Министерство сельского хозяйства Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение

высшего образования

«Саратовский государственный аграрный университет

имени Н.И. Вавилова»

Автоматизированная система учета электрической энергии

Краткий курс лекций

для студентов I I I курса

Направление подготовки

35.03.06 Агроинженерия

Профиль подготовки

Электрооборудование и электротехнологии

Саратов 2015

УДК 614.84:621.3
ББК 31.29
Л 363

Рецензенты:

Заведующий кафедрой «Инженерная физика, электрооборудование и электротехнка », кандидат технических наук, доцент ФГОУ ВО «Саратовский ГАУ» ***Трушкин В.А.***

Профессор кафедры «Энергообеспечение предприятий АПК», доктор технических наук, профессор ФГОУ ВО «Саратовский ГАУ» ***В.А. Глухарев***

Автоматизированная система учета электрической энергии: краткий курс лекций для студентов 3 курса специальности 35.03.06 Агроинженерия

Электрооборудование и электротехнологии / Сост.: М.А.Левин // ФГОУ ВО «Саратовский ГАУ». – Саратов, 2016. – 69 с.

Краткий курс лекций по дисциплине «Автоматизированная система учета электрической энергии» составлен в соответствие с рабочей программой дисциплины и предназначен для студентов направления подготовки 35.03.03 Агроинженерия. Краткий курс лекций содержит материал по организации коммерческого и технического учета электроэнергии, организации оптового и рыночного рынка электроэнергии, способах построения систем учета, составляющих систем учета и требований программному обеспечению. Приведены данные о тарифах и способах обеспечения энергосбережения при учете электроэнергии.

УДК 614.84:621.3
ББК 31.29

© М.А. Левин., 2015 ©
ФГОУ ВО «Саратовский ГАУ», 2015

Введение

Главным содержанием реформы электроэнергетики, основные направления которой приведены в постановлении Правительства РФ от 11.07.2001 г. № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации» [1] и закреплены в Федеральном законе (ФЗ) «Об электроэнергетике», стало совершенствование традиционных и создание новых рынков электроэнергии, а также реструктуризация электроэнергетической отрасли.

Правила оптового рынка электроэнергии регламентируются в настоящее время постановлениями Правительства РФ от 24.10.2003 г. № 643 и от 31.08.2006 г. № 529, а правила розничных рынков – постановлением от 31.08.2006 г. № 530.

Основными результатами реформы на сегодняшний день являются:

-создание эффективной инфраструктуры рынков электроэнергии, которая включает в себя системного оператора (СО), администратора торговой системы (АТС) организацию по управлению единой национальной электрической сетью (ЕНЭС);

-появление в результате реформирования вертикально интегрированных компаний (АО-энерго) новых организаций электроэнергетики, разделенных по видам бизнеса (генерирующих, сетевых и сбытовых).

В связи с общим направлением рыночных преобразований изменились структура и виды бизнеса «вспомогательных» подразделений электроэнергетики – ремонтных, сервисных, инжиниринговых, научно-исследовательских и проектно-изыскательских организаций. Иными словами, возникла рыночная среда обслуживания основного энергетического производства, которая достаточно успешно преодолела нелегкий организационный период и становится все более «цивилизованной» и капиталоемкой. Следует отметить, что в ней отсутствуют специальные правовые механизмы ограничения рынка, а ее развитие сдерживается только общей политической и экономической ситуацией в стране.

Начало функционирования с 1.11.2003 г. оптового рынка электроэнергии (мощности) в соответствии с постановлением Правительства РФ от 24.10.2003 г. «О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода» стало причиной появления еще одной специфической области деятельности – организации и сопровождения коммерческого учета электроэнергии. Вернее, сам коммерческий учет существовал и в дореформенной энергетике, однако в связи с новыми правилами проведения расчетов в финансово-расчетной системе (ФРС) оптового рынка изменились требования к параметрам, качеству и оперативности учета.

В силу этих причин, во-первых, появилась необходимость создания *системы коммерческого учета,* включая все ее компоненты, и, во-вторых, стала реальной возможность коммерциализации данного вида деятельности.

Естественно, любой вид бизнеса требует приложения усилий на его становление, понимание «правил игры», источников прибыли и затрат и т. д. В случае коммерческого учета все это усугубляется инерционностью существующих экономических и технологических отношений, отсутствием целевого видения конечного результата, неявностью самого предмета бизнеса, нечеткостью позиции РАО «ЕЭС России» и трудно сочетаемыми интересами крупных инфраструктурных организаций (ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС», НП «АТС», ОАО «ФСК ЕЭС»).

На сегодняшний день полноценный развитый бизнес существует только внутри одного компонента системы коммерческого учета, а именно – технического.

Это относится к созданию комплексов технических средств учета у субъектов рынка, которые известны под названием «автоматизированные информационно-измерительные системы» (АИИС) коммерческого учета электроэнергии (КУЭ). В гораздо меньшей степени подвержены рыночным правилам эксплуатация АИИС КУЭ и собственно коммерческий учет, т. е. система сбора данных, их агрегирования и регистрации.

Обычно самый простой способ оценки возможностей бизнеса и связанных с ним рисков – это изучение опыта других стран со схожими политико-экономическими условиями и принципами построения интересующего нас рынка. Однако в случае оказания услуг по коммерческому учету, понимая под этим термином все, связанное с техническими средствами, регистрацией и предоставлением данных в ФРС, такой подход представляется методически неправильным по следующим причинам.

