схема структурная комплекса технических средств	1*	О	X	-	Допускается включать в документ П9
	Схема функциональной структуры	2*	Р	-	-	При разработке документов СО, С1, С2, С3 на стадии ЭП допускается их включать в документ П1
	Перечень заданий на разработку специализированных (новых) технических средств	9	О	X	-	При разработке на стадии ТП допускается включать в документ П2
	Схема автоматизации	3*	О	X	-	-
	Технические задания на разработку специализированных (новых) технических средств		О	-	-	В состав проекта на входят

ТП	Задания на разработку строительных, электротехнических, санитарно-технических и других разделов проекта, связанных с созданием системы		О	X	-	В состав проекта не входят
	Ведомость технического проекта	П*	Р	-	-	-
	Ведомость покупных изделий	П*	Р	-	-	-
	Перечень входных сигналов и данных	1	О	-	-	-
	Перечень выходных сигналов (документов)	2	О	-	-	-
	Перечень заданий на разработку строительных, электротехнических, санитарно-технических и других разделов проекта, связанных с созданием системы	3	О	X	-	Допускается включать в документ П2
	Пояснительная записка к техническому проекту	2	Р	-	-	Включает план мероприятий по подготовке объекта к вводу системы в эксплуатацию
	Описание автоматизируемых функций	3	Р	-	-	-
	Описание постановки задач (комплекса задач)	4	Р	-	-	Допускается включать в документы П2 или П3
	Описание информационного обеспечения системы	5	О	-	-	-
	Описание организации информационной базы	6	О	-	-	-

П	Т	Описание систем классификации и кодирования	7	О	-	-	-
		Описание массива информации	8	О	-	-	-
		Описание комплекса технических средств	9	О	-	-	Для задачи допускается включать в документ 46 по ГОСТ 19.101
		Описание программного обеспечения	А	О	-	-	-
		Описание алгоритма (проектной процедуры)	Б	О	-	-	Допускается включать в документы П2, П3 или П4
		Описание организационной структуры	В	О	-	-	-
		План расположения	8	О	Х	-	Допускается включать в документ П9
		Ведомость оборудования и материалов		О	Х	-	-
		Локальный сметный расчет	2	Р	Х	-	-
П, РД	Т	Проектная оценка надежности системы	1	Р	-	-	-
		Чертеж формы документа (видеокадра)	9	О	-	Х	На стадии ТП допускается включать в документы П4 или П5
Д	Р	Ведомость держателей подлинников	П*	Р	-	-	-
		Ведомость эксплуатационных документов	Д*	Р	-	Х	-

	Спецификация оборудования	4	О	X	-	-	
	Ведомость потребности в материалах	5	О	X	-	-	
	Ведомость машинных носителей информации	М*	О	-	X	-	
	Массив входных данных	6	О	-	X	-	
Д	Р	Каталог базы данных	7	О	-	X	-
		Состав выходных данных (сообщений)	8	О	-	X	-
		Локальная смета	3	Р	X	-	-
		Методика (технология) автоматизированного проектирования	1	О	-	X	-
		Технологическая инструкция	2	О	-	X	-
		Руководство пользователя	3	О	-	X	-
		Инструкция по формированию и ведению базы данных (набора данных)	4	О	-	X	-
		Инструкция по эксплуатации КТС	Э	О	-	X	-
		Схема соединений внешних проводок	4*	О	X	-	Допускается выполнять в виде таблиц

Схема подключения внешних проводов	5*	О	X	-	То же
Таблица соединений и подключений	6	О	X	-	-
Схема деления системы (структурная)	1*	О	-	-	-
Чертеж общего вида	О*	О	X	-	-
Чертеж установки технических средств	А	О	X	-	-
Схема принципиальная	Б	О	X	-	-
Схема структурная комплекса технических средств	1*	О	X	-	-
План расположения оборудования и проводов	7	О	X	-	-
Описание технологического процесса обработки данных (включая телеобработку)	Г	О	-	X	-
Общее описание системы	Д	Р	-	X	-
Программа и методика испытаний (компонентов, комплексов средств автоматизации, подсистемы, систем)	М*	Р	-	-	-
Формуляр	О*	Р	-	X	-

	Паспорт	С*	Р	-	Х	-
*Документы, код которых установлен в соответствии с требованиями стандартов ЕСКД						

Примечания

1. В таблице приняты следующие обозначения: ЭП - эскизный проект; ТП - технический проект; РД - рабочая документация; ОР - общесистемные решения; ОО - решения по организационному обеспечению; ТО - решения по техническому обеспечению; ИО - решения по информационному обеспечению; ПО - решения по программному обеспечению; МО - решения по математическому обеспечению.

2. Знак Х обозначает принадлежность к проектно-сметной или эксплуатационной документации.

3. Номенклатуру документов одного наименования устанавливают в зависимости от принятых при создании системы проектных решений

На стадиях «Изготовление несерийных компонентов КСА» и «Ввод в действие» разрабатывают следующие организационно-распорядительные документы:

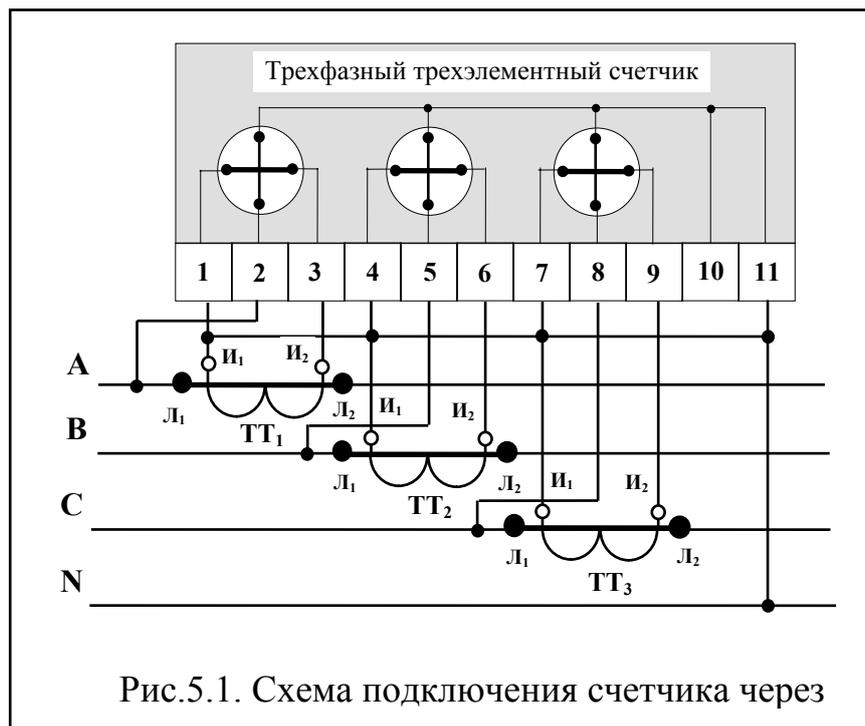
- 1) акт завершения работ;
- 2) акт приемки в опытную эксплуатацию;
- 3) акт приемки в промышленную эксплуатацию;
- 4) план-график работ;
- 5) приказ о составе приемочной комиссии;
- 6) приказ о проведении работ;
- 7) программа работ;
- 8) протокол испытаний;
- 9) протокол согласования.

5. Технические средства АСКУЭ

5.1 Трансформаторы тока

5.1.1 Подключение счетчиков через трансформаторы тока

Коммерческий учет электроэнергии с использованием измерительных трансформаторов тока (ТТ) в распределительных сетях 0,4 кВ энергосистем и у потребителей все последние годы строился на основе массового использования однофазных двухобмоточных трансформаторов тока класса 0,5 и индукционных трехэлементных электросчетчиков класса 2,0 (активной и/или реактивной энергии), каждый из которых своими токовыми (последовательными) цепями подключается через три однофазные ТТ, а параллельными цепями (напряжения) непосредственно, к соответствующим линиям низковольтной трехфазной четырехпроводной сети переменного тока (рис.5.1). В сетях напряжения более 0,4 кВ дополнительно используются измерительные трансформаторы напряжения, к которым подсоединяются параллельные цепи счетчиков.



Гарантируемая точность измерений в реальных условиях применения указанных средств определяется пределом допускаемой относительной погрешности измерительного комплекса - счетчика совместно с тремя ТТ. Составляющими этой погрешности являются систематические и случайные основные токовые и угловые погрешности ТТ и счетчика, а также их дополнительные погрешности, обусловленные действием различных влияющих факторов. Графики зависимости модуля максимальной относительной погрешности δ измерительных комплексов в зависимости от отношения

действительного первичного тока к номинальному ($I_1/I_{1н}$) для счетчиков и ТТ соответствующих классов точности приведены на рис.5.2. Составляющие погрешности рассчитаны исходя из фактических условий применения и с учетом влияющих величин (изменение напряжения $\pm 5\%$; изменение температуры $\pm 5^\circ\text{C}$, изменение частоты $\pm 1\%$, $\cos\varphi=0,8$). При изменении в процессе эксплуатации точностных характеристик счетчиков и ТТ погрешность может возрасти до 10 - 15% (отрицательная погрешность индукционного счетчика ежегодно увеличивается на 1,0 - 1,5%).

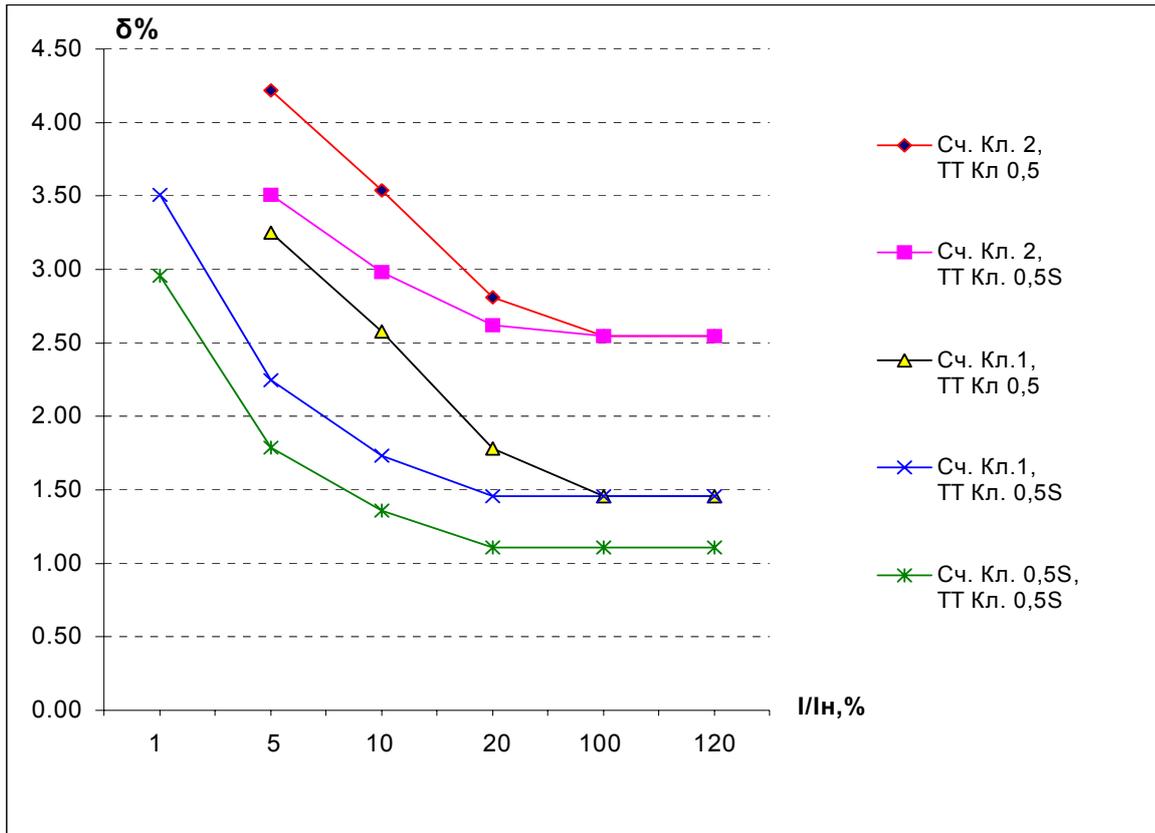


Рис.5.2. Графики модуля предельной относительной погрешности измерительных комплексов "Счетчик -ТТ"

В условиях спада и значительных колебаний нагрузки потребителей рассмотренный учет отличается большой погрешностью, что в целом приводит к приборному недоучету электроэнергии и росту коммерческих потерь. В районах электрических сетей (РЭС) часто фиксируются небалансы в 20% и более по электроэнергии, полученной на подстанциях РЭСа по стороне высшего напряжения, и электроэнергии, отданной потребителям по стороне низшего напряжения. Иногда складывается парадоксальная ситуация, при которой потребитель потребляет электроэнергию, у него работают маломощные электроустановки и освещение, а счетчики энергосистемы фиксируют нулевое потребление. По различным оценкам, доля коммерческих потерь электроэнергии, которая определяется приборным недоучетом (погрешностями измерительных

средств, их неправильными выбором и эксплуатацией), достигает 25 - 30% всех коммерческих потерь.

Выход из сложившегося положения заключается, с одной стороны, в замене малочувствительных и неточных индукционных счетчиков электронными и замене ТТ класса 0,5 на ТТ класса 0,5S, которые обеспечивают более низкие пределы допускаемых погрешностей в большем диапазоне изменения первичного тока (табл. 5.1), а, с другой стороны, в правильном выборе моделей ТТ и их грамотной эксплуатации.

Таблица 5.1

Зависимость токовой погрешности трансформаторов тока классов точности 0,5 и 0,5S в зависимости от диапазона изменения первичного тока в процентах к номинальному.

Диапазон изменения первичного тока.	Токовая погрешность	
	Класс точности 0,5	Класс точности 0,5S
100 - 120% $I_{1н}$	0,5%	0,5%
20 - 100% $I_{1н}$	0,75%	0,5%
5 - 20 $I_{1н}$	1,5%	0,75%
1 - 5% $I_{1н}$	Не нормир.	1,5%

5.1.2. Проблема выбора моделей ТТ

На рынке средств измерения и учета электроэнергии обычно представлены десятки разных моделей ТТ, внесенных в Госреестр средств измерений, и предлагаемые различными изготовителями или их представителями. Все эти изделия, которые должны в первую очередь соответствовать межгосударственному стандарту ГОСТ 7746-2001 “Трансформаторы тока. Общие технические условия”, во многом близки по своим декларируемым техническим характеристикам, но фактически, как показывают испытания и опыт эксплуатации, не равноценны в долговременной перспективе для экономичного, достоверного и точного учета электроэнергии в энергосистемах и у потребителей. В рекламной и технической документации практически всех изготовителей отсутствуют многие сведения и характеристики ТТ, которые интересны квалифицированному пользователю и могли бы существенно повлиять на выбор ТТ при их закупке для нужд энергосистемы и потребителей.

В Объединенной энергосистеме Республики Беларусь аккредитованным испытательным центром филиала ПСДТУ РУП “Гродноэнерго” была проведена работа по независимым испытаниям ряда образцов ТТ отечественных и зарубежных изготовителей.

На испытания были представлены следующие образцы ТТ: **TAL-0,72 N3** литовской фирмы ЗАО “Elfita”; **T - 0,66 УЗ** украинской фирмы ЗАО “Завод измерительных приборов “Днеста””; **T - 0,66 УЗ** российской фирмы ОАО “Самарский трансформатор”; **T - 0,66 УЗ** белорусского предприятия РУП “Минский электротехнический завод им. Козлова”.

Главный вывод по результатам испытаний - все представленные на испытания образцы ТТ соответствуют требованиям ГОСТ 7746-2001 при отсутствии влияющих факторов. Только ТТ ЗАО “Днеста” устойчивы к влияющему фактору намагничивания сердечника постоянным током, который в условиях эксплуатации может служить фактором хищения электроэнергии, поскольку он увеличивает в 2 - 2,5 раза отрицательную токовую погрешность ИТТ в области нагрузки потребителя, меньшей 50% от номинальной. Следует отметить, что устойчивость ТТ ЗАО “Днеста” к намагничиванию постоянным током связана со свойствами материала их сердечников – нанокристаллического сплава. Сердечники всех других представленных на испытания ТТ изготовлены из обычной магнитомягкой электротехнической кремнистой стали - сплава железа с кремнием ($Si < 4,8\%$).

Несмотря на то, что ТТ на сердечниках из нанокристаллических сплавов, в 1,5 - 2 раза дороже, чем ТТ на сердечниках из электротехнической стали, тем не менее они имеют ряд преимуществ:

- 1) устойчивость метрологических характеристик к намагничиванию постоянным током;
- 2) уменьшение в 4 - 10 раз потерь на вихревые токи и перемагничивание сердечника;
- 3) повышенный (двойной) технологический запас по классу точности;
- 4) более длительный срок службы с сохранением метрологических характеристик (и тем самым потенциально больший межповерочный интервал);
- 5) меньшие затраты материала на сердечник и медь, меньшие габаритные размеры, вес сердечника и вес ТТ в целом.

Указанные преимущества ТТ с нанокристаллическими сердечниками делают их более устойчивыми к хищениям электроэнергии (при нагрузках потребителя менее 50% номинальной) и росту коммерческих потерь, снижают технологические потери электроэнергии и эксплуатационные затраты.

Поэтому следует закономерный вывод - для повышения точности учета необходимо применять ТТ с сердечниками из нанокристаллического сплава. Однако погрешность таких трансформаторов тока возрастает при выполнении двух условий:

- максимальным первичном токе;
- повышением нагрузки во вторичной цепи (увеличение сопротивления нагрузки).

Поэтому на практике требуется жестко соблюдать требования к монтажу и эксплуатации вторичных цепей ТТ.

5.1.3 Требования к монтажу и эксплуатации вторичных цепей трансформаторов тока

Следует также отметить важность снижения вторичной нагрузки ТТ для обеспечения его штатных метрологических характеристик. Для многих моделей низковольтных ТТ номинальная вторичная нагрузка равна 5 ВА, или 0,2 Ом (при номинальном токе 5А). Это означает, во-первых, что во вторичную цепь можно

включать только нагрузку (последовательные цепи счетчика, ваттметра, фазометра, амперметры), согласованную с нагрузкой ТТ ($Z_{2ИП} < Z_{2Н}$), и, во-вторых, что соединительные провода от клемм вторичной цепи ТТ до клемм измерительных приборов должны иметь минимальное сопротивление (чем меньше, тем лучше), т.е. ограниченную длину l (м), большое сечение S (мм^2), где $S = \pi d^2/4$ для круглого провода диаметром d , и выполняться не алюминиевыми, а медными проводами. Удельное сопротивление алюминиевого провода $\rho \approx 0,027$ Ом \cdot $\text{мм}^2/\text{м}$ в 1,5 раза больше удельного сопротивления медного проводника такого же сечения ($\rho \approx 0,0175$ Ом \cdot $\text{мм}^2/\text{м}$). Сопротивление проводов может быть просчитано по формуле $R = \rho l/S$ и должно быть указано в паспорте точки коммерческого учета.

Ниже в таблице 5.2 справочно приводятся значения сопротивлений пар медных проводов в зависимости от сечения провода S (мм^2) и расстояния l (м) от ТТ до клемм токовых цепей счетчика. В случае использования вместо медных проводов алюминиевых аналогичного сечения приведенные в таблице величины следует увеличить в полтора раза. При номинальном вторичном токе $I_{2Н} = 5\text{А}$ мощность потерь электроэнергии в проводах ($P = I_{2Н}^2 R$), согласно таблице, находится в диапазоне от 0,25 ВА (при $R = 0,01$ Ом) до 22 ВА (при 0,88 Ом).

Таблица 5.2

Справочные данные сопротивлений линий связи от ТТ к счетчику

l/S (d мм)	1 мм^2 (1,13)	$1,5 \text{ мм}^2$ (1,38)	2 мм^2 (1,6)	$2,5 \text{ мм}^2$ (1,78)	4 мм^2 (2,26)	6 мм^2 (2,76)	10 мм^2 (3,57)	16 мм^2 (4,5)
5 м	0,18	0,12	0,09	0,07	0,05	0,03	0,02	0,01
10 м	0,35	0,23	0,18	0,14	0,09	0,06	0,04	0,02
15 м	0,53	0,35	0,27	0,21	0,13	0,09	0,05	0,03
20 м	0,7	0,47	0,35	0,28	0,18	0,12	0,07	0,04
25 м	0,88	0,59	0,44	0,35	0,22	0,15	0,09	0,06

При использовании ТТ совместно с трехфазными индукционными электросчетчиками с номинальным вторичным током 5 А (или 1 А) потребляемая полная мощность в каждой токовой цепи при номинальных токе и частоте не должна превышать, согласно ГОСТ 6570-75 "Счетчики электрические активной и реактивной энергии индукционные. Общие технические условия", значений, приведенных в табл. 5.3 (в скобках указана номинальная нагрузка при $I_{2Н} = 5\text{А}$).

Таблица 5.3

Потребляемая мощность токовой цепи индукционных счетчиков

Вид счетчика	Потребляемая мощность, не более ВА, (в зависимости от класса точности)			
	0,5	1,0	1,5	2,0
Активной	4,0	1,2	-	0,6

энергии	(R=0,16 Ом)	(R=0,05 Ом)		(R=0,024 Ом)
Реактивной энергии	-	-	2,3 (R=0,09 Ом)	1,0 (R=0,04 Ом)

Для электронных счетчиков класса 0,2S и 0,5S (ГОСТ 30206-94) полная потребляемая мощность каждой цепью тока при номинальном токе не должна превышать 1 ВА, а для электронных счетчиков класса 1 и 2 (ГОСТ 30207-94) - соответственно 4 и 2,5 ВА. В действительности у современных электронных счетчиков полная потребляемая мощность цепью тока не превышает 0,1 - 0,5 ВА, т.е. в 4 - 10 раз меньше, чем у индукционных. Поэтому замена индукционных счетчиков электронными во всех случаях улучшает режим работы ТТ. Кроме того, следует иметь в виду, что если ко вторичной цепи одного и того же ТТ при использовании индукционных счетчиков нередко подключаются последовательно несколько токовых обмоток, например токовые обмотки счетчиков приема активной и реактивной энергии, то при использовании электронного счетчика, измеряющего одновременно активную и реактивную энергию к ТТ подключается только одна токовая цепь, что также снижает вторичную нагрузку на ТТ и улучшает его режим работы. Для повышения точности учета с применением ТТ следует правильно выбирать их номиналы по первичному току: номинальный ток должен соответствовать (70 - 80)% максимального рабочего тока $I_{1н} \approx (0,7 - 0,8) I_{1max}$ (такой выбор предупреждает увеличение погрешности на максимальных первичных токах в случае перегрузки вторичной цепи ТТ).

С переходом в коммерческом учете на использование электронных счетчиков снижаются требования к номинальной нагрузке ТТ: ее можно ограничить величиной 5 ВА (у ТТ для учета с индукционными счетчиками она составляла 10 - 20 ВА и более), что в конечном итоге пропорционально снижает технические потери электроэнергии на приборный учет.

В том случае, если по условиям эксплуатации необходимо разместить счетчики вдалеке от ТТ (например, в 25 м. или далее), необходимо либо использовать ТТ с повышенной мощностью номинальной нагрузки, либо при той же мощности с номинальным током 1А (при этом допустимое максимальное внешнее сопротивление вторичной цепи увеличивается в 25 раз). В последнем случае необходимо соответственно применять и счетчики на номинальный ток не 5А, а 1А.

5.2. Счетчики электроэнергии

5.2.1 Использование индукционных счетчиков в системах АСКУЭ

При составлении ТЗ на АСКУЭ нередко выясняется, что на предприятии уже установлено большое количество индукционных счетчиков, и встает закономерный вопрос: можно ли эти счетчики приспособить для системы АСКУЭ? Альтернативой является покупка и установка электронных счетчиков. Понятно, что покупать новые электронные счетчики дорого, значительно дешевле использовать уже имеющиеся счетчики. Как это сделать?

Индукционный счетчик необходимо оборудовать неким «устройством сопряжения», в функции которого входит передавать информацию о показаниях счетчика или потреблении электроэнергии в виде, понятном для АСКУЭ. На жаргоне такое устройство часто называют «телеприставкой».

Телеприставка преобразует каждый оборот счетчика в электрический импульс, который и посылается в систему учета. Количество импульсов пропорционально потребленной энергии, а скорость их следования - потребляемой мощности. По полученным импульсам система учета в состоянии вычислить оба параметра.

Для правильной работы телеприставки на диск счетчика наносят метку - прямую линию от центра диска до края (по радиусу). Метка должна быть черной, шириной порядка 1 - 1.5 мм.

Технически телеприставка состоит из двух частей - одна часть (оптическая) расположена непосредственно в корпусе счетчика, а вторая (электрическая) расположена в отдельной коробке, которая обычно помещается под клеммами счетчика.

Основной деталью оптической части является оптопара, которая состоит из источника света (светодиода) и светоприемника (фотодиода). Светодиод освещает небольшую часть диска, а фотодиод улавливает отраженные от диска лучи света. Большая часть диска светлая и хорошо отражает свет. В этом случае сопротивление фотодиода мало. Однако, когда под светодиодом оказывается черная метка, то свет от нее практически не отражается и не попадает на фотодиод, сопротивление фотодиода резко возрастает, ток через него уменьшается, так получается электрический импульс. Нетрудно заметить, что за один оборот диска импульс будет появляться только один раз.

Задачей электронной части является сформировать и усилить полученный от оптической части импульс. Делается это с помощью несложной электронной схемы, которая формирует импульс напряжением порядка 12 В и ток около 20 мА. Такой импульс уже можно передавать на небольшие расстояния (несколько десятков метров) по экранированному кабелю.

Если предполагается использовать индукционные счетчики для технического учета, то поверка этих счетчиков является необязательной, но при необходимости может проводиться силами слесарей КИП самого предприятия. Как правило, к моменту создания АСКУЭ такие работы уже ведутся. Оснащение счетчика телеприставкой, а также ее текущее обслуживание и ремонт не являются сложной работой, с ней так же могут успешно справиться специалисты предприятия. Учитывая вышесказанное, можно заключить, что использовать установленные индукционные счетчики для системы технического учета электроэнергии рекомендуется во всех случаях.

5.2.2 Микропроцессорные счетчики электроэнергии

Основное отличие таких счетчиков от обычных (индукционных) в том, что они представляют собой небольшой "бортовой компьютер". В таких счетчиках практически отсутствуют подвижные части, выполняющие измерения потребленного электрического тока. Счетчик обычно состоит из измерительных

датчиков тока и напряжения (трансформаторов с улучшенными характеристиками), схем измерения (АЦП - аналого-цифровые преобразователи), микроконтроллера обрабатывающего цифровые сигналы, памяти для хранения данных счетчика. Вся информация счетчика выводится на жидкокристаллическое табло. Питаются счетчики обычно от подключенных к ним цепей напряжения. В дополнение, хорошим тоном является установка резервного питания на счетчик (в виде различных аккумуляторных батарей). Они предназначены для поддержания целостности важной информации, когда счетчик отключен от цепей питания. Значения потребляемого тока определяется с помощью трансформаторов тока. В дальнейшем происходит перемножение сигналов тока и напряжения через АЦП на высокопроизводительном микропроцессоре с RISC-набором команд. Вся полученная информация записывается в память счетчика и параллельно отображается на жидкокристаллическом дисплее. Простейшая схема счетчика приведена на рис. 5.3.

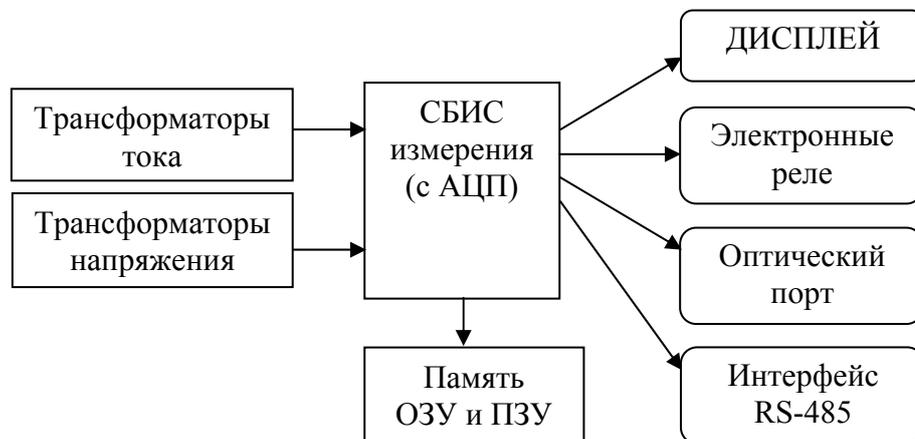


Рис. 5.3. Простая схема микропроцессорного счетчика

В различных моделях счетчика могут вводиться дополнительные информационные выходы (токовая петля, числоимпульсное реле, в котором частота импульсов пропорциональна потребленной электроэнергии, выход RS-485 и т.п.). Практически во всех счетчиках имеется память для хранения программы работы счетчика, измеренных величин (т.е. активной и реактивной энергии), а также перечня различных значимых событий (количество входов в счетчик, пропадания питания, перехода на зимнее и летнее время и т.п.).

Отличительная особенность таких счетчиков - это возможность учета электроэнергии по различным тарифам.

Кроме того, такие счетчики могут быть хорошим диагностическим инструментом. Например, счетчик "Альфа-Плюс" может работать как ВАФ (вольт-ампер-фазометр), показывать действующее значение тока и напряжения, гармоники и т.п. (рис. 5.4).



Рис. 5.4 Счетчик фирмы АББ ВЭИ Метроника

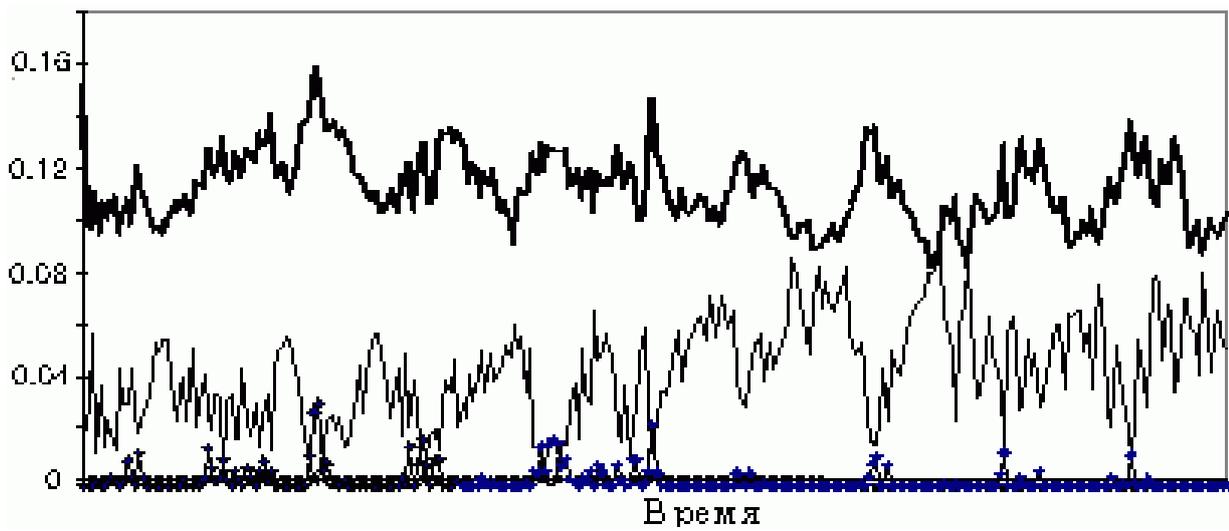


Рис. 5.5. Пример графикам расхода электроэнергии

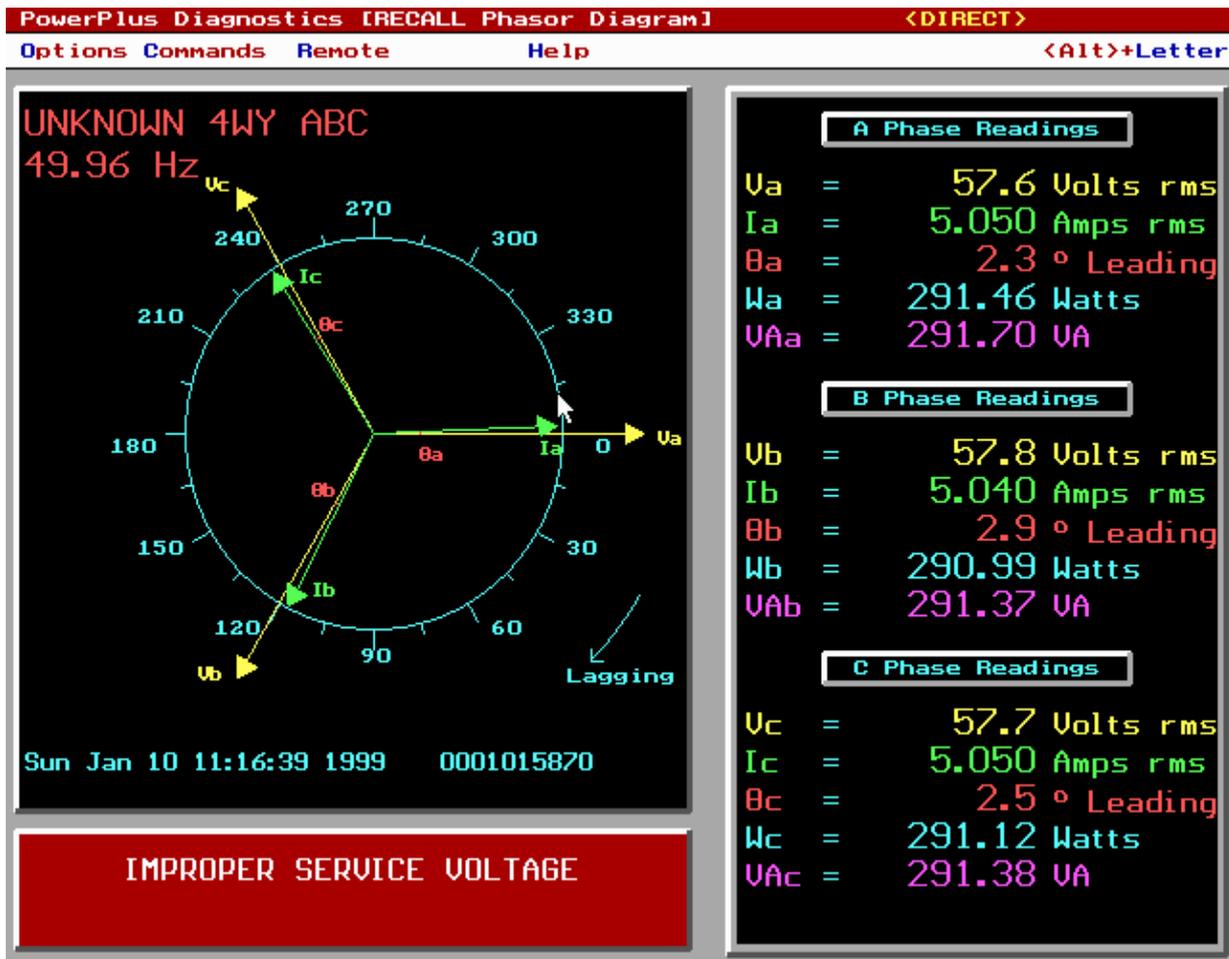


Рис. 5.6. Копия экрана программы счетчика "Альфа+"

Учитывая высокий класс точности таких счетчика (0,2 - 0,5) и отсутствие самохода (т.е. самопроизвольного движения диска, как в индукционном счетчике), можно сказать, что на сегодняшний день такие счетчики самый удобный вариант для учета электроэнергии.

Для того чтобы счетчик мог считать и показывать данные, в него необходимо внести программу, которая будет "указывать" счетчику, что делать: как измерять, что измерять, куда и в каком виде записывать. Для этого необходимо иметь персональный компьютер с специальной программой, поставляемой со счетчиками, сам счетчик, специальный преобразователь для передачи данных от ЭВМ к счетчику. Все счетчики программируются практически по одним и тем же правилам: пользователю не надо писать программ на каком-то языке программирования, все что от него требуется - это лишь отвечать на вопросы программы и пометить «мышкой» необходимые варианты работы счетчика. Пример окна программы для счетчика "Quantum D300" фирмы Щлембурже (рис. 5.7).



Рис 5.7. Внешний вид счетчика фирмы Щлембурже

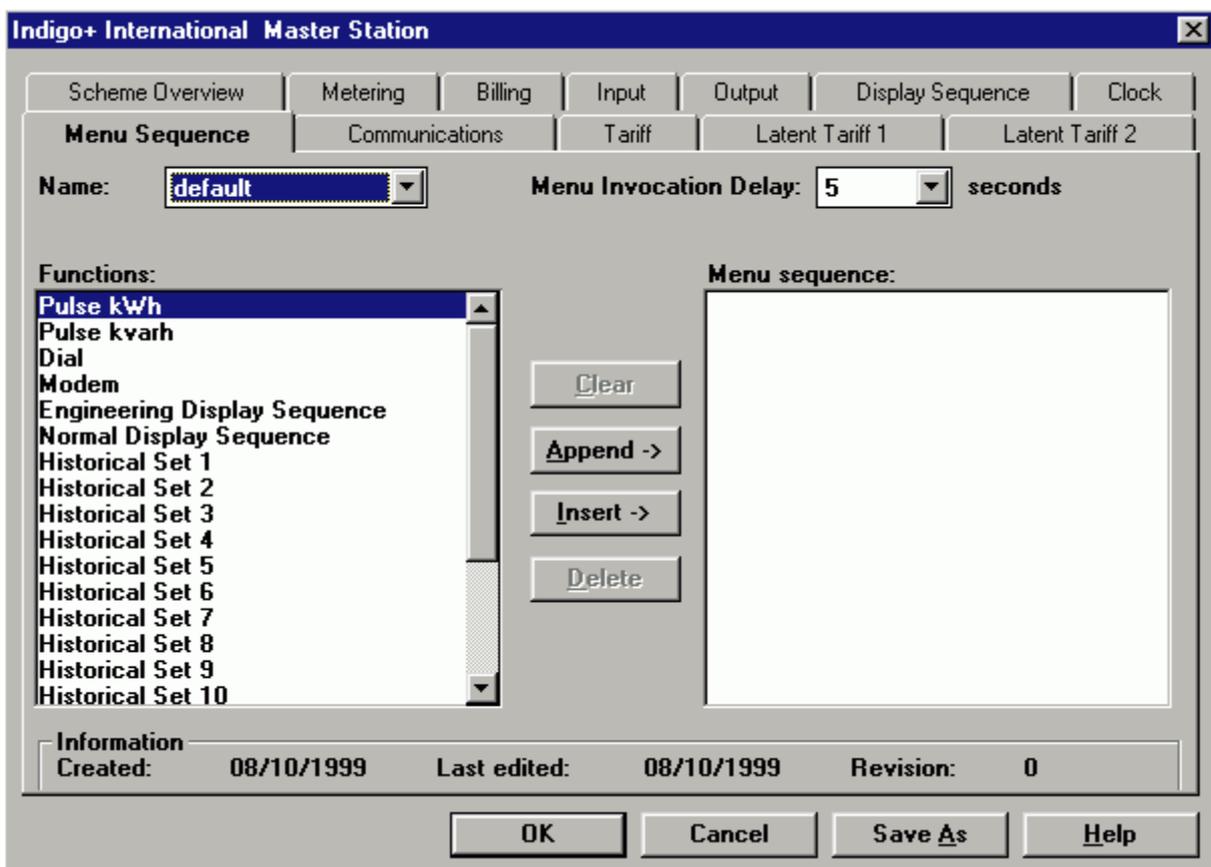


Рис 5.8. Копия экрана программы счетчика Щлембурже

Еще одно из полезных свойств данных счетчиков - возможность создания на их базе информационной системы сбора и обработки данных по расходу

электроэнергии, т.е. на базе таких счетчиков достаточно просто создать автоматизированную систему сбора информации. Пусть имеется несколько объектов (подстанций или маленьких заводиков по производству продукции) и необходимо контролировать расход электроэнергии по объектам. В этом случае на точки учета устанавливаются микропроцессорные счетчики, подключается к ним модем и вся информация собирается на один ПК, стоящий, например, в офисе. В случае необходимости перепрограммирования счетчика это можно сделать дистанционно, через модем. Для защиты от несанкционированного доступа счетчики имеют несколько уровней доступа к своей информации (для чтения, для модификации, для перепрограммирования). Кроме этого в памяти счетчика содержится информация о всех попытках считывания и доступа к счетчику, чтобы определить, когда данные в счетчике менялись.

5.2.3 Примеры микропроцессорных счетчиков - счетчики Альфа

В связи с возросшим интересом со стороны энергоснабжающих организаций и промышленных предприятий к средствам измерения, совмещающим в одном приборе функции учета электрической энергии и функции измерения параметров качества электрической энергии, АББ ВЭИ Метроника предлагает целый ряд таких приборов, краткое описание которых приводится ниже.

5.2.3.1. Счетчик АЛЬФА-Плюс



Многофункциональный счетчик электрической энергии А2 (АЛЬФАПлюс) является дальнейшим развитием технологии, заложенной в широко известных счетчиках типа АЛЬФА. Счетчики АЛЬФАПлюс имеют возможность измерять и отображать некоторые параметры качества электрической энергии. Измеренные параметры качества электрической энергии можно разделить на две группы - динамические (текущие значения) параметры и интегральные параметры.

Рис. 5.9. Внешний вид счетчика Альфа-Плюс

К динамическим параметрам относятся текущие значения фазных токов и фазных напряжений, фазные значения $\cos \varphi$, частота сети, значения активной и полной мощности. Чтение этих параметров со счетчика возможно с циклом 12 - 15 с и осуществляется с помощью программного пакета PwrPlus.

К интегральным параметрам относятся:

- отклонение напряжения вверх и вниз от своих уставок с учетом длительности этих отклонений;
- отклонение значений токов вверх и вниз от своих уставок с учетом длительности этих отклонений;

- отклонения $\cos \varphi$ для отстающего и опережающего значения от своих уставок с учетом длительности этих отклонений и ряд других параметров.

Отображение дополнительных параметров на ЖКИ счетчика осуществляется с помощью следующих встроенных в счетчик программных модулей:

Тесты напряжения и тока нагрузки

Тест позволяет провести оценку правильности подключения счетчика сразу после подключения. Счетчик автоматически проверяет соответствие уровней напряжений стандартным значениям, чередование фаз, направление мощностей в фазах и т. п. Подобное тестирование проводится при подключении к сети, при самодиагностике ежедневно или может быть инициировано пользователем.

Индикация параметров сети

Под индикацией понимается возможность счетчика АЛЬФАПлюс измерять фазные параметры, такие как напряжение, ток, мощности, коэффициент мощности, коэффициент несинусоидальности, коэффициент гармоник. Часть из этих параметров отображаются на дисплее счетчика, помогая оценить состояние электроснабжения и влияние нагрузки на работу оборудования. Кроме того, перечисленные выше параметры можно передавать по цифровому интерфейсу (ИРПС или RS485) на пульт оператора.

Мониторинг (контроль) параметров сети

Этот программный модуль позволяет проводить непрерывный контроль ряда параметров сети. Счетчик фиксирует моменты выхода параметров за установленные пределы (например токов и напряжений), запоминая точное время этого события и суммируя время их нахождения за этими пределами.

Назначение

Многофункциональные трехфазные счетчики АЛЬФА-Плюс предназначены для: многотарифного учета активной и реактивной энергии в двух направлениях; использования в автоматизированных системах контроля и учета электроэнергии; использования в качестве приборов для контроля за параметрами качества электроэнергии, а также как устройства, сигнализирующего о выходе параметров качества электроэнергии за пределы установленных порогов.

Таблица 5.4

Краткий обзор технических характеристик счетчика АЛЬФА-Плюс

Диапазон измерения токов	5 мА – 10 А
Максимальный ток	200 А в течение 0,5 с.
Рабочее напряжение	100, 220, 380 В
Рабочий диапазон температур	От -40 до + 60°C
Класс точности	0,2S 0,5S
Мощность потребления питанием	3,6 ВА
Скорости обмена по цифровому интерфейсу	300, 1200, 2400, 4800, 9600 бод
Гарантийный срок эксплуатации	3 года
Срок службы	30 лет
Межповерочный интервал	8 лет

Счетчики АЛЬФА-Плюс измеряют, накапливают и отображают данные по энергии в многотарифном режиме. Измеряемыми величинами (в зависимости от типа счетчика) могут быть активная энергия (kWh), реактивная энергия (kVARh) и полная энергия (kVAh). Дополнительно может измеряться и отображаться на ЖКИ реактивная энергия в четырех квадрантах.

В счетчиках АЛЬФА-Плюс применяется энергонезависимая память EEPROM для хранения параметров программы и измеренных данных. Память EEPROM (32 кБ) используется также для хранения данных профиля нагрузки. Счетчик может накапливать и хранить до четырех каналов профиля нагрузки (активная мощность в двух направлениях и реактивная мощность в двух направлениях). Глубина хранения составляет 70 дней при четырех каналах и при длительности интервала профиля 30 минут.

В счетчиках АЛЬФА-Плюс имеются следующие программируемые автоматические функции:

- фиксация максимальной мощности при смене сезонов;
- авточтение (самосчитывание) счетчика в определенный день месяца или через определенный интервал в днях;
- осуществление звонка на ЭВМ верхнего уровня при отключении и восстановлении питания;
- автоматический переход на летнее и зимнее время;
- отображение на ЖКИ предупреждений при превышении заданного порога по мощности;
- функция "управление нагрузкой" - срабатывание электронного реле при переходе через границу тарифной зоны или при превышении порога по мощности в каждой тарифной зоне;
- выполнение тестов качества электроэнергии по загруженным в счетчик порогам;

- выполнение тестов напряжения и тока нагрузки в 00:00 часов и при подаче питания.

Счетчик может вести в своей памяти четыре журнала событий:

1. Журнал отключений питания. В журнале отражается количество (до 99) отключений питания, общее (суммарное) время перерывов в питании и дата и время последнего отключения и восстановления питания.

2. Журнал связи. В журнале связи накапливается общее количество связей со счетчиком, а также дата и время программирования и последней модификации программы счетчика.

3. Журнал событий. В журнале событий фиксируются факты выхода отслеживаемых параметров за пределы установленных порогов. Фиксируются начало и окончание фактов выхода.

4. Журнал таймеров ПКЭ. Помимо журнала событий факты выхода параметров за пределы порогов регистрируются в журнале таймеров ПКЭ. В этом журнале фиксируется общее количество и суммарное время отклонения по каждому параметру.

Контроль счетчиками АЛЬФА-Плюс параметров качества электроэнергии. Счетчики АЛЬФА-ПЛЮС имеют ряд дополнительных функциональных возможностей, позволяющих осуществлять контроль за параметрами качества электроэнергии. Благодаря расширенным возможностям внутреннего программного обеспечения, счетчик может измерять, вычислять и отображать на своем дисплее до 46 параметров, относящимся к показателям качества электроэнергии. К ним в частности, относятся:

- токи и напряжения фаз;
- активная, реактивная и полная мощности сети;
- активная, реактивная и полная мощности фаз;
- коэффициент мощности $\cos\varphi$ сети и каждой фазы;
- фазные углы векторов напряжений и токов;
- значение второй гармоники по фазам напряжения;
- значение второй гармоники по фазам тока;
- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения и тока;
- частота сети.

Помимо отображения вышеперечисленных параметров АЛЬФА-ПЛЮС осуществляет постоянный мониторинг (контроль) за параметрами сети. Мониторинг сети осуществляется с помощью проводимых тестов. В этих тестах программно задаются минимальные и максимальные пороговые уставки, минимальные и максимальные длительности и некоторые другие величины необходимые для проведения тестов и получения результатов.

Мониторинг включает в себя тестирование следующих основных параметров:

- напряжение сети (понижение, превышение);
- направление чередования фаз (АВС, СВА);
- пониженный ток в каждой фазе;

- коэффициент мощности фаз;
- провалы напряжения;
- коэффициент несинусоидальности тока;
- коэффициент несинусоидальности напряжения.

Как уже отмечалось в счетчике ведется журнал событий в котором отражаются все факты выхода (до 255 фактов) какого-либо из этих параметров за пределы установленных порогов. В журнале записываются дата, время начала и окончания события. Также при обнаружении факта выхода параметров ПКЭ за пределы уставок может быть запрограммировано срабатывание сигнализирующего реле.

Задание конфигурации счетчика, вывод тех или других параметров на ЖКИ и задание пороговых значений осуществляется с помощью программного пакета `Aplus_P`.

Программа PwrPlus для счетчика АЛЬФАПлюс. Пакет PwrPlus позволяет более полно использовать возможности счетчика АЛЬФАПлюс для контроля параметров качества электроэнергии. В частности, программа PwrPlus может осуществлять следующее:

- 1). считывает информацию со счетчика и, используя эти данные, рассчитывает и строит векторные диаграммы для цепей токов и напряжений, а также содержание высших гармоник в цепях тока и напряжения;
- 2). позволяет создавать файлы баз данных на диске компьютера в которых сохраняет данные, считанные со счетчика;
- 3). позволяет просматривать и распечатывать диаграммы из сохраненных ранее файлов;
- 4). считывать из счетчика журнал событий;
- 5). определять конфигурацию системы;
- 6). осуществлять модемную связь с удаленным счетчиком.

Пример векторной диаграммы построенной программой PwrPlus приведен на рис. 5,10. Это диаграмма дает наглядное представление о состоянии сети. Из этого примера видно, что помимо непосредственно векторной диаграммы приводятся значения частоты сети, фазных напряжений, токов, $\cos \varphi$, активных и полных мощностей. Также здесь выводится серийный номер счетчика, дата и время считывания данных.

Помимо векторной диаграммы программный пакет PwrPlus может строить диаграммы мощностей, диаграммы гармонических составляющих диаграммы мощностей гармоник включительно до 15\й.

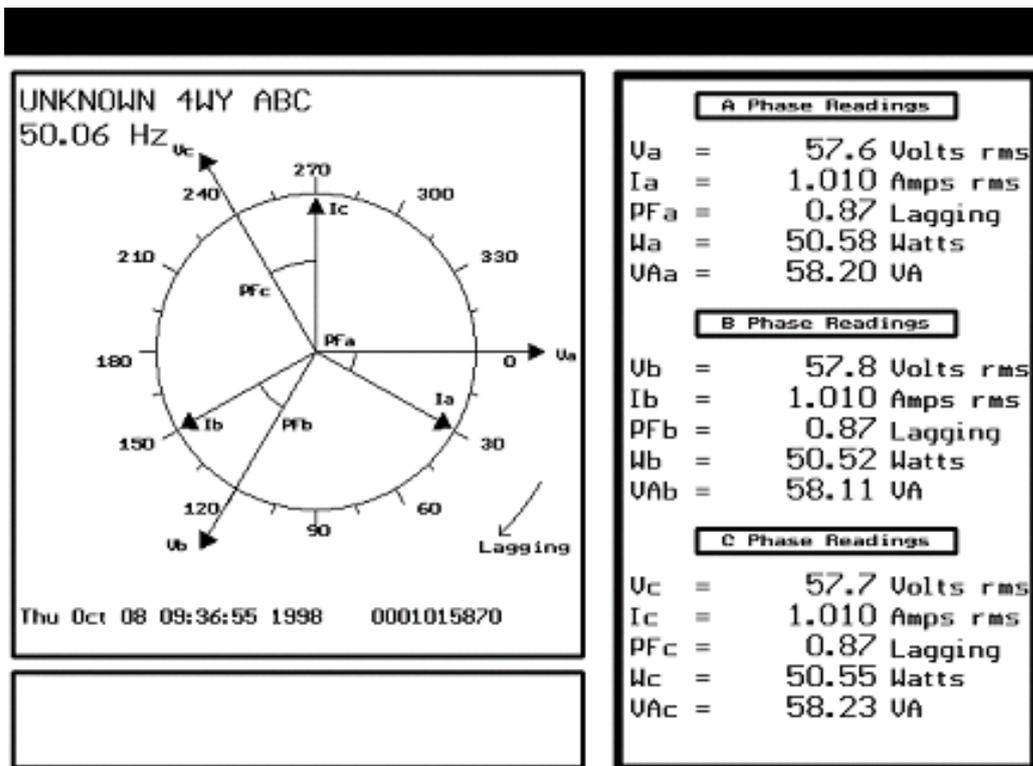


Рис 5.10. Векторная диаграмма в программе PwrPlus

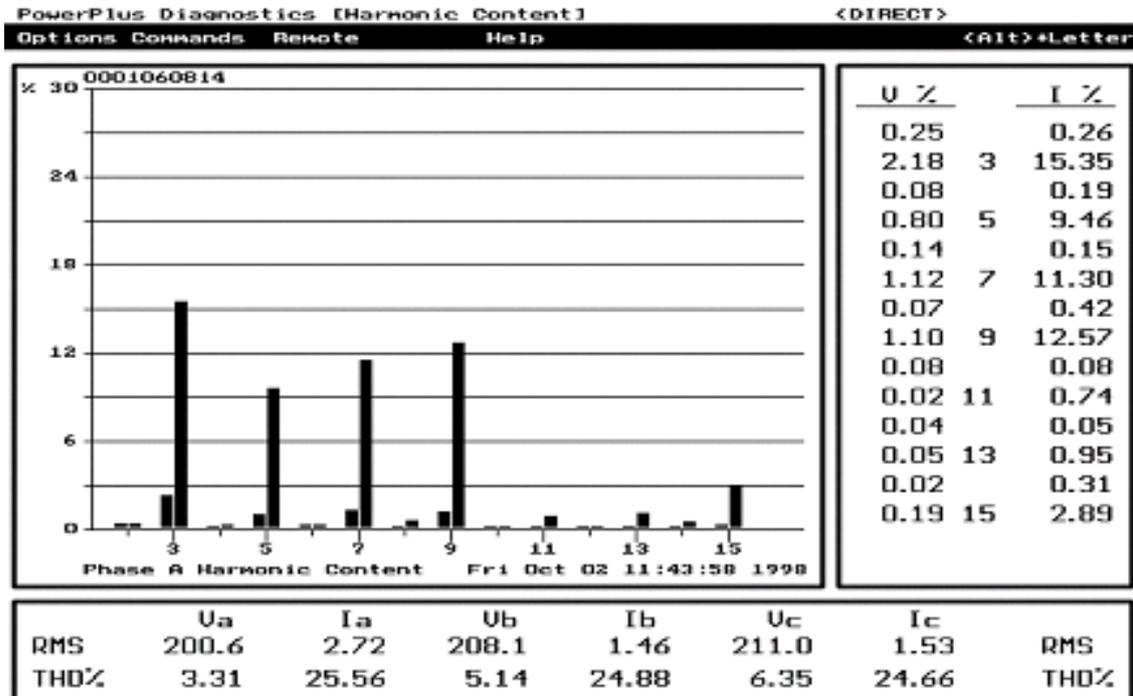


Рис. 5.11. Диаграмма построения высших гармоник, содержащихся в кривых напряжения и тока

Если выбран циклический режим считывания данных, то параметры могут накапливаться в файле на диске компьютера. Считывание данных осуществляется с интервалом заданным в конфигурации программы. Этот интервал может составлять от 10 секунд до десятков минут. Далее, используя пакет Microsoft Excel, эти накопленные данные можно представить в виде графиков.

Пример такого графика напряжения приведен на рис. 5.12:

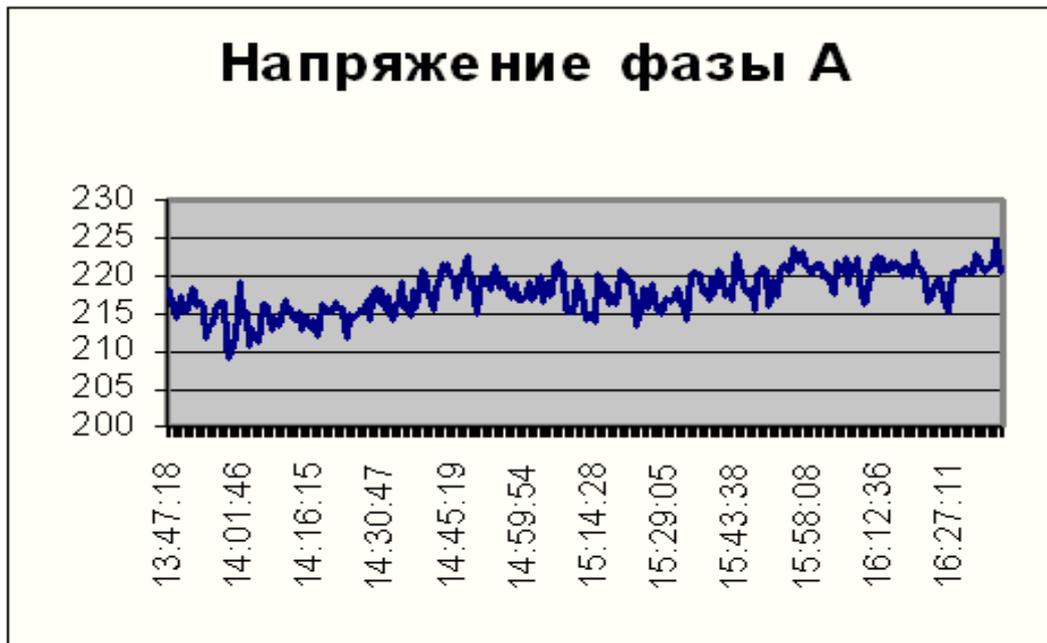


Рис. 5.12. Представление данных об электропотреблении в программе Microsoft Excel

Пакет PwrPlus предоставляет возможность считывать данные параметров сети с помощью модемной связи на скоростях до 9600 бод.

Возможности включения счетчика АЛЬФА-Плюс в состав АСКУЭ.

Счетчики АЛЬФА-Плюс могут иметь в своем составе дополнительные платы импульсных реле и цифровых интерфейсов RS485 или ИРПС "ТОКОВАЯ ПЕТЛЯ". Кроме того, счетчик Альфа-Плюс может иметь классические телеметрические каналы. В этом случае частота импульсов на выходе этих каналов пропорциональна приложенной нагрузке.

Использование цифровых интерфейсов позволяет более полно реализовать возможности счетчиков АЛЬФА и АЛЬФА-ПЛЮС. Информация, получаемая от счетчиков, позволяет увидеть динамику изменения параметров сети, что наряду с коммерческими данными обеспечивает специалистов полной информацией о состоянии энергетической системы.

Для построения различных схем конфигурации АСКУЭ специалистами АББ ВЭИ Метроника разработан ряд устройств системы сбора и передачи информации. К ним, в частности, относятся:

- мультиплексор на 16 каналов с возможностью расширения;

- преобразователь RS232/485 и RS232/ИРПС.

Наличие этих устройств и последовательных интерфейсов счетчика позволяет потребителям строить различные варианты достаточно гибких и недорогих систем АСКУЭ и АСУТП.

Счетчик АльфаПлюс прошел государственные испытания на соответствие ГОСТ 30206-94 и внесен в Госреестр РФ под N14555-99. Перечисленные выше параметры качества электроэнергии, измеренные счетчиком, заявлены в описании типа как индикаторы, несмотря на реальную точность их измерения для частоты, токов и напряжения не хуже чем 0.5%, для углов и высших гармоник не хуже чем 2%. Такой подход (заявка ПКЭ как индикаторов) объяснялся желанием упрощения процедуры поверки в условиях отсутствия нормативной базы по признанию результатов, зафиксированных счетчиком, в отсутствие представителя уполномоченной организации, имеющей соответствующее разрешение на проведение испытаний ПКЭ. Тем не менее, счетчик Альфа-Плюс давал реальную картину контроля за ПКЭ, тем самым делая возможным подачу оправданной заявки на проведение внеплановой инспекции.

5.2.3.2. Многофункциональный счетчик электрической энергии А3 является дальнейшим развитием функций измерения параметров качества электроэнергии и передачи информации по сравнению со счетчиком А2. Сохраняя внешний вид и все перечисленные функции для счетчика А2, счетчик А3 имеет следующие основные отличия:

- счетчик А3 имеет для профиля нагрузки расширенную внутреннюю память до 1 Мб;
- счетчик А3 позволяет записывать в профиль нагрузки не только мощность, но и токи и напряжения с независимыми интервалами усреднения (в диапазоне 1 - 30 минут) для каждого параметра;
- счетчик А3 имеет два цифровых интерфейса (например, токовую петлю и RS485 или RS232 и RS485 и т.д) с возможностью одновременного чтения информации со счетчика по этим интерфейсам).

5.2.3.3. Счетчик ION 8500

Счетчик ION 8500 является совместной разработкой концерна АББ и канадской компании Power Measurement. Счетчик имеет мощную микропроцессорную систему, увеличенную память до 4 Мгб для хранения до 320 измеренных параметров, два цифровых интерфейса для одновременного удаленного доступа к счетчику из двух различных мест, гибкую тарифную систему и отвечает всем требованиям современного рынка электроэнергетики.

Счетчики ION 8500 имеют класс точности 0,2S, измеряют энергию и мощность в двух направлениях, измеряют высшие гармоники до 63-ей включительно, измеряют ток в нулевом проводе и проводят расчеты для компенсации потерь в трансформаторе. В наибольшей степени отвечает требованиям ГОСТ 13109-97 и может использоваться не только для целей учета электроэнергии, но также для целей аудита качества электроэнергии. Технология ION выводит анализ и контроль качества электроэнергии на новый уровень. Счетчики этой серии позволяют измерять до 63-ей гармоники и анализируют все (кроме фликера) параметры качества электроэнергии и работы сети. Счетчики ION является интеллектуальным прибором нового поколения, которые не только анализируют параметры электроэнергии, но контролируют их и сигнализируют о всех изменениях и отклонениях параметров сети от нормальных.

Счетчики ION 8500 могут использоваться также и в качестве аварийного осциллографа с разрешающей способностью до 160 мкс для фиксации (записи) параметров во время аварии. Причем параметр, по которому происходит запись в память аварийных процессов, может выбираться из 320 параметров упомянутого выше списка. Пример восстановления синусоид трехфазного напряжения приведен ниже на рис. 5.13:

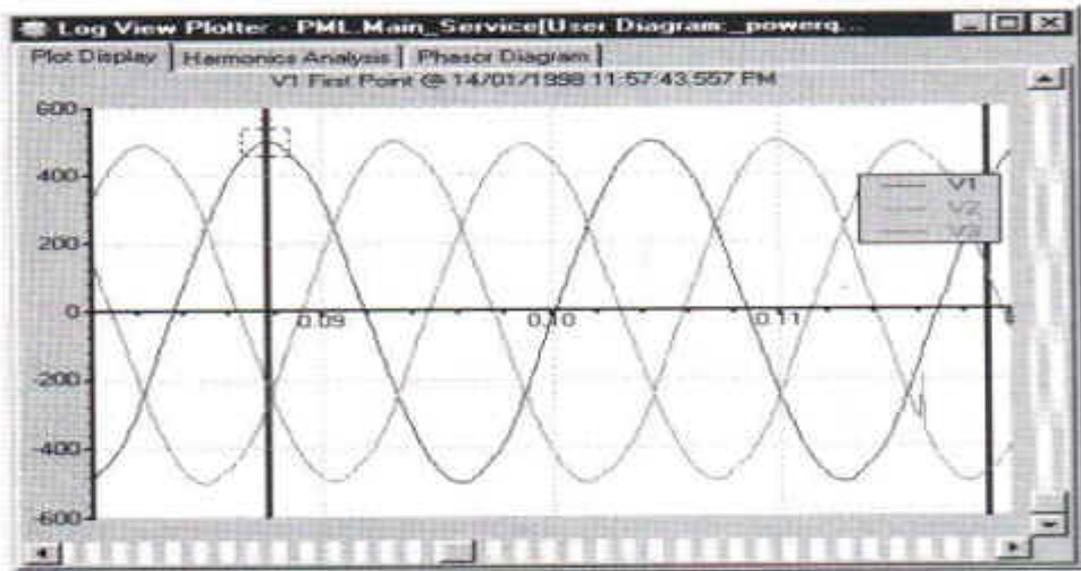


Рис. 5.13. Пример восстановления синусоид трехфазного напряжения

5.2.4 Сравнение микропроцессорных счетчиков

Когда начинается реальная работа по выбору марки микропроцессорного счетчика, то российский рынок поражает обилием разнообразной и агрессивной рекламы. Реклама, как правило, расхваливает свой товар, при этом о недостатках не может быть и речи. Очень редки статьи по непредвзятому сравнению и непроплаченному критическому анализу, однако именно они будут крайне полезными при проектировании АСКУЭ.

Здесь приводится сравнение и комментарии представителя Нижневартонских электрических сетей. Принимая во внимание большой опыт этой организации в плане изучения и практического применения всего многообразия интеллектуальных счётчиков электроэнергии, представленных на российском рынке, а так же незаинтересованность в чьей либо рекламе или предвзятой критике. Думаю, что это сравнение будет полезно при практической работе по выбору и эксплуатации счетчика.

Фирма АВВ (ASEA BROWN BOVERI)

Счетчик Альфа

Представительство в России - АВВ ВЭИ Метроника. Класс точности 0.2 - 0.5.

Существует несколько конфигураций этого типа, различающихся количеством каналов, объёмом памяти, интерфейсами связи.

Сделан добротно, корпус пыле-влагозащищённый, жидкокристаллические индикаторы высокого качества, однако, монтаж на местах установки затруднен из-за нестандартных габаритных и установочных размеров.

Имеет 3 канала связи: импульсный, оптопорт, интерфейсный порт токовая петля или RS-485. Выгодно заказывать счётчики с 485-м интерфейсом - для их соединения потребуется только 2 провода - витая пара. Так соединить можно до 254 счётчиков. Для соединения счётчиков с интерфейсом "токовая петля" потребуется АВВ-ный мультиплексор на 16 счётчиков - его цена порядка 600 \$.

В счётчиках фирмы АВВ краеугольным камнем является протокол связи.

Во-первых выдаваемый фирмой АВВ Метроника протокол и структура данных счётчика несколько не соответствует действительности.

Во-вторых протокол избыточен, а лишняя перекачиваемая информация в наших нестойких каналах связи.

На линиях связи плохого качества счетчик, получив сбойный блок (ошибочную комбинацию), нередко зависает примерно на минуту. Линии плохого качества характерны для России, процент сбойных блоков составляет 20 и более процентов.

Вывод такой - если отсутствует идеальный канал связи, применение счётчиков Альфа проблематично, а начиная с некоторого уровня качества - невозможно.

Есть и положительные стороны в структуре данных счётчика - это организация массива данных профиля - структура массива очень проста, но в этом

и есть её сила. Как показал опыт именно с такой структурой меньше возникает проблем на верхнем уровне с задачами перевода, коррекции времени, нет неприятных последствий от периодических отключений счётчика. Этот счётчик лидер по глубине хранения информации - более полугодика при конфигурации на 4 канала и 30 минутных интервала интеграции. Можно ставить на точки учёта с периодическим отключением энергии - в этом плане алгоритмических излишеств со стороны программ верхнего уровня не потребуется - массив профиля не прерывается, время простоя маркируется.

Имеется архив перепрограммирований, ошибок счётчика, хорошая защита данных.

Значения энергии на начало месяца не запоминает, есть только текущие показания.

Для эксплуатации Альфы фирма АВВ продаёт довольно насыщенное в области программирования счётчика программное обеспечение - EMF , хотя и с очень замысловатым интерфейсом пользователя. Многие крупные пользователи разрабатывают свою программу для сбора данных со счётчика с простым и наглядным интерфейсом.

Стоимость счётчика порядка 900 \$.

Фирма АВВ (ASEA BROWN BOVERI) ЕвроАльфа

Класс точности 0.2 - 0.5.

Также существует несколько конфигураций этого типа, различающихся количеством каналов, объёмом памяти, интерфейсными выходами.

Собран в компактном плоском корпусе, более удобен для монтажа, что является несомненным положительным моментом.

Недостатки: Во-первых: малый объём памяти (в нормальной конфигурации счётчиков), при оптимальной установке флагов - на 27 дней (4 канала) в минимальной конфигурации - 34 дня.

Во-вторых: время от времени на индикаторе счётчика появляются сообщения об ошибках, которые никак не снимаются. Даже отключение счётчика от питания, снятие батарейки, и "отдых" в течении 2-х недель не помогают. Скорее всего это связано с кратковременными отключениями питания счётчика.

В-третьих: Усложнена структура массива профиля нагрузки по сравнению с Альфой - введено понятие "суток", а с этим и множество проблем с переходом времени (после летне/зимнего перевода времени один час из одних суток переползает в другие, т.е. временная сетка искажается), с чтением данных профиля (можно прочитать только за сутки, не менее), с режимами отключения счётчика - (если счётчик не работает более суток - профиль (нулевой) за это время не фиксируется).

В-четвёртых: из-за ошибки в протоколе обмена удалённый сеанс связи со счётчиком ЕвроАльфа по реальным каналам связи примерно в 4 раза менее устойчив, чем у Альфа.

Программное обеспечение - аналогично Альфа.

Существуют и некоторые мелкие недоделки, такие как неудобный вечноспадающий оптодержатель, невозможность работы на 300 бод, и т.п.

Стоимость счётчика порядка 1000 \$.

Общий вывод - счётчики АВВ не самый лучший вариант для задач АСКУЭ.

Самый главный минус счётчиков АВВ - отсутствие возможности контакта с разработчиками ПО ядра счётчика.

ПСЧ-3, ПСЧ-4 Нижегородский завод им. Фрунзе, Нижний Новгород

Класс точности 0.5.

Собран в компактном плоском корпусе. На приборе одна кнопка - переключения режимов индикации - можно запрограммировать счётчик на индикацию трёх или ещё лучше двух режимов - очень удобно дежурным подстанций.

Табло на русском. Одноканальный счётчик. Каналы связи - импульсный и программный по интерфейсу RS485 .

Многоскоростной - от 150 до 19200 бод. Период интеграции - постоянная величина - 30 минут. Глубина хранения профиля нагрузки 2 месяца. Хранит показания энергии на первое число месяца - глубина хранения - 12 месяцев - это важное свойство счётчика.

Из всех описываемых здесь счётчиков - у ПСЧ самый простой и наглядный интерфейс обмена. Можно ставить на точки учёта, с периодическим отключением энергии - в этом плане алгоритмических излишеств со стороны программ верхнего уровня не потребуется, массив профиля не прерывается, время простоя маркируется.

Есть тарифный сервис.

Выявленные недостатки:

Во-первых: при низких температурах у некоторых экземпляров замерзает жидкокристаллическое табло. С интерфейсным каналом связи ничего плохого не происходит, а при нормальной температуре - табло восстанавливает работу.

Во-вторых: простота команд запроса профиля приводит к относительно долгому сеансу связи по чтению профиля за период, тем более это сказывается, если Вы используете модемные устройства, в которых процесс переключения приём - передача занимает осязаемое время. Программное обеспечение для счётчика завод предоставляет, причём, в отличие от АВВ - бесплатно и неограниченно.

Стоимость счётчика меньше 200 \$.

Вывод. Хорошее и недорогое решение для контроля точек, где учёт реактивной энергии экономически не оправдан.

СЭТ - 4ТМ.01

Нижегородский завод им. Фрунзе

Нижний Новгород.

Класс точности 0.5.

Это - собственная разработка завода и, на данный момент, именно с этой линией связаны дальновидные надежды Российских энергетиков.

Внешне похож на ПСЧ - небольшой плоский корпус, три кнопки на панели. Табло на русском. Четырёхканальный счётчик. Каналы связи с внешним миром - импульсный и программный по интерфейсу RS485.

Период интеграции - переменная величина - от 5 до 30 минут. Глубина хранения профиля нагрузки при периоде интеграции 30 минут - 3 месяца. Хранит значения энергии по каждому каналу за текущие сутки, 12 месяцев, текущий и предыдущий год. Выдаёт показания мгновенной мощности, что позволяет решать задачи контроля нагрузки в реальном времени. Выдаёт частоту сети и температуру прибора. Протокол бинарный, MODBUS - совместимый, проблем в работе не выявлено.

В структуре массива профиля за привязку взят час. Единственный из рассматриваемых здесь счётчиков с разработчиками которого можно реально найти контакт.

Недостатки: Во-первых: однокоростной 9600, бит чётности установлен, и это не удобно, если работают разнородные счетчики на одной витой паре. Возможность работы с разными скоростями повысила бы гибкость системы на базе этих счетчиков. По сведениям из Нижнего Новгорода сейчас эти ограничения устранены.

Во-вторых: не существует понятия флагов ошибки значений профиля нагрузки, что необходимо, т.к. условия работы приборов часто не идеальны-возможны кратковременные отключения питания. Не достаточно вести массив отключений, необходимо характеризовать каждое значение профиля флагами ошибок.

В-третьих: если прибор установлен на точках учёта с периодическим отключением энергии, то реализация алгоритма запроса профиля за период усложняется, что приводит к увеличению времени сеанса связи.

Программу для установки параметров счётчика завод-изготовитель предоставляет бесплатно.

Стоимость порядка 250 \$.

Вывод: Полноценный счётчик с доступным интерфейсом. Устойчив на любых каналах связи.