**Лекция 4**

## Учет электроэнергии

## 1. системы учета электроэнергии на промышленном предприятии

### 1.1. Основные понятия

*Энергоснабжающая организация* (ЭСО) – коммерческая организация независимо от организационно–правовой формы, осуществляющая продажу потребителям произведенной или купленной электрической энергии.

*Потребитель электрической энергии* (мощности) – физическое или юридическое лицо, осуществляющее пользование электрической энергией (мощностью).

*Регулирующие органы* – Федеральная энергетическая комиссия Российской Федерации (ФЭК РФ) и региональные энергетические комиссии (РЭК), осуществляющие государственное регулирование тарифов (цен) на электрическую энергию в соответствии с установленными законодательством РФ полномочиями.

*Оптовый рынок электрической энергии* (мощности) – Федеральный (общероссийский) оптовый рынок электрической энергии (мощности) – сфера купли–продажи электрической энергии (мощности), осуществляемой его субъектами в пределах Единой энергетической системы (ЕЭС) России.

Расчетный период регулирования (период регулирования) – период, на который устанавливаются тарифы (цены).

*Тарифы* – система ценовых ставок, по которым осуществляются расчеты за электрическую энергию (мощность).

*Срок действия тарифов* (цен) – период времени между изменениями тарифов (цен) регулирующими органами.

*Участники оптового рынка* – поставщики электрической энергии и мощности (генерирующие компании) и покупатели электрической энергии и мощности (энергосбытовые организации, крупные потребители электрической энергии, гарантирующие поставщики), получившие статус оптового рынка.

*Отклонение* – объем электрической энергии, определяемый как разница между объемами ее фактического производства (потребления) и планового производства (потребления) участником оптового рынка в соответствующий час суток.

### 1.2. Договорные отношения с электроснабжающей организацией

Взаимоотношения потребителей с энергоснабжающими организациями регламентируются договором энергоснабжения, Гражданским Кодексом Российской Федерации и действующими нормативно–правовыми актами в области энергоснабжения предприятий, организаций и учреждений [88].

На поставку электрической энергии между электроснабжающей организацией и предприятием (абонентом) заключается договор электроснабжения. По договору электроснабжения электроснабжающая организация обязуется подавать абоненту (потребителю) через присоединенную электрическую сеть электрическую энергию и мощность как вид промышленной продукции. Абонент обязуется своевременно оплачивать принятую электрическую энергию и мощность, а также соблюдать предусмотренный договором режим потребления электрической энергии, обеспечивать безопасность эксплуатации находящихся в его ведении электрических сетей и электрических установок и исправность используемых им приборов и оборудования, связанных с потреблением электрической энергии.

Договор электроснабжения заключается с абонентом при наличии у него отвечающих установленным техническим требованиям электроустановок, присоединенных к электрическим сетям электроснабжающей организации, и другого необходимого оборудования, а также при обеспечении учета потребления электроэнергии.

Качество подаваемой электроснабжающей организацией электроэнергии должно соответствовать требованиям, установленным государственными стандартами и иными обязательными правилами или предусмотренным договором электроснабжения. В случае нарушения электроснабжающей организацией требований, предъявляемых к качеству электроэнергии, абонент вправе отказаться от оплаты такой электроэнергии. При этом электроснабжающая организация вправе требовать возмещения абонентом стоимости того, что абонент не­основательно сберег вследствие использования этой электроэнергии.

Оплата электроэнергии производится за фактически принятое абонентом количество электроэнергии в соответствии с данными учета электроэнергии, если иное не предусмотрено законом, иными правовыми актами или соглашением сторон.

### 1.3. Технические условия на присоединение к энергоснабжающей организации

Электрическая сеть потребителя электрической энергии (абонента) являемся продолжением электрической сети электроснабжающей организации. На предприятия с электроприемниками I и II категории по надежности электроснабжения электроэнергия должна подводиться по двум отдельным кабельным или воздушным линиям электропередачи от двух независимых источников электроснабжения. На предприятия с электроприемниками III категории электроэнергия может подводиться по одной кабельной или воздушной линии электропередачи от одного источника электроснабжения.

Границей балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности электроснабжающей организации и потребителя электроэнергии являются вводные фидера электроустановок потребителя, к которым присоединяются наконечники кабельных или воздушных линий электропередачи электроснабжающей организации. В некоторых случаях граница балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности устанавливается на отходящих фидерах электроустановок электроснабжающей организации, к которым присоединяются наконечники кабельных или воздушных линий электропередачи потребителя электроэнергии [89].

Перед подключением новых и реконструированных электроустановок потребителей электрической энергии производится их допуск в эксплуатацию. Для этого создается приемочная комиссия, в состав которой входят представи­ли потребителя, электроснабжающей организации и органов Федеральной службы атомного, технологического и экологического надзора (ранее Департамента государственного энергетического надзора и энергосбережения Минтопэнерго Российской Федерации) [90].

Допуск в эксплуатацию заключается:

1. в составлении акта допуска электроустановки в эксплуатацию;
2. в выдаче разрешения на подключение электроустановки к электрической сети электроснабжающей организации.

При этом для трансформаторных подстанций общей мощностью 1000 кВА и выше и напряжением 35 кВ и выше, линий электропередач напряжением 35 кВ и выше акт допуска электроустановки в эксплуатацию может не составляться. Однако обязательным является присутствие в приемочной комиссии представителей органов Федеральной службы атомного, технологического и экологического надзора.

Все вновь смонтированные и реконструированные электроустановки должны быть выполнены в соответствии с выданными техническими условиями, Правилами устройства электроустановок, СНиП и другими нормативными документами. Они должны быть обеспечены проектной, приемосдаточной и эксплуатационной документацией; подготовленным электротехническим персоналом (либо договором на обслуживание электроустановок специализированной организацией); испытанными средствами защиты, инструментом, запчастями, средствами связи и сигнализации, пожаротушения, аварийного освещения и вентиляции.

У потребителей электрической энергии должны быть назначены ответственные за электрохозяйство.

Электроустановки, располагаемые во взрывоопасных зонах, должны иметь также свидетельство Федеральной службы атомного, технологического и экологического надзора.

Кроме этого, электроснабжающая организация выдает потребителю дополнительные технические условия на подключение новых и реконструированных электроустановок потребителей к электрической сети. Основные из этих технических условий следующие:

1. пределы потребления и генерации реактивной мощности;
2. уровни напряжения и показатели качества электрической энергии на границе балансовой принадлежности электрической сети;
3. места установки измерительных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, питающих расчетные приборы учета электрической активной и реактивной энергии и мощности;
4. установка расчетных приборов учета электрической энергии и мощности заданного класса точности;
5. техническое обслуживание, ремонт и замена расчетных приборов учета электрической энергии и мощности;
6. приведение схем электроснабжения абонента в соответствие с проектом в отношении обеспечения надежности электроснабжения;
7. обеспечение устойчивой работы технологического оборудования абонента при перерывах в электроснабжении на время работы устройств автоматического повторного включения (АПВ), автоматического включения резерва (АВР) и другой противоаварийной автоматики энергосистемы и абонента по восстановлению питания;
8. нагрузка потребителей электроэнергии абонента, подключенных к устройствам автоматизированного частотного регулирования (АЧР).

### 1.4. Договорные величины потребления электрической энергии и мощности

По договору электроснабжения между потребителем электрической энергии и электроснабжающей организацией устанавливается целый ряд договорных величин. Основные из них следующие:

1. годовой объем отпуска и потребления активной электрической энергии и мощности, участвующей в максимуме нагрузки энергосистемы;
2. ежемесячные объемы отпуска и потребления активной электрической энергии и мощности, участвующие в максимуме нагрузки энергосистемы;
3. годовой и ежемесячные объемы отпуска и потребления электроэнергии субабонентами потребителя;
4. тарифы и тарифные группы потребителей электроэнергии;
5. потери активной и реактивной электроэнергии в сети от места установки приборов учета до границы балансовой принадлежности сети;
6. ориентировочная стоимость годового объема отпуска и потребления электроэнергии и мощности;
7. сроки и порядок оплаты за потребленную электроэнергию и мощность;
8. пределы потребления и генерации реактивной энергии и мощности;
9. скидки и надбавки к тарифу за компенсацию реактивной мощности в электроустановках потребителя;
10. гарантированный уровень напряжения на границе балансовой при­надлежности сети;
11. показатели качества электрической энергии на границе балансовой принадлежности сети;
12. сроки и продолжительность отключений, ограничений в отпуске электроэнергии и снижения надежности электроснабжения потребителя для проведения плановых работ по ремонту электрооборудования электроснабжающей организации;
13. сроки и продолжительность ограничений в потреблении электроэнергии для проведения плановых работ по ремонту электрооборудования, технологических установок и производств потребителя электроэнергии;
14. заданная нагрузка потребителей электроэнергии, подключенных к устройствам АЧР.

Пределы потребления или генерации реактивной энергии и мощности устанавливаются электроснабжающей организацией в зависимости от режима работы энергосистемы, включая режимы работы синхронных генераторов на электростанциях. Если потребитель электроэнергии соблюдает указанные пределы путем компенсации реактивной мощности, то в платежных документах за потребленную электроэнергию и мощность учитываются скидки (при генерации) или надбавки (при потреблении) к тарифу. В случае превышения установленных технических пределов потребления или генерации реактивной мощности скидки с тарифа не представляются [93].

*Показатели и нормы качества электрической энергии* на границе балансовой принадлежности сети определяются на основании требований действующего в настоящее время ГОСТ 13109–99 [32]. Данный ГОСТ устанавливает следующие основные показатели качества электроэнергии:

1. отклонение частоты δ *f*;
2. установившееся отклонение напряжения δ*U*у;
3. размах изменения напряжения δ*Ut* ;
4. доза фликера (мерцания или колебания) *Pt* ;
5. коэффициент искажений синусоидальности кривой напряжения *КU*;
6. коэффициент *n*–й гармонической составляющей напряжения *КU*(*n*);
7. коэффициенты несимметрии напряжений по обратной *K*2*U* и по нулевой *K*0*U* последовательности;
8. глубина и длительность провала напряжения δ*Uп*,δ*tn*;
9. импульсное напряжение *U*имп;
10. коэффициент временного перенапряжения *K*пep*U .*

К договору электроснабжения прилагается график вывода в ремонт электроустановок потребителя и электроснабжающей организации, снижающих надежность электроснабжения, приводящих к отключению потребителей или ограничению отпуска и потребления электроэнергии, а также график вывода в ремонт технологических установок и производств потребителя. В этом документе устанавливаются последовательность и сроки проведения планово–предупредительных технических обслуживаний и ремонтов отдельных электрических и технологических установок и производств, указывается, на какую величину будут уменьшены отпуск и потребление электрической энергии и мощности во время проведения этих работ.

### 1.5. Коммерческий и технический учет электроэнергии на предприятии

Внедрение коммерческого и технического (внутризаводского) учета электроэнергии на предприятии является эффективным способом организации экономии энергоресурсов.

Коммерческий учет предусматривает взаимоотношения с энергосбытовой организацией, технический (внутризаводской) учет – с отдельными вторичными потребителями (арендаторами, хозрасчетными производственными единицами, энергоемкими производствами).

*Коммерческий учет* – процесс получения и отображения коммерческой информации о движении товарной продукции (оказании услуг) с целью проведения финансовых расчетов между субъектами рынка электроэнергии.

Выделяют следующие основные задачи коммерческого учета электроэнергии:

* потребление активной и реактивной энергии (включая обратный переток) за данные временные интервалы по отдельным счетчикам, заданным группам счетчиков и предприятию в целом с учетом многотарифности;
* средние (получасовые) значения активной мощности (нагрузки) и средний (получасовой) максимум активной мощности (нагрузки) в часы утреннего и вечернего максимумов нагрузки по отдельным счетчикам, заданным группам счетчиков и предприятию в целом;
* построение графиков получасовых и, при необходимости, трехминутных нагрузок, необходимых для организации рационального энергопотребления предприятия.

Расчеты по купле–продаже электроэнергии между участниками рынка должны проводиться по показаниям тех приборов учета, которые указаны в действующих договорах. В договорах на оптовом рынке для каждого граничного сетевого элемента необходимо указать, какой измерительный комплекс средств коммерческого учета является основным, а какой – резервным, т.е. определить *основную* и *резервные зоны* учета субъекта рынка.

Приборы учета могут располагаться не строго в точках раздела балансовой (эксплуатационной) принадлежности вследствие того, что в реальных условиях схема расстановки измерительных комплексов зависит от возможности установки первичных датчиков (трансформаторов тока и напряжения).

Конкретные требования к аппаратуре распространяются на вновь устанавливаемые и модернизируемые *средства коммерческого учета*, входящие в состав автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) (подробнее в п. 5.3). В АСКУЭ оптового рынка должны использоваться самые современные первичные датчики, отличающиеся малыми величинами и стабильностью основной и дополнительной погрешности в широком диапазоне влияющих величин. Необходимо стремиться к освоению датчиков с цифровым входом. Сечения поставки и учета для субъектов рынка должны совпадать, а на каждую зону поставки необходимо предусматривать две зоны учета по обе стороны зоны поставки. Это означает, что смежные субъекты рынка (имеющие границы балансовой принадлежности) должны установить измерительные комплексы средств коммерческого учета на всех присоединениях граничных сетевых элементов к своим подстанциям. Общие технические требования к трансформаторам тока (ТТ) и трансформаторам напряжения (ТН), как к датчикам тока и напряжения в цепях коммерческого учета отражены в соответствующих ГОСТах. В АСКУЭ оптового рынка следует применять только трансформаторы тока, измерительные обмотки которых специально предназначены для подключения приборов коммерческого учета, имеющие класс точности не ниже 0,2S, 0,5S [92].

## 2. Тарифы электроэнергии. Формирование оптового и розничного рынков электроэнергии

### 2.1. Целевая модель розничных рынков

Целевая модель розничных рынков, согласно Концепции Стратегии ОАО РАО «ЕЭС России» на 2003–2008 годы, имеет следующие основные черты:

* право выбора конечными потребителями любой сбытовой компании, у которой он будет покупать электроэнергию по свободным, нерегулируемым ценам;
* наличие специального института гарантирующих поставщиков, обязанных заключить договор с любым обратившимся к нему потребителем;
* нерегулируемые цены, свободно устанавливаемые всеми, кроме гарантирующего поставщика;
* цена гарантирующего поставщика не может превышать нерегулируемые цены оптового рынка более чем на величину его сбытовой надбавки, и стоимость прочих регулируемых услуг, обеспечивающих процесс поставки – услуг по передаче в первую очередь.

*Субъекты розничных рынков* (см. рис.1):

* потребители электрической энергии;
* энергосбытовые организации;
* гарантирующие поставщики (ГП) – организации, которые обязаны заключать договоры энергоснабжения (купли–продажи) электрической энергии;
* сетевые организации и иные владельцы объектов сетевого хозяйства, осуществляющие услуги по передаче электрической энергии;
* производители электрической энергии (ПЭ), не соответствующие правилам оптового рынка или иные лица, обладающие правом распоряжения электрической энергией.

Механизмы функционирования

На розничных рынках действует большое количество потребителей, обслуживаемых энергосбытовыми компаниями или гарантирующими поставщиками, конкурирующими между собой.

Деятельность гарантирующих поставщиков (в части установления сбытовой надбавки гарантирующего поставщика) и сетевых компаний (в части установления тарифов на передачу электрической энергии) регулируется государством.



Рис.1. Структура розничного рынка

Потребитель, в свою очередь, может выбрать любую сбытовую компанию, функционирующую в данном регионе России.

Гарантирующий поставщик обязан заключить договор с любым обратившимся к нему потребителем, который расположен на территории его зоны деятельности. Если покупателя не устраивает его продавец электроэнергии, он в любой момент может обратиться к гарантирующему поставщику.

*Гарантирующими поставщиками* в первый раз назначаются:

* неразделенные региональные энергетические компании (АО–энерго) и (или) энергосбытовые организации, созданные в результате реорганизации АО–энерго;
* оптовые потребители–перепродавцы (ОПП) и созданные на их базе сбытовые компании, если они осуществляют снабжение электрической энергией населения и бюджетозависимых потребителей в размере не менее 50 млн. кВт·ч в год;
* энергосбытовые организации;
* хозяйствующие субъекты, эксплуатирующие объекты электросетевого хозяйства или генерирующие объекты, не имеющие электрических связей с ЕЭС России и изолированными энергосистемами.

Назначение гарантирующего поставщика происходит по конкурсу. Это необходимо для обеспечения конкуренции за потребителей электрической энергии, повышения качества обслуживания и сокращения издержек. Конкурс проводится каждые три года. Главным критерием для определения победителя конкурса является необходимая валовая выручка для осуществления деятельности гарантирующего поставщика, которую заявляет участник конкурса. В случае его победы именно валовая выручка, с учетом индексации, будет принята при установлении сбытовой надбавки гарантирующего поставщика на трехлетний период. Если победитель очередного конкурса не выявлен, действующий гарантирующий поставщик продолжает осуществлять свою деятельность.

Функции гарантирующего поставщика могут быть временно (на период до 6 месяцев) переданы сетевой организации по ряду причин:

* если действующий гарантирующий поставщик лишается лицензии на право продажи электрической энергии гражданам;
* если в отношении него приняты меры по лишению права участия в торговле на оптовом рынке;
* если соответствующая организация заявляет о своей ликвидации;
* если в отношении нее запущены процедуры банкротства;
* а также в случае, если она нарушает свои обязательства по оплате электроэнергии и услуг по передаче на розничном рынке.

В случае ухудшения финансового положения действующего гарантирующего поставщика, при его добровольном отказе от выполнения своих функций, а также в случае передачи функции гарантирующего поставщика сетевой организации предусмотрено проведение внеочередного конкурса.

Процедура смены гарантирующего поставщика является публичной. Информация о смене гарантирующего поставщика должна быть опубликована в местных печатных изданиях, размещена в пунктах приема платежей за электроэнергию, а также в сети Интернет (в том числе, на сайтах отраслевых ведомств и их региональных подразделений).

При смене гарантирующего поставщика потребителям – юридическим лицам нужно будет течение 2–х месяцев заключить договоры с новым гарантирующим поставщиком.

Для населения при смене гарантирующего поставщика изменятся только платежные реквизиты.

В регионах контроль над деятельностью гарантирующих поставщиков осуществляет орган исполнительной власти субъекта РФ, назначаемый решением губернатора. Этот орган власти также рассматривает жалобы потребителей на деятельность, как гарантирующих поставщиков, так и других энергосбытовых компаний.

Кроме того, жалобы потребителей может рассматривать и Федеральная антимонопольная служба России, осуществляющая контроль над конкурентной деятельностью и злоупотреблением доминирующим положением на рынках.

Услуги по передаче электрической энергии оказываются *сетевыми организациями* потребителям электрической энергии, которые присоединены к их сетям, а также другим смежным сетевым организациям (с учетом некоторых особенностей взаимоотношения между сетями). При этом потребитель может заключить как два отдельных договора – с сетевой организацией и договор купли–продажи с гарантирующим поставщиком (энергосбытовой организацией, розничным производителем), так и договор энергоснабжения – и тогда гарантирующий поставщик должен будет обратиться к сетевой организации для заключения договора на передачу в интересах потребителя.

### 2.2. Система тарифов на электроэнергию

*Тарифы на электроэнергию*, их формирование, реализация тарифной политики – это сложный многофункциональный процесс, обусловленный как техническими аспектами формирования, так и политическими, социальными и экономическими аспектами на всех уровнях – федеральном, региональном и местном, где сталкиваются интересы производителей и потребителей электроэнергии, естественных монополий и субъектов рынка [93].

В настоящее время регулирование тарифов и цен в Российской Федерации осуществляют:

* Федеральная служба по тарифам (ФСТ) Министерства экономического развития и торговли Российской Федерации (до 09.03.2004 г. – Федеральная энергетическая комиссия РФ (ФЭК));
* органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в об­ласти государственного регулирования тарифов (ОИВТ) (до 04.03 2004 г. – региональные энергетические комиссии (РЭК)).

Система тарифов и цен на электрическую и тепловую энергию определена в «Основах ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации», которые утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 26.02.2004 г. № 109.

В систему тарифов и цен входят [93]:

1. тарифы и цены па электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке и (или) их предельные (минимальные и (или) максимальные) уровни, включая регулируемый сектор, секторы отклонений и свободной торговли;
2. тарифы на электрическую энергию (мощность) на розничном рынке;
3. тарифы (размер платы) на услуги, оказываемые на оптовом и розничном рынках электрической энергии (мощности).

На потребительских рынках электрической энергии (мощности) осуществляется регулирование следующих тарифов (цен):

1) цена продажи производителями электрической энергии, не поставляемой на оптовый рынок.

Цена продажи электрической энергии (мощности), не поставляемой на оптовый рынок, рассчитывается без учета стоимости услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки электрической энергии (цена на «шинах» производителя электроэнергии). Покупка электрической энергии (мощности) с оптового рынка рассматривается как покупка от производителей электрической энергии.

2) Плата за услуги по передаче электрической энергии (мощности) по региональным электрическим сетям.

При определении размера платы за услуги по передаче электрической энергии (мощности) отдельной составляющей выделяются услуги по передаче энергии по электрическим сетям и по их сбыту (реализации) за счет распределения расходов между указанными видами деятельности. Для потребителей (покупателей), получающих энергию по прямым договорам через региональные электрические сети, расчет платы за услуги по передаче энергии производится без сбытовой надбавки.

3) Тарифы (цены) на электроэнергию энергию, поставляемую потребителям.

4) Предельные тарифы (цены) формируется посредством установления минимальной или максимальной ставки тарифа.

В соответствии с пунктом 6 Основ ценообразования в случае установления регулирующими органами предельных тарифов (цен) при заключении прямых договоров купли – продажи (поставки) электрической энергии (мощности) в расчетах за реализуемую электрическую энергию (мощность) и оказываемые услуги могут применяться договорные тарифы в рамках установленных предельных тарифов.

5) Тариф (цена) на электрическую энергию и услуги по ее передаче со сроком действия два и более лет (долгосрочный тариф).

При заключении прямых договоров купли – продажи (поставки) электрической энергии регулирующие органы могут в соответствии со своей компетенцией и с согласия организации, осуществляющей регулируемую деятельность, и потребителей (покупателей) электрической энергии устанавливать тариф на электрическую энергию и услуги по ее передаче со сроком действия два и более лет (долгосрочный тариф).

В секторе свободной торговли предельный уровень цен определяется в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми ФСТ, и Правилами оптового рынка.

Постановлением от 31.07.2002 г. № 49–Э/8 бывшая Федеральная энергетическая комиссия Российской Федерации утвердила «Методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке», которые действуют и в настоящее время. В них:

* изложена методология расчета регулируемых тарифов и цен на розничных (потребительских) рынках электрической и тепловой энергии (мощности),
* определены виды регулируемых цен и тарифов,
* порядок и методические положения формирования тарифов,
* ценообразования для отдельных групп потребителей,
* порядок расчета экономически обоснованных тарифов на шинах генерирующих источников,
* тарифов (платы) за услуги по передаче электрической энергии региональным электрическим сетям и системам,
* методы дифференциации тарифов и цен по уровням напряжения и зонам суток [94].

### 2.3. Удельные показатели электропотребления

Удельная стоимость электроэнергии определяется выражением [100], руб/кВт∙ч:



где *С* – общая стоимость электроэнергии, руб;  – расход электроэнергии, кВт∙ч; *n* – число рабочих дней в году.

Удельный расход электроэнергии, кВт∙ч/т:



где *А* – выпущенная готовая продукция предприятия за год, т.

Электровооруженность труда, кВт/чел.:



где  – число часов работы предприятия в сутки;  – списочный состав рабочих на предприятии.

### 2.4. Формирование тарифов на электроэнергию поставляемую потребителям

В соответствии с п. 23 Основ ценообразования тарифы (цены) на электрическую энергию, представляют собой сумму следующих составляющих:

– средняя стоимость единицы электрической энергии, включая цену ее покупки на оптовом рынке, у иных производителей электрической энергии или энергосбытовых организаций, а также стоимость электрической энергии собственного производства;

– суммарная стоимость услуг по передаче энергии, услуг по оперативно–диспетчерскому управлению и иных услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки энергии потребителям, включая регулируемые сбытовые надбавки и плату за балансировку.

Стоимость единицы электрической энергии (мощности) представляет собой средневзвешенную стоимость единицы электрической энергии (мощности).

Цена покупки электроэнергии с оптового рынка  рассчитывается как средневзвешенное значение цены покупки с регулируемого сектора оптового рынка и цены покупки с конкурентного (свободного) сектора оптового рынка по формуле:

,

где  и  – соответственно цены на регулируемом и конкурентном секторах оптового рынка;  и  – соответственно доли покупки электроэнергии с регулируемого и конкурентного секторов оптового рынка.

Стоимость услуг, являющихся неотъемлемой частью процесса поставки энергии, включает в себя:

– плату за услуги по передаче энергии по региональным электрическим сетям, дифференцированную по уровням напряжения: высокое (ВН), среднее (СН) и низкое (НН);

– плату за иные услуги, являющиеся неотъемлемой частью процесса передачи и распределения энергии.

### 2.5. Тарифные группы потребителей электрической энергии (мощности)

Нормативно–методической основой ценообразования на розничном рынке являются «Методическими указаниями по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке», утверждаемые Федеральной службой по тарифам (действующие в настоящее время приняты постановлением ФЭК России от 31.07.2002 г. № 49–Э/8 и вступили в действие с 05.10.2002 г.).

В разделе VI Методических указаний потребители электрической энергии (мощности) делятся на четыре группы:

1. *К первой группе* отнесены ***базовые потребители***, у которых среднее за период регулирования значение заявленной мощности, МВт,равно:

, (4.1)

где *М* –количество месяцев в периоде регулирования; *N*заявл *i* – заявленная мощность в *i*–м месяце и числом часов использования заявленной мощности в году *Т*м≥7000.

2. *Ко второй группе* потребителей относятся ***бюджетные потребители*** – организации, финансируемые за счет средств соответствующих бюджетов (все бюджетные предприятия, организации и учреждения). У них среднее за период регулирования значение заявленной (расчетной) мощности не ограничивается, но, как правило, оно меньше *N*заявл < 250 МВт*.*

3. *К третьей группе* потребителей относится ***население***. Это потребители населенных пунктов, садоводческих, товарищеских и дачно–строительных кооперативов, рассчитывающихся по общему счетчику на вводе; жилищные организации, потребляющие электроэнергию на технические цели жилых домов, а также потребители, содержание которых осуществляется за счет прихожан религиозных организаций.

4. *К четвертой группе* относятся все ***прочие потребители*** электрической энергии, у которых *N*заявл < 250 МВт*.*

### 2.6. Существующие варианты тарифов на электроэнергию

На розничном рынке регулируемые тарифы (цены) на электрическую энергию, поставляемую потребителям (кроме населения), устанавливаются одновременно в трех вариантах для каждой группы потребителей [93]:

1. *одноставочные тарифы*, включающие в себя полную стоимость покупки 1 кВт∙ч электрической энергии;
2. *двухставочные тарифы*, которые включают в себя ставку платы за покупку 1 кВт∙чэлектрической энергии и ставку платы за 1 кВтзаявленной электрической мощности;
3. тарифы (одноставочные и двухставочные), *дифференцированные* по зонам (часам) суток.

На оптовом рынке для поставщиков и покупателей устанавливаются двухставочные тарифы и (или) их предельные уровни, включающие в себя ставку за 1 кВт∙час потребленной электрической энергии и ставку за 1 кВт установленной генерируемой мощности. В указанные тарифы не включается стоимость услугу, оказываемых на и розничном рынках.

В регулируемом секторе купля–продажа электрической энергии (мощности) осуществляется по регулируемым тарифам. Регулируемые тарифы устанавливаются исходя из равенства сумм стоимости покупаемой и стоимости поставляемой на оптовый рынок электрической энергии, а также исходя из объемов поставки и потребления электрической энергии (мощности) на оптовом рынке (без учета сектора отклонений), утверждаемых ФСТ.

В секторе отклонений производится расчет стоимости отклонений объемов фактического производства (потребления) электрической энергии участников оптового рынка от объемов их планового почасового производства (потребления) на основе тарифов регулируемого сектора. При расчетах стоимости отклонений применяются повышающие или понижающие коэффициенты в соответствии с Правилами оптового рынка.

Для населения могут устанавливаться только одноставочные и зонные тарифы, дифференцированные по суточным зонам графика электрической нагрузки.

Зоны суток – это интервалы, в которых электроэнергия имеет различную стоимость, в зависимости от ее востребованности в рамках энергосистемы. Существует три зоны суток – пиковая (самая дорогая), полупиковая и ночная (самая дешевая). Интервалы тарифных зон суток установлены Федеральной службой по тарифам (ФСТ) России. Обязательным условием применения дифференцированных по зонам суток тарифов является наличие приборов учета, позволяющих фиксировать объем потребления электроэнергии в соответствии с утвержденными интервалами зон суток. При заключении договора энергоснабжения, но не позднее, чем за месяц до вступления тарифов в силу (следовательно, при вводе тарифов с 1 января – до 1 декабря), потребитель имеет право по своему усмотрению выбрать один из вариантов расчета за электроэнергию, уведомив об этом свою энергоснабжающую организацию. В течение периода действия тарифов (в течение года) изменение варианта расчетов за электроэнергию возможно уже только при согласии энергоснабжающей организации.

Органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов на основании Методических указаний разрабатывают систему тарифов и цен на потребительском рынке электрической энергии для данного региона и жестко закрепляют ее за отдельными группами потребителей. Для промышленных предприятий и приравненных к ним потребителей, потребляющих электроэнергию на производственные нужды с присоединенной оплачиваемой мощностью 750 кВА и выше, ранее устанавливался только двухставочный тариф. Остальные потребители могли применять либо двухставочный, либо одноставочный тарифы.

Экономически обоснованным уровнем тарифа признается тариф, обеспечивающий компенсацию экономически обоснованных расходов и получение прибыли, определяемыми в соответствии с Основами ценообразования.

В настоящее время «Основы ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации» разрешают всем потребителям электроэнергии самостоятельно выбирать любой из перечисленных выше вариантов тарифов. При этом о своем выборе необходимо предварительно уведомлять энергоснабжающую организацию не менее, чем за месяц до вступления в установленном порядке в силу указанных тарифов.

В том же документе указывается, что дифференцирование тарифов по группам потребителей электрической энергии (мощности) будет отражать различия в стоимости производства, передачи и сбыта электроэнергии на основании следующих критериев:

1. величины присоединенной (заявленной) мощности;
2. режима использования электрической мощности;
3. категории надежности электроснабжения;
4. уровня напряжения электрической сети;
5. иных критериев в соответствии с законодательством РФ.

Двухставочный тариф состоит из основной и дополнительной ставки. Основная (постоянная) ставка предусматривает годовую плату за 1 кВт заявленной мощности, участвующей в максимуме нагрузки энергосистемы. Под заявленной мощностью понимают получасовую мощность в киловаттах, отпускаемую потребителям в часы суточного максимума нагрузки энергосистемы.

### 2.7. Учет в тарифах на электроэнергию уровня потребления реактивной мощности

Оплата за пользование электроэнергией по двухставочному тарифу с учетом потребления реактивной мощности производится по выражению [100]:



где  – заявленная потребителем мощность, участвующая в максимуме нагрузки энергосистемы, кВт; *а* – стоимость 1 кВт заявленной мощности, руб; *W* – фактический расход электроэнергии, учтенный счетчиком активной энергии, кВт∙ч; *b* – стоимость 1 кВт∙ч, руб; *k* – соответствующая скидка (–) или надбавка (+) к тарифу за высокий или низкий коэффициент мощности.

Скидка с тарифа на электроэнергию и надбавка к тарифу определяются в зависимости от степени компенсации реактивной мощности, описываемой коэффициентами:

 

где  – оптимальная реактивная нагрузка потребителя, участвующая в максимуме энергосистемы, кВАр;  – фактическая реактивная нагрузка потребителя, участвующая в максимуме энергосистемы, кВАр.

Шкала скидок с тарифа и надбавок к тарифу приведена в табл. 4.1.

Суммарная скидка или надбавка к тарифам за электрическую энергию состоит из двух составляющих:



где надбавка к тарифу за повышенное потребление реактивной мощности  по сравнению с заданным энергоснабжающей организацией оптимальным значением  в часы максимума активной нагрузки энергосистемы; скидка или надбавка к тарифу за отклонение режима работы компенсирующего устройства от заданного, оцениваемого отклонением фактического потребления реактивной мощности  в часы минимума активной нагрузки энергосистемы.

Надбавка к тарифу  определяется по формуле



где фактическое значение максимальной получасовой активной мощности потребителя в часы максимума нагрузки энергосистемы за расчетный период (например, квартал).

Если фактическая реактивная мощность  меньше заданной , то значение надбавки  принимается равным нулю.

Скидка или надбавка к тарифу , за соблюдение режима работы компенсирующих устройств рассчитывается по выражению



Положительное значение  означает надбавку, отрицательное – скидку. Разность в скобках всегда принимается положительной независимо от ее знака. Если =, то скидка  максимальна и равна 2 %.

Таким образом, для достижения оптимальной величины  необходимо выполнение следующих условий:

а) ≤, тогда величина надбавки  принимается равной нулю;

б) =, тогда будет иметь место максимальная скидка, равная 2 %.

### 2.8. Контроль за фактической мощностью потребителей электроэнергии в часы максимума нагрузки

Контроль за фактической мощностью потребителей электроэнергии в часы максимума нагрузки осуществляется знергоснабжающей организацией по 30–минутным записям показаний расчетных счетчиков и производится в режимные сутки два раза в год (в июне и декабре).

Часы контроля максимума нагрузок следующие:

1. утро – с 8.00 до 10.00 часов;
2. вечер – I квартал, IV квартал и апрель – с 17.00 до 21.00 часов;

май, июнь, III квартал – с 20.00 до 23.00 часов.

К потребителям, не имеющим приборов учета максимума нагрузки, до установки необходимых измерительных приборов применяют основную плату за киловольт–амперы (кВА) оплачиваемой присоединенной мощности. Дополнительная (переменная) ставка двухставочного тарифа предусматривает плату за киловатт–часы (кВт∙ч) потребленной активной электрической энергии, учтенной счетчиками электроэнергии.

При наличии у предприятия электродвигателей напряжением выше 1 кВ их мощность включается в суммарную оплачиваемую мощность предприятия без взимания основной платы за Мощность трансформаторов, к которым они присоединены.

Таблица 1

**Шкала скидок и надбавок к тарифу на электроэнергию за компенсацию реактивной мощности**

**в электроустановках потребителей [100], %**

|  |  |
| --- | --- |
| tg φм | Экономическое значение tg φэ |
| 0 | 0,05 | 0,10 | 0,15 | 0,20 | 0,25 | 0,30 | 0,35 | 0,40 | 0,45 | 0,50 | 0,55 | 0,60 | 0,65 | 0,70 | 0,75 |
| 0 | –8 | –6 | –4 | –3 | –3 | –2 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 0,05 | –6 | –8 | –5 | –4 | –3 | –2 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 0,10 | –4 | –6 | –7 | –5 | –4 | –3 | –1 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 0,15 | –3 | –4 | –5 | –7 | –5 | –3 | –1 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 0,20 | –2 | –3 | –4 | –5 | –6 | –4 | –2 | –1 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 0,25 | –1 | –1 | –2 | –3 | –4 | –6 | –3 | –2 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 0,30 | 0 | 0 | –1 | –1 | –2 | –4 | –5 | –3 | –1 |  |  |  |  |  |  |  |
| 0,35 | 1 | 1 | 0 | 0 | –1 | –2 | –3 | –5 | –3 | –1 |  |  |  |  |  |  |
| 0,40 | 2 | 2 | 1 | 1 | 0 | 0 | –1 | –3 | –5 | –3 | –1 |  |  |  |  |  |
| 0,45 | 3 | 3 | 2 | 2 | 1 | 1 | 0 | –1 | –3 | –5 | –2 | –1 |  |  |  |  |
| 0,50 | 4 | 4 | 3 | 3 | 2 | 2 | 1 | 0 | –1 | –3 | –4 | –2 |  |  |  |  |
| 0,55 | 6 | 6 | 4 | 4 | 4 | 3 | 2 | 1 | 0 | –1 | –2 | –4 | –1 |  |  |  |
| 0,60 | 8 | 8 | 6 | 6 | 5 | 5 | 3 | 2 | 1 | 0 | 0 | –2 | –3 | –1 |  |  |
| 0,65 | 10 | 10 | 8 | 8 | 7 | 7 | 6 | 4 | 2 | 1 | 1 | 0 | –1 | –3 | –1 |  |
| 0,70 | 13 | 13 | 11 | 11 | 10 | 9 | 7 | 6 | 4 | 3 | 2 | 1 | 0 | –1 | –2 | –1 |
| 0,75 | 16 | 16 | 14 | 14 | 13 | 12 | 10 | 8 | 7 | 5 | 3 | 2 | 1 | 0 | –1 | –2 |
| 0,80 | 20 | 20 | 17 | 17 | 16 | 14 | 12 | 11 | 9 | 7 | 5 | 3 | 2 | 1 | 0 | –1 |
| 0,85 | 23 | 23 | 21 | 21 | 20 | 18 | 15 | 14 | 13 | 9 | 8 | 5 | 3 | 2 | 1 | 0 |
| 0,90 | 26 | 26 | 25 | 25 | 24 | 22 | 19 | 17 | 16 | 12 | 11 | 8 | 5 | 4 | 2 | 1 |
| 0,95 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 25 | 24 | 21 | 20 | 16 | 14 | 11 | 8 | 6 | 4 | 3 |
| 1,00 | 34 | 34 | 34 | 34 | 34 | 32 | 30 | 25 | 23 | 21 | 20 | 14 | 13 | 12 | 7 | 5 |

Результирующая стоимость одного кВт∙чпотребленной электрической энергии (руб/кВт∙ч) и при плате в постоянной части за установленную мощность определяют по формуле [95]

** (2)

где *С*2– переменная часть двухставочного тарифа за 1 кВт∙чпотребленной ьпекгроэнергии, руб/кВт∙ч; *C*1 – постоянная часть тарифа за заявленный 1 кВА мощности трансфор­маторов, асинхронных и синхронных двигателей (независимо от номинального коэффициента мощности двигателя), руб/кВА;  – количество израсходованной электроэнергии за год, кВт∙ч;  – оплачиваемая суммарная мощность – установленных трансформаторов, кВА; – оплачиваемая суммарная мощность асинхронных двигателей напряжением свыше 1 кВ, кВА, которая определяется но формуле

, (3)

где  – номинальная мощность на валу асинхронных двигателей, кВт;  – номинальный КПД асинхронных двигателей; – оплачиваемая суммарная мощность синхронных двигателей, кВА, определяется по формуле

, (4)

где  – номинальная мощность на валу синхронных двигателей, кВт;  – номинальный КПД синхронных двигателей.

В случае превышения установленной в договоре электроснабжения мощности, участвующей в максимуме нагрузки энергосистемы, основную плату исчисляют по фактической нагрузке. Кроме этого, энергоснабжающая организация может применить к потребителю штрафные санкции.

### 2.9. Корректировка договорной величины заявленного максимума потребляемой мощности

Если величина фактической мощности ниже договорной заявленной мощности, то возврат уплаченных денежных средств не производится. Для снижения расходов на оплату заявленной (присоединенной) потребителям целесообразно ежегодно корректировать договорную величину заявленного максимума потребляемой мощности.

Экономический эффект от корректировки договорной величины заявленного максимума потребляемой мощности определяется по формуле

, (5)

где  – исходное и скорректированное значения заявленного максимума мощности [93].

Одним из эффективных способов снижения затрат на оплату за потребленную электроэнергию при использовании двухставочного тарифа является регулирование электрических нагрузок в часы контроля максимума нагрузок путем применения скользящего графика работы отдельных электроприемников и производственных подразделений. Экономический эффект проявляется следующим образом:

1. сокращение числа включенных электроприемников в контролируемое время, за счет чего можно уменьшить мощность фактического *Р*ф мах, а следовательно и заявленного *Р*з махмаксимума нагрузок;
2. выравнивание графика электрических нагрузок, что выгодно потребителям и электроснабжающей организации.

По одноставочным тарифам оплата производится только за фактически потребленную активную электрическую энергию, которая учитывается счетчиками электроэнергии.

### 2.10. Расчет целесообразности использования одноставочного или двухставочного тарифов

Целесообразность использования потребителями двухставочного или одноставочного тарифов можно определить по величине годового числа часов использования максимальной нагрузки

 (4.6)

где *А*г– годовое потребление электроэнергии. Годовое число часов использования максимальной нагрузки *Т*мтеоретически может изменяться от 0 до *Т*г= 8760 ч – календарное число часов в году.

Если фактическое годовое число часов использования максимальной нагрузки *Т*м ф больше его граничного значения *Т*м гр, то экономически обоснованным является применение двухставочного тарифа. В противном случае экономически выгодным является одноставочный тариф.

Граничное годовое число часов использования максимальной нагрузки определяется следующим образом [93].

Вначале вычисляется размер платы за потребленную электроэнергию по двухставочному тарифу:

– постоянная часть тарифа

; (7)

– переменная часть тарифа

, (8)

где  – помесячная величина заявленного максимума мощности; *T*м ф *i* – число часов использования максимума нагрузки в месяц.

Затем определяется размер платы за потребляемую электроэнергию по одноставочному тарифу

, (9)

где *С*0 – величина тарифа за потребленную электроэнергию.

Граничная точка равноценности использования обоих вариантов тарифов определяется из условия равенства величины платы

*Ц*1 *+ Ц*2 *= Ц*0  . (10)

После подстановки в (4.10) вместо размеров платы их значений из (4.7)...(4.9) получается выражение для определения граничного годового числа часов использования максимума нагрузки



В соответствии с методическими указаниями [93] двухставочный и одноставочный тарифы на передачу электрической энергии дифференцируются по четырем уровням напряжения: высокое (110 кВ и выше); среднее первое СП I (35 кВ); среднее второе СН II (20–1 кВ); низкое (0,4 кВ и ниже).

По мере увеличения напряжения величина тарифов уменьшается. Это связано с тем, что при высоких напряжениях потребитель несет дополнительные расходы, связанные с трансформацией и распределением электроэнергии своим обособленным потребителям. Если электрическая энергия поступает потребителю при малых напряжениях, например, под напряжением 0,4 кВ, то аналогичные расходы несет уже электроснабжающая организация.

Потребителям с относительно стабильным по времени суток графиком электрических нагрузок и трехсменным режимом работы экономически выгодно использование дифференцированных тарифов, которые устанавливают стоимость покупки электроэнергии в зависимости от времени года и по зонам суток. При этом базовая ставка оплаты за электроэнергию умножается на тарифный коэффициент *К.* Зоны суток и величина тарифного коэффициента *К* для всех зон суток устанавливается постановлениями ОИВТ субъектов Российской Федерации. Для ночных зон (с 11 часов вечера до 7 часов утра) значение тарифного коэффициента меньше единицы *К <* 1, для полупиковых зон величина этого коэффициента принимается равной *К* = 1, а для пиковых зон *К* > 1. Границы зон суток с 7 часов утра до 11 часов вечера зависят от времени года.

Чтобы получить разрешение на использование дифференцированных тарифов на электроэнергию по зонам суток и по времени года, потребители должны иметь автоматизированную систему контроля и учета электрической энергии (кроме населения) (подробнее см. п. 4.3).

## 3. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ)

### 3.1. Принципы создания АСКУЭ промышленных предприятий

*Назначение системы* – обеспечить сбор сведений об энергопотреблении, передачу данных в центр энергоучета предприятия и обработку полученных данных.

*Цель* *внедрения систем АСКУЭ* на предприятия: контрольв режиме реального времени за потреблениемэнергоносителей, оперативное принятие решений, снижение потребления энергоносителей за счет осуществления оперативного контроля.

Предлагается устанавливать на предприятиях АСКУЭ, включающую в себя счетчики коммерческого и технического учета электроэнергии, горячей воды, сжатого воздуха, холодной воды. Ввиду большого количества приборов учета в проектируемой системе необходимо осуществлять подключение счетчиков по очередям.

Экономический эффект

Экономический эффект от внедрения АСКУЭ связан с возможностью принятия оперативных решений по снижению потребления электроэнергии и других энергоносителей. Внедрение АСКУЭ позволит предприятию перейти на двуставочный тариф при оплате за электроэнергию. Расчеты показывают, что оплата электроэнергии по двуставочному тарифу позволит снизить затраты на электроэнергию ориентировочно на 15%.

Реальный экономический эффект будет больше за счет того, что контролироваться будет не только потребление электроэнергии, но и других энергоносителей.

Обобщенная структура АСКУЭ

Обобщенная структура АСКУЭ, как правило, содержит три уровня (рис. 1)

* нижний – первичные измерительные преобразователи (ПИП) с телеметрическими выходами, осуществляющие непрерывно или с минимальным интервалом усреднения измерение параметров энергоучета потребителей (расход, мощность, давление, температура, количество энергоносителя, количество теплоты с энергоносителем) по точкам учета (фидер, труба);
* средний – контроллеры (К) – специализированные измерительные системы, или многофункциональные программируемые преобразователи с 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 верхний уровень;
* верхний – персональная ЭВМ (ПЭВМ) со специализированным программным обеспечением АСКУЭ, осуществляющая сбор информации с контроллера (или группы контроллеров) среднего уровня, итоговую обработку этой информации, как по точкам учета, так и по их группам (по подразделениям и объектам предприятия), отображение и документирование данных учета в виде, удобном для анализа и принятия решений (управления) оперативным персоналом службы главного энергетика и руководством предприятия.

Нижний уровень АСКУЭ связан со средним измерительными каналами, в которые входят все измерительные средства и линии связи от точки учета до контроллера, включая его входные цепи. Так, для электроучета под измерительным каналом подразумевается цепочка от питающего фидера, проходящая через измерительные трансформаторы тока и напряжения, электросчетчик с телеметрическим выходом и двухпроводную линию связи до контроллера.

В свою очередь средний уровень АСКУЭ связан с верхним уровнем каналом связи, в качестве которого могут использоваться физические проводные линии связи, выделенные или коммутируемые телефонные каналы, радиоканалы. Передача данных по этим каналам осуществляется, как правило, по стандартным интерфейсам (типов RS–232, RS–485, ИРПС и т.п.) и определенным стандартным (например, М–bus) или оригинальным (протоколы систем ИИСЭ4, СЭМ–1 и др.) протоколам обмена.

В первую очередь при внедрении системы АСКУЭ предлагается установить:

– счетчики коммерческого учета электроэнергии на вводах высокого напряжения трансформаторов подстанции энергосистемы;

– счетчики технического учета электроэнергии на присоединениях кабельных линий, питающих КТП предприятия;

– счетчик тепловой энергии на подающем трубопроводе системы отопления и ГВС предприятия;

– счетчики холодной воды на вводах системы водоснабжения предприятия (коммерческий учет);

– счетчики холодной воды на вводах системы водоснабжения наиболее крупных потребителей;

Все устанавливаемые приборы учета имеют цифровой или импульсный выход.



Рис. 2. Обобщенная структура АСКУЭ

Состав оборудования АСКУЭ

На первом этапе внедрения системы предлагается установить следующие приборы учета:

а) Счетчики электрической энергии на присоединениях кабельных линиях подстанции энергосистемы, питающих КТП предприятия. Все счетчики подключаются к измерительно–вычислительному комплексу (ИВК), ИВК имеет связь с персональным компьютером (ПК), установленным у дежурного по подстанции. Связь данного ПК с управляющим компьютером АСКУЭ осуществляется при помощи модема;

б) Счетчик тепловой энергии для учета выработки тепла котельной, устанавливаются расходомеры в комплекте с тепловычислителем. Посредством кабеля «витая пара» тепловычислитель подключается к ИВК.

в) Счетчик горячей воды на подпитке системы ГВС (на выходе из баков аккумуляторов) в комплекте с расходомерами. Счетчик при помощи кабеля «витая пара» подключается к ИВК.

г) Счетчики холодной воды на вводах системы водоснабжения предприятия в комплекте с расходомерами. Счетчик подключается к модему, через который осуществляется связь с управляющим компьютером АСКУЭ.

д) Счетчики холодной воды в комплекте с расходомерами на основных вводах систем водоснабжения наиболее крупных потребителей.

е) Счетчик сжатого воздуха для учета выработки компрессорной (очистные сооружения). Для связи счетчика с управляющим компьютером АСКУЭ используется преобразователь интерфейсов, далее кабелем «витая пара» счетчик подключается к ИВК.

ж) линии связи – счетчики (с выходом RS–485) соединяются в сеть по топологии «шина» посредством кабеля «витая пара», в данном случае предлагается использовать промышленный кабель интерфейса RS–485 марки.

з) преобразователь интерфейса–данное устройство в системе АСКУЭ, предназначено для связи элементов системы с разными интерфейсами;

и) повторители сигнала**–**необходимость в использовании данных устройств будет определена при проектировании системы;

к) программное обеспечение **–** измерительно–вычислительный комплекс (ИВК).

### 3.2. Коммерческие и технические АСКУЭ

По назначению АСКУЭ предприятия подразделяют на системы коммерческого и технического учета. Коммерческим, или расчетным, называют учет выработанной и отпущенной потребителю (предприятию) энергии для денежного расчета за нее (соответственно предназначенные для этого приборы называют коммерческими, или расчетными). Техническим, или контрольным, называют учет для контроля процесса энергопотребления внутри предприятия по его подразделениям и объектам (соответственно используемые для этого приборы называются техническими). В связи с развитием рыночных отношений, реструктуризацией предприятий, хозяйственным обособлением их отдельных подразделений и появлением коммерчески самостоятельных, но связанных общей схемой энергоснабжения производств – субабонентов технический учет помимо своего прямого назначения начал приобретать черты и расчетного учета.

Системы АСКУЭ коммерческого и технического учета могут быть реализованы как раздельные или как единая (смешанная) система. До недавнего времени в реализации систем АСКУЭ на предприятиях преобладал второй подход, но появление новой техники сделало предпочтительным создание раздельных систем (по крайней мере, на среднем уровне АСКУЭ). Этому способствовала и сама специфика этих двух видов учета. Коммерческий учет консервативен, рассчитан на устоявшуюся схему энергоснабжения, для него характерно наличие небольшого количества точек учета, в которых требуется установка приборов повышенной точности, а сами средства учета нижнего и среднего уровней 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 по разным видам энергоресурсов, в которых в целях экономии средств можно устанавливать приборы пониженной точности, причем не обязательно их нужно выбирать из государственного реестра, т. е. выбор этих приборов более широк. Технические приборы не пломбируются энергосбытовой организацией, что позволяет службе главного энергетика оперативно вносить изменения в исходные данные установленных приборов в соответствии с текущими изменениями в схеме энергоснабжения предприятия.

### 3.3. Централизованные и децентрализованные АСКУЭ

По принципу реализации и доступа к информации АСКУЭ как коммерческого, так и технического учета можно подразделить на централизованные и децентрализованные.

Структура централизованной системы совпадает с обобщенной трехуровневой схемой АСКУЭ. В такой системе сбор данных с удаленных ПИП, территориально распределенных по подразделениям и объектам предприятия, осуществляется непосредственно или через УСД на многоканальный контроллер (многоканальную специализированную систему учета, например типов ИСЭ4–256, СИМЭК–128, ЭРКОН–96 и др.), а с него — далее на ПЭВМ. Такая структура АСКУЭ гарантирует получение в реальном масштабе времени полной и точной информации по энергопотреблению всех подразделений и объектов.

Для централизованной системы организация оперативной обратной связи по энергоучету с такими объектами требует либо построения развитой глобальной компьютерной сети инфраструктуры предприятия, либо использования сети дистанционно управляемых табло, подключенных к ПЭВМ главного энергетика. Оба эти пути на сегодняшний день для многих предприятий неприемлемы, поскольку их реализация требует значительных материальных затрат.

Альтернативой централизованной системе является децентрализованная АСКУЭ. Она строится на базе недорогих малоканальных контроллеров учета (например, типа 16–канальных сумматоров СЭМ–1) с встроенным табло и клавиатурой, которые устанавливаются непосредственно на контролируемых объектах и через среду связи подключаются к удаленной ПЭВМ главного энергетика предприятия. Такая АСКУЭ обеспечивает в реальном масштабе времени доступ к информации энергоучета всем заинтересованным лицам, включая руководство предприятия и руководителей подразделений, обособленных хозяйственных объектов и субабонентов (доступ к информации на местах осуществляется через пульт и клавиатуру систем, что не исключает их подключения к местным ПЭВМ с целью улучшения сервиса учета). Децентрализованная структура АСКУЭ позволяет объединить в рамках единой системы функции коммерческого и технического учета: одна или несколько малоканальных систем решают задачи коммерческого учета, а остальные – задачи технического учета.