Самая главная причина состоит в том, что по совокупности своих правил рынки электроэнергии в различных странах резко отличаются друг от друга. По сути, общим для них является только основополагающий принцип разделения потенциально монопольных и потенциально конкурентных видов деятельности в энергетике, а также перечень этих видов деятельности.[5] Соответственно, достаточно сильно отличаются от рынка к рынку и требования к коммерческому учету, что предопределяет и сам предмет бизнеса.

Вторая причина тоже хорошо известна: даже при формально одинаковых правилах рынка какого-либо товара или услуги в России и иной стране мира реалии его функционирования в России делают неприемлемыми «по жизни» подходы и прогнозы чужого опыта, перенесенные «на нашу почву».

Третья причина заключается в особенностях нашей энергетики, являющихся следствием вертикально интегрированного развития и доминирующего положения сначала государства, затем – РАО «ЕЭС России» (в котором государство владеет решающим голосом), территориального фактора и объемностью электрохозяйства единой энергетической системы (ЕЭС).

В Для эффективного ведения бизнеса ОКУ и субъектов рынка, вынужденных осуществлять сбор и обработку большого объема измерительной и учетной информации, необходимы современные решения по техническим средствам измерений, связи и IT-обеспечению. Поэтому при описании опыта осуществления коммерческого учета в России и за рубежом приводится характеристика некоторых решений в данной области.

ЛЕКЦИЯ 1 Коммерческий и технический учет электроэнергии. Общие сведения

Целью коммерческого учета на оптовом рынке является получение Продавцами, Покупателями, Оператором торговой системы и другими заинтересованными участниками оптового рынка достоверной, соответствующей действующим нормативным документам, информации о поставке товарной продукции (электроэнергии, мощности) для организации коммерческих расчетов в соответствии с правилами работы оптового рынка электроэнергии.

Данные коммерческого учета могут быть использованы также и для решения технических, технико-экономических и статистических задач, как самого субъекта оптового рынка, так и на всех уровнях иерархии управления энергетическим производством.

Коммерческий учет для определения движения товарной продукции должен быть автоматизированным и охватывать весь объем потребления, передачи и отпуска в натуральном выражении (при невозможности, это должно быть оговорено договором поставки). При этом информация не автоматизированного коммерческого учета должна заноситься в базу данных АСКУЭ вручную, с периодичностью, определяемой расчетным периодом и договором с Оператором торговой системы.

Организация коммерческого учета (в т.ч. АСКУЭ) должна осуществляться, как правило, собственником энергообъекта (энергообъектов) по техническим условиям (ТУ) Оператора торговой системы (для предприятий Минатома России ТУ на АСКУЭ согласовываются с концерном «Росэнергоатом).

К АСКУЭ субъекта оптового рынка, по согласованию с их собственником, могут быть предъявлены дополнительные технические требования со стороны органов управления энергетическим производством (в том числе органов оперативно-диспетчерского управления) по объему и периодичности передаваемой информации. В этом случае реализация данных технических требований (сверх требований организации коммерческого учета на оптовом рынке) должна производиться за счет средств органов предъявляющих эти требования.

Оснащение средствами коммерческого учета оптового рынка энергообъектов, независимо от их формы собственности и балансовой принадлежности, должно осуществляться на всех границах их балансовой принадлежности с энергообъектами других собственников. Центры сбора информации АСКУЭ сетей РАО "ЕЭС России" устанавливаются в соответствующих региональных подразделениях этих сетей (МЭС).

Расположение технических средств коммерческого учета на оптовом рынке.

Схема расстановки технических средств коммерческого учета определяется проектом АСКУЭ и находит отражения в договорах. Порядок обмена коммерческой информацией на оптовом рынке определяются договорными отношениями между субъектами рынка и оператора торговой системы.

Системы коммерческого учета (в т.ч. АСКУЭ) субъектов рынка должны создаваться таким образом, чтобы сечение поставки и сечение учета для них

совпадали, а на каждую зону поставки приходилось две зоны учета по обе стороны от зоны поставки.

Данное требование необходимо реализовать в целях резервирования средств коммерческого учета, контроля достоверности информации и возможности расчетного определения потерь электроэнергии (мощности) в элементах сети.

Сечения поставки и учета могут не совпадать, а субъект оптового рынка может иметь только одну зону учета, что отражается в договоре поставки с Оператором торговой системы оптового рынка.

При расчетах субъекта рынка по двухставочному тарифу временно, до ввода в эксплуатацию АСКУЭ, допускается использование информации о фактических среднечасовых значениях мощности в контрольные часы суток на основе телеизмерений мощности из ОИК, но не более шести месяцев, что должно определятся в договорах поставки по согласованию с Оператором торговой системы.

В целях достоверизации показаний приборов учета на элементах сети, входящих в сечение поставки, на остальных присоединениях системы шин (секции), от которой отходят данные элементы сети, должны устанавливаться измерительные комплексы средств технического учета для составления баланса по системе шин (секции) не реже одного раза в месяц.

С целью контроля достоверности коммерческого учета на энергообъектах субъектов оптового рынка должно проводится периодическое измерение небаланса электроэнергии и мощности (по системам шин или ВЛ в соответствии с договором).

По согласованию между Оператором торговой системы и субъектом оптового рынка допускается устанавливать в зоне поставки стационарные технические средства контроля качества электроэнергии.

Грамотная организация коммерческого учета как на оптовом, так и на розничных рынках электроэнергии, является важным условием успешного функционирования электроэнергетической отрасли. Данная тема находится в фокусе обсуждения российского экспертного сообщества. В частности, разработано и недавно вступило в силу Постановление Правительства РФ № 442 от 4 мая 2012 года «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии», в котором регламентируются правила организации учета электрической энергии на розничных рынках РФ.

Главной целью организации учета электроэнергии является получения с необходимой оперативностью достоверной и узаконенной информации о количестве и качестве произведенной, распределенной и потребленной электрической энергии и мощности.

Эта информация необходима для решения комплекса следующих задач:

1. Оперативные, средне –и долгосрочные финансовые (коммерческие) расчеты между субъектами рынка электроэнергии.
2. Эффективное оперативное управление режимами электропотребления.

3. Контроль за соблюдением потребителями договорных обязательств и величин лимитов потребляемых мощности и электроэнергии при различных режимах работы энергосистем.

4. Оперативное определение и прогнозирование всех составляющих баланса электроэнергии и мощности по субъектам рынка электроэнергии.

5. Определение, прогнозирование и снижение удельных расходов топлива на электростанциях на производство электрической (тепловой) энергии.

6. Определение составляющих себестоимости производства, передачи, распределения, сбыта и потребления электроэнергии и мощности в энергосистеме, у субъектов рынка электроэнергии и у потребителей,

7. Обеспечение прозрачности и обоснованности всех тарифных систем.

8. Снижение технических и коммерческих потерь.

Приборный учет электроэнергии подразделяется на два вида: расчетный (коммерческий), предназначенный для денежных расчетов между продавцом и покупателем электроэнергии (мощности) или системных услуг, и контрольный (технический), предназначенный для решения задач оптимизации технологического оборота электроэнергии.

Соответственно для расчетного учета используются приборы коммерческого учета (ПКУ), а для контрольного -приборы технического учета (ПТУ). Эти группы приборов различаются комплексом требований к ним (в частности, по месту установки, классу точности и другим параметрам).

Общим обязательным условием применения приборов коммерческого и технического учета электроэнергии и мощности является их регистрация в Государственном реестре средств измерений/

Организации учета электроэнергии на действующих, вновь сооружаемых и реконструируемых установках должна осуществляться в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

Приборный учет каждого субъекта рынка электроэнергии должен строиться как система учета, а не набор отдельных автономных приборов учета, например, счетчиков электроэнергии.

Первичные и вторичные средства учета должны быть изделиями высоких информационных технологий и обеспечивать максимальную автоматизацию измерения, учета, сбора, накопления, хранения, обработки, защиты, анализа, отображения и документирования данных учета электроэнергии и мощности как по каждой точке сечения учета того или иного энергетического объекта, так и по объекту или субъекту учета в целом (суммарно по группам точек или сечению учета в целом).

Основным первичным средством измерения и учета в системах коммерческого учета электроэнергии должен быть электронный счетчик с цифровым интерфейсом, используемым для передачи данных учета на вторичные средства учета.

База данных учета электроэнергии и мощности, хранимая в памяти электронного счетчика, должна быть основой всех последующих коммерческих расчетов.

В связи с развитием рыночных отношений в стране существенно возросла значимость потерь электроэнергии, так как стоимость потерь является одной из составляющих тарифа на электроэнергию.

Методология определения нормативов потерь еще не установилась. Так как учет всех составляющих потерь возможен только с помощью постоянно

производимых расчетов на ЭВМ, необходима разработка алгоритмов расчета, обеспечивающих допустимую точность расчетов при минимуме исходных данных.

Задачи коммерческого учета электроэнергии на РРЭ

В целом основной задачей коммерческого учета электроэнергии на розничном рынке является обеспечение информацией субъектов розничного рынка для:

- осуществления финансовых расчетов за потребленную, произведенную или переданную электроэнергию;
- составления плановых балансов производства и потребления электроэнергии и прогнозов потребления;
- определения потерь электроэнергии в сетях;
- контроля за соблюдением участниками рынка договорных режимов потребления (в некоторых случаях производства) электроэнергии со стороны оптового рынка, субъектов оперативно-диспетчерского управления и распределительных компаний.

Вопросы для самоконтроля

1. Понятие коммерческого учета.
2. Задачи учета электроэнергии
2. Значение точного определения потерь электроэнергии.
3. Понятие технического учета.
4. Перечислите требования к первичным и вторичным средствам учета.
5. Что является обязательным условием применения приборов коммерческого и технического учета ?

Литература

Основная

1. Осика, Л.К. Коммерческий и технический учет электроэнергии на оптовом и розничном рынке. Спб: Политехника, 2005- 368 стр
2. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), [Текст]:– М.: Энергоатомиздат, 2007. – 675 с.
3. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 N 442 (ред. От 07.07.2015) "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии" (вместе с "Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии", "Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии")

Дополнительная

1. Правила учета электрической энергии (утв. Минтопэнерго РФ 19.09.1996, Минстроем РФ 26.09.1996) (Зарегистрировано в Минюсте РФ 24.10.1996 N 1182)

ЛЕКЦИЯ 2 Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии

Общие положения

Понятия, используемые в нормативных документе, означают следующее:

"субъекты розничных рынков" - участники отношений по производству, передаче, купле-продаже (поставке) и потреблению электрической энергии (мощности) на розничных рынках электрической энергии (далее - розничные рынки), а также по оказанию услуг, которые являются неотъемлемой частью процесса поставки электрической энергии потребителям;

"точка поставки на розничном рынке" - место исполнения обязательств по договорам энергоснабжения, купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности), оказания услуг по передаче электрической энергии и услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки электрической энергии потребителям,

"потребитель" - потребитель электрической энергии, приобретающий электрическую энергию (мощность) для собственных бытовых и (или) производственных нужд;

"покупатель" - покупатель электрической энергии, приобретающий электрическую энергию (мощность) в целях ее продажи, а также исполнитель коммунальных услуг, приобретающий электрическую энергию (мощность) в целях ее использования при предоставлении коммунальной услуги по электроснабжению, а также в случае отсутствия централизованных теплоснабжения и (или) горячего водоснабжения - в целях ее использования при предоставлении коммунальной услуги по отоплению и (или) горячему водоснабжению (далее - исполнитель коммунальной услуги);

"потребитель с блок-станцией" - потребитель, владеющий на праве собственности или ином законном основании объектом по производству электрической энергии (мощности) и энергопринимающими устройствами, соединенными принадлежащими этому потребителю на праве собственности или ином законном основании объектами электросетевого хозяйства, по которым осуществляется передача всего или части объема электрической энергии, потребляемой указанными энергопринимающими устройствами такого потребителя;

"производитель электрической энергии (мощности) на розничном рынке" - собственник или иной законный владелец объекта по производству электрической энергии (мощности), который входит в Единую энергетическую систему России, в отношении которого на оптовом рынке электрической энергии и мощности (далее - оптовый рынок) не зарегистрированы группы точек поставки и установленная генерирующая мощность которого составляет менее 25 МВт или равна либо превышает 25 МВт, либо иное юридическое лицо, обладающее правом продажи электрической энергии (мощности), произведенной на таких объектах по

производству электрической энергии (мощности), а также собственник или иной законный владелец объекта по производству электрической энергии (мощности) в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах.

В целях применения настоящего документа к производителю электрической энергии (мощности) на розничном рынке также приравнивается потребитель с блок-станцией, продающий на розничном рынке электрическую энергию, произведенную на принадлежащих ему объектах по производству электрической энергии (мощности), в пределах объемов продажи, определяемых в соответствии с настоящим документом, в случае если на объект по производству электрической энергии (мощности) не распространяется требование о реализации этой электрической энергии (мощности) только на оптовом рынке (начиная с 1 января 2013г ;

"бездоговорное потребление электрической энергии" - самовольное подключение энергопринимающих устройств к объектам электросетевого хозяйства и (или) потребление электрической энергии в отсутствие заключенного в установленном порядке договора, обеспечивающего продажу электрической энергии (мощности) на розничных рынках, кроме случаев потребления электрической энергии в отсутствие такого договора в течение 2 месяцев с даты, установленной для принятия гарантирующим поставщиком на обслуживание потребителей;

"безучетное потребление" - потребление электрической энергии с нарушением установленного договором энергоснабжения (купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности), договором оказания услуг по передаче электрической энергии) и настоящим документом порядка учета электрической энергии со стороны потребителя (покупателя), выразившимся во вмешательстве в работу прибора учета (системы учета), обязанность по обеспечению целостности и сохранности которого возложена на потребителя (покупателя), в том числе в нарушении (повреждении) пломб и (или) знаков визуального контроля, нанесенных на прибор учета (систему учета), в несоблюдении установленных договором сроков извещения об утрате (неисправности) прибора учета (системы учета), а также в совершении потребителем (покупателем) иных действий (бездействий), которые привели к искажению данных об объеме потребления электрической энергии (мощности).

Иные понятия, используемые в настоящем документе, имеют значения, определенные Федеральным законом "Об электроэнергетике", иными федеральными законами и нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Субъектами розничных рынков являются:

потребители;
исполнители коммунальной услуги;
гарантирующие поставщики;
энергосбытовые, энергоснабжающие организации;
производители электрической энергии (мощности) на розничных рынках;
сетевые организации;
субъекты оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике,

осуществляющие оперативно-диспетчерское управление на розничных рынках (системный оператор и субъекты оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах).

В случае если организация - субъект розничного рынка совмещает деятельность по производству электрической энергии (мощности) с деятельностью по ее продаже и (или) в установленных законодательством Российской Федерации об электроэнергетике случаях совмещает деятельность по продаже электрической энергии (мощности) с деятельностью по ее передаче (энергоснабжающая организация), то к отношениям такой организации, связанным с осуществлением каждого из указанных видов деятельности, применяется настоящий документ в части, регулирующей соответствующий вид деятельности. Энергоснабжающая организация, к сетям которой присоединены энергопринимающие устройства, в отношении которых с ней расторгнут договор энергоснабжения, обязана по заявлению обратившегося к ней лица заключить с ним договор оказания услуг по передаче электрической энергии в отношении таких энергопринимающих устройств.

Гарантирующие поставщики, энергосбытовые (энергоснабжающие) организации, производители электрической энергии (мощности) на розничных рынках в отношениях по купле-продаже электрической энергии (мощности) на розничных рынках могут выступать как продавцами электрической энергии, так и покупателями.

Производители электрической энергии (мощности) на розничных рынках в случаях приобретения ими электрической энергии (мощности) для собственных производственных нужд выступают как потребители.

Сетевые организации приобретают электрическую энергию (мощность) на розничных рынках для собственных (хозяйственных) нужд и в целях компенсации потерь электрической энергии в принадлежащих им на праве собственности или на ином законном основании объектах электросетевого хозяйства. В этом случае сетевые организации выступают как потребители.

Иные владельцы объектов электросетевого хозяйства приобретают электрическую энергию (мощность) в целях компенсации потерь электрической энергии, возникающих в принадлежащих им на праве собственности или на ином законном основании объектах электросетевого хозяйства, и выступают в этом случае как потребители.

На территориях субъектов Российской Федерации, объединенных в ценовые зоны оптового рынка, электрическая энергия (мощность) продается по нерегулируемым ценам, за исключением продажи электрической энергии (мощности) населению и приравненным к нему категориям потребителей.

При этом гарантирующие поставщики продают электрическую энергию (мощность) по нерегулируемым ценам в рамках предельных уровней нерегулируемых цен, определяемых и применяемых в соответствии с настоящим документом, а энергосбытовые (энергоснабжающие) организации продают электрическую энергию (мощность) по свободным нерегулируемым ценам.

Производители электрической энергии (мощности) на розничных рынках продают электрическую энергию (мощность) по свободным нерегулируемым ценам, за исключением указанного в пункте 65 настоящего документа случая продажи электрической энергии (мощности) гарантирующему поставщику.

Поставка электрической энергии (мощности) населению и приравненным к нему категориям потребителей осуществляется по регулируемым ценам (тарифам), установленным органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов.

На территориях субъектов Российской Федерации, не объединенных в ценовые зоны оптового рынка, электрическая энергия (мощность) продается по регулируемым ценам (тарифам) в установленном порядке.

Потребители (покупатели), участвующие в сфере обращения электрической энергии на розничных рынках, вправе приобретать электрическую энергию в порядке, определенном настоящим документом, у гарантирующих поставщиков, энергосбытовых (энергоснабжающих) организаций, производителей электрической энергии (мощности) на розничных рынках.

Производители электрической энергии (мощности), не являющиеся субъектами розничных рынков, не вправе продавать на розничных рынках электрическую энергию (мощность), продажа которой в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике возможна только на оптовом рынке.

Энергосбытовые (энергоснабжающие) организации, покупают электрическую энергию (мощность) на оптовом или розничных рынках с использованием тех же точек поставки, в которых ими осуществляется продажа электрической энергии (мощности) на розничном рынке обслуживаемым потребителям (покупателям).

Договоры, заключенные с нарушением установленных настоящим документом требований к их заключению и (или) содержащие условия, не соответствующие настоящему документу, могут быть признаны недействительными полностью или в какой-либо части в соответствии с гражданским законодательством Российской Федерации.

Правила
учета электрической энергии

(утв. Минтопэнерго РФ иМинстроем РФ 19, 26 сентября 1996 г.)

1. Введение

Настоящие "Правила учета электрической энергии" (в дальнейшем - Правила) разработаны во исполнение постановления Правительства Российской Федерации от 02.11.95 г. № 1087 "О неотложных мерах по энергосбережению" специалистами Минтопэнерго России, Минстроя России и РАО "ЕЭС России" с участием Госстандарта России.

Правила определяют общие требования к организации учета электрической энергии и взаимосвязь между основными нормативно-техническими документами, действующими в этой области.

Правила действуют на территории Российской Федерации обязательны при:

- осуществлении производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии;
- выполнении проектных, монтажных, наладочных и ремонтных работ по организации учета электрической энергии;
- обеспечении эксплуатации средств учета электрической энергии.

Правила содержат основные положения по учету электроэнергии при ее производстве, передаче, распределении и потреблении на действующих, вновь сооружаемых и реконструируемых электроустановках, а также по эксплуатации средств учета.

2. Общие положения

2.1. Основной целью учета электроэнергии является получение достоверной информации о производстве, передаче, распределении и потреблении электрической энергии на оптовом и розничном рынках электроэнергии для решения основных технико-экономических задач:

- финансовых расчетов за электроэнергию и мощность между субъектами рынка (энергоснабжающими организациями, потребителями электроэнергии) с учетом ее качества;
- определения и прогнозирования технико-экономических показателей производства, передачи и распределения электроэнергии в энергетических системах;
- определения и прогнозирования технико-экономических показателей потребления электроэнергии на предприятиях промышленности, транспорта, сельского хозяйства, коммунально-бытовым сектором идр.;
- обеспечения энергосбережения и управления электропотреблением.

2.2. Качество подаваемой энергоснабжающей организацией энергии должно соответствовать требованиям, установленным государственными стандартами и иными обязательными правилами или предусмотренным договором энергоснабжения.

2.3. Учет активной электроэнергии должен обеспечивать определение количества электроэнергии (и в необходимых случаях средних значений мощности):

- выработанной генераторами электростанций;
- потребленной на собственные и хозяйственные нужды(раздельно) электростанций и подстанций, а также на производственные нужды энергосистемы;
- отпущенной потребителям по линиям, отходящим от шин электростанций непосредственно к потребителям;
- переданной в сети других собственников или полученной от них;
- отпущенной потребителям из электрической сети;
- переданной на экспорт и полученной по импорту.

Организация учета активной электроэнергии должна обеспечивать возможность:

- определения поступления электроэнергии в электрические сети различных классов напряжения энергосистем;
- составления балансов электроэнергии для хозрасчетных подразделений энергосистем и потребителей;
- контроля за соблюдением потребителями заданных и мрежимов потребления и балансов электроэнергии;

- расчетов потребителей за электроэнергию по действующим тарифам, в том числе многостаночным и дифференцированным;

- управления электропотреблением.

2.4. Учет реактивной электроэнергии должен обеспечивать возможность определения количества реактивной электроэнергии, полученной потребителем от электроснабжающей организации или переданной ей, если по этим данным производятся расчеты или контроль соблюдения заданного режима работы компенсирующих устройств.

2.5. Учет электроэнергии производится на основе измерений с помощью счетчиков электрической энергии и информационно-измерительных систем.

2.6. Для учета электроэнергии должны использоваться средства измерений, типы которых утверждены Госстандартом России и внесены в Государственный реестр средств измерений.

2.7. Государственный метрологический контроль и надзор за средствами измерений, применяемыми при проведении учета электроэнергии, осуществляется органами Госстандарта России и аккредитованными им метрологическими службами на основе действующей нормативной документации.

3. Организация учета электроэнергии

3.1. Организация учета электроэнергии на действующих, вновь сооружаемых, реконструируемых электроустановках должна осуществляться в соответствии с требованиями действующих нормативно-технических документов в части:

- мест установки и объемов средств учета электроэнергии на электростанциях, подстанциях и у потребителей;

- классов точности счетчиков и измерительных трансформаторов;

- размещения счетчиков и выполнения электропроводки к ним.

3.2. Учет активной и реактивной энергии и мощности, а также контроль качества электроэнергии для расчетов между энергоснабжающей организацией и потребителем производится, как правило, на границе балансовой

принадлежности электросети.

3.3. Для повышения эффективности учета электроэнергии в электроустановках рекомендуется применять автоматизированные системы учета и контроля электроэнергии, создаваемые на базе электросчетчиков и информационно-измерительных систем.

3.4. Лица, выполняющие работы по монтажу и наладке средств учета электроэнергии, должны иметь лицензии на проведение данных видов работ, полученные в установленном порядке.

3.5. Средства учета электрической энергии и контроля ее качества должны быть защищены от несанкционированного доступа для исключения возможности искажения результатов измерений.

4. Организация эксплуатации средств учета электроэнергии

4.1. Поставщик средств измерений, используемых для учета электрической энергии и контроля ее качества, должен иметь лицензию на их изготовление, ремонт, продажу или прокат, выдаваемую Госстандартом России в установленном порядке.

4.2. Организация эксплуатации средств учета электроэнергии должна вестись в соответствии с требованиями действующих нормативно-технических документов и инструкций заводов-изготовителей.

4.3. Эксплуатационное обслуживание средств учета электроэнергии должно осуществляться специально обученным персоналом.

4.4. При обслуживании средств учета электроэнергии должны выполняться организационные и технические мероприятия по обеспечению безопасности работ в соответствии с действующими правилами.

4.5. Ведомства могут на основании действующихправовых и нормативно-технических документов разрабатывать и утверждать впределах своей компетенции ведомственные нормативно-технические документы вобласти учета электроэнергии, не противоречащие настоящим правилам.

4.6. Периодическая поверка средств измерений,используемых для учета электрической энергии и контроля ее качества, должнапроизводиться в сроки, установленные Госстандартом России.

4.7. Перестановка, замена, а также изменение схемвключения средств учета производится с согласия энергоснабжающей организации.

Вопросы для самоконтроля

1. Какие документы установливают взаимоотношения на рынке электроэнергии?
2. Порядок принятия нормативного правового акта и его введения в действие.
3. Какие нормы устанавливаются техническими регламентами ?
4. Перечислите основные цели технического регулирования
5. Что контролирует Госэнергонадзор?
6. Для каких целей разрабатывается система нормативно-технического обеспечения ?
7. Кем утверждаются государственные стандарты.

Литература

Основная

1. Осика, Л.К. Коммерческий и технический учет электроэнергии на оптовом и розничном рынке. Спб: Политехника, 2005- 368 стр

2. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), [Текст]:– М.: Энергоатомиздат, 2007. – 675 с.

3. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 N 442

(ред. От 07.07.2015) "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии" (вместе с "Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии", "Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии")

Дополнительная

1. Правила учета электрической энергии

(утв. Минтопэнерго РФ 19.09.1996, Минстроем РФ 26.09.1996)

(Зарегистрировано в Минюсте РФ 24.10.1996 N 1182)

ЛЕКЦИЯ 3 Архитектура АСКУЭ

АВТОМАТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА КОНТРОЛЯ И УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Высокая стоимость энергоресурсов обусловила в последние годы кардинальное изменение отношения к организации энергоучета в промышленности и других энергоемких отраслях промышленности. Потребители начинают осознавать, что в их интересах необходимо рассчитываться с поставщиком энергоресурсов не по каким-то условным нормам, договорным величинам или устаревшим и неточным приборам, а на основе современного и высокоточного приборного учета. Под давлением рынка энергоресурсов потребители приходят к пониманию той простой истины, что первым шагом в экономии энергоресурсов и снижении финансовых потерь является точный учет. Современная цивилизованная торговля энергоресурсами основана на использовании автоматизированного приборного энергоучета, сводящего к минимуму участие человека на этапе измерения, сбора и обработки данных и обеспечивающего достоверный, точный, оперативный и гибкий, адаптируемый к различным тарифным системам учет, как со стороны поставщика энергоресурсов, так и со стороны потребителя. С этой целью, как поставщики, так и потребители создают на своих объектах автоматизированные системы контроля и учета энергоресурсов – АСКУЭ. При наличии современной АСКУЭ промышленное предприятие полностью контролирует весь свой процесс энергопотребления и имеет возможность по согласованию с поставщиками энергоресурсов гибко переходить к разным тарифным системам, минимизируя свои энергозатраты.

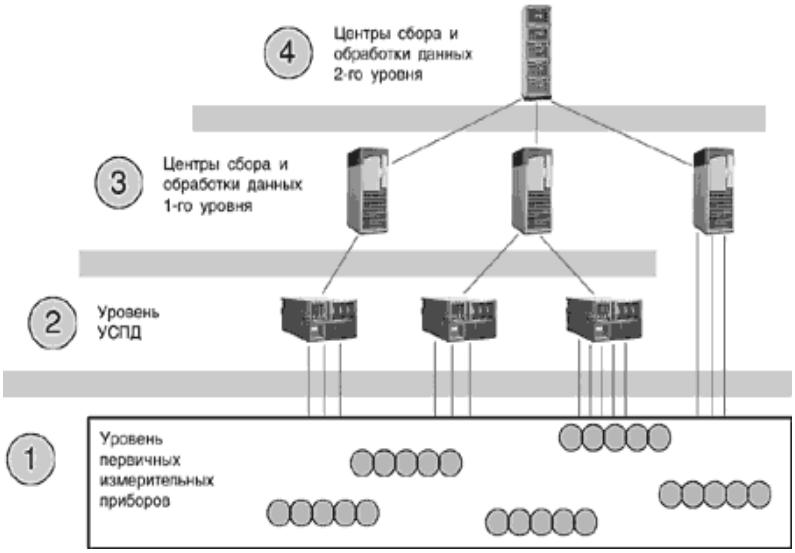
Сегодняшний день промышленных предприятий в области энергоучета связан с внедрением современных АСКУЭ.

Решение проблем энергоучета на предприятии требует создания автоматизированных систем контроля и учета энергоресурсов (АСКУЭ), в структуре которых в общем случае можно выделить четыре уровня:

- первый уровень – первичные измерительные приборы (ПИП) с телеметрическими или цифровыми выходами, осуществляющие непрерывно или с минимальным интервалом усреднения измерение параметров энергоучета потребителей (потребление электроэнергии, мощность, давление, температуру, количество энергоносителя, количество теплоты с энергоносителем) по точкам учета (фидер, труба и т.п.);
- 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 выделенными, коммутируемыми каналам связи или по локальной сети.

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). 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 раздельные системы или как единая система.

Два вида учета, коммерческий и технический, имеют свою специфику. Для коммерческого учета 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. Для технического учета 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 госреестр 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.

ВАРИАНТЫ ОРГАНИЗАЦИИ И ПОСТРОЕНИЯ АСКУЭ

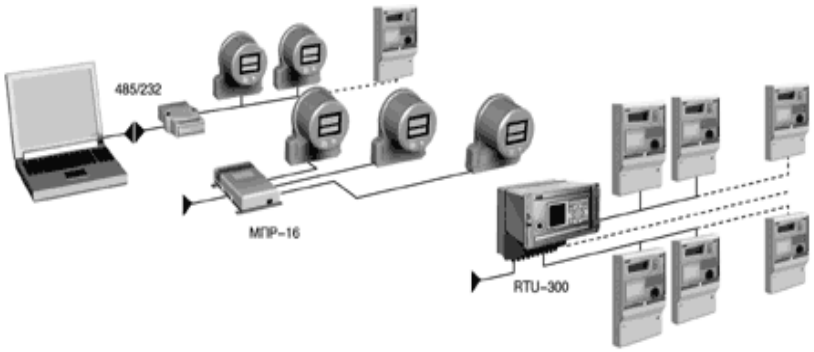
Варианты организации и построения АСКУЭ рассмотрим на примере систем учета электроэнергии.

1. Организация АСКУЭ с проведением 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. 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 индукционных или электронных счетчиков с импульсным выходом.

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

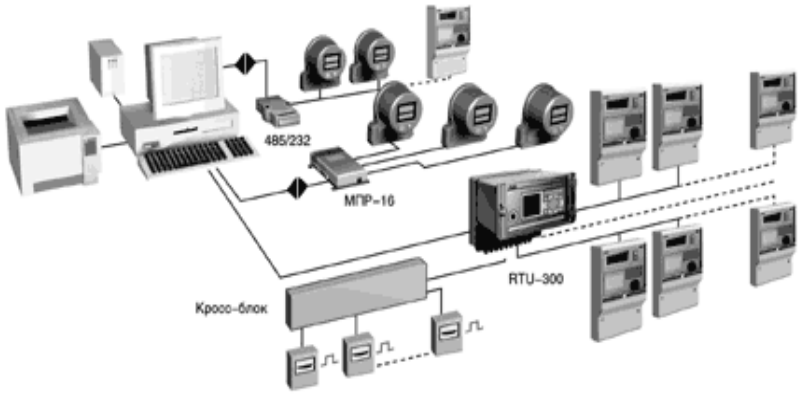
Счетчики, объединенные общей шиной RS-485, или по интерфейсу "токовая петля" на мультиплексор (типа МПР-16), или устройством сбора и подготовки данных (УСПД) могут располагаться в различных распределительных устройствах и опрашиваться один или несколько раз в месяц с помощью программы размещенной на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



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

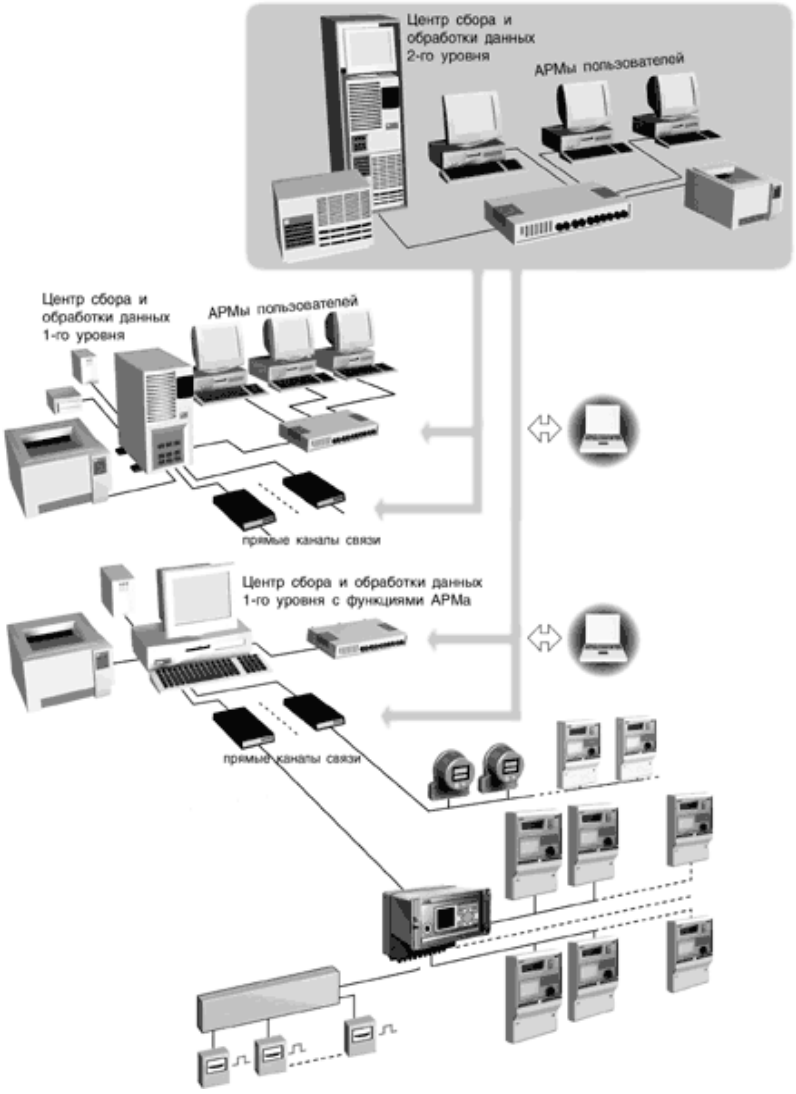
Счетчики постоянно связаны с центром сбора данных прямыми каналами связи и опрашиваются в соответствии с заданным расписанием опроса. Первичная информация со счетчиков записывается в БД. Синхронизация времени счетчиков происходит в процессе опроса со временем компьютера центра сбора данных. В качестве 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.

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.



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.

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.

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 контроля.

Вопросы для самоконтроля

1. *Виды АСКУЭ*
2. *Структура АСКУЭ*
3. *Назначение элементов АСКУЭ*
4. *Передача информации по каналам связи*
5. *УСПД*
6. *АРМ Энергетика – назначение*

Литература

Основная

1. Осика, Л.К. Коммерческий и технический учет электроэнергии на оптовом и розничном рынке. Спб: Политехника, 2005- 368 стр

2. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), [Текст]:– М.: Энергоатомиздат, 2007. – 675 с.

3. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 N 442

(ред. От 07.07.2015) "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии" (вместе с "Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии", "Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии")

Дополнительная

1. Правила учета электрической энергии

(утв. Минтопэнерго РФ 19.09.1996, Минстроем РФ 26.09.1996)

(Зарегистрировано в Минюсте РФ 24.10.1996 N 1182)

Лекция 4,5 Требования к элементам системы учета электроэнергии.

Прибор учета электрической энергии: виды и основные характеристики

Прибор учета электрической энергии — специальный прибор, предназначенный для измерения расхода электроэнергии переменного или постоянного тока. Принцип работы электросчётчика зависит от типа конструкции самого прибора.

Так, в электрическом счётчике индукционной системы подвижная часть вращается во время потребления электроэнергии, расход которой определяется по показаниям счётного механизма. Диск вращается за счёт вихревых токов, наводимых в нём магнитным полем катушки счётчика. Магнитное поле вихревых токов взаимодействует с магнитным полем катушки счётчика. В электрическом счетчике электронного типа переменный ток и напряжение воздействуют на твердотельные (электронные) элементы для создания на выходе импульсов, число которых пропорционально измеряемой активной энергии.

Классификация счетчиков электроэнергии

По типу подключения:
- счетчики прямого включения в силовую цепь;
- счётчики трансформаторного включения, подключаемые к силовой цепи через специальные измерительные трансформаторы.

По измеряемым величинам:
- однофазные (измерение переменного тока 220В, 50Гц);
- трехфазные (380В, 50Гц). Современные электронные трехфазные счетчики поддерживают однофазный учет.

По конструкции:

1. *Индукционные* (электромеханические электросчетчики) - электросчетчики, в которых магнитное поле неподвижных токопроводящих катушек влияет на подвижный элемент из проводящего материала. Подвижный элемент представляет собой диск, по которому протекают токи, индуцированные магнитным полем катушек. Количество потребленной электроэнергии, в этом случае, прямо пропорционально числу оборотов диска;

2. *Электронные* (статический электросчетчик) - электросчетчики, в которых переменный ток и напряжение воздействуют на твердотельные (электронные) элементы для создания на выходе импульсов, число которых пропорционально измеряемой активной энергии. Другими словами, измерения активной энергии такими электросчетчиками основаны на преобразовании аналоговых входных сигналов тока и напряжения в счетный импульс. Измерительный элемент электронного электросчетчика служит для создания на выходе импульсов, число которых пропорционально измеряемой активной энергии. Счетный механизм представляет собой электромеханическое (имеет преимущество в областях с холодным климатом, при условии установки прибора на улице) или электронное устройство, содержащее как запоминающее устройство, так и дисплей;

3. *Гибридные счётчики электроэнергии* - редко используемый промежуточный вариант с цифровым интерфейсом, измерительной частью индукционного или

электронного типа, механическим вычислительным устройством.

Индукционные и электронные приборы учета электроэнергии

В последнее время индукционные (механические) счётчики электроэнергии становятся менее популярны и постепенно вытесняются с рынка электронными счетчиками вследствие их недостатков:

- отсутствие возможности автоматического дистанционного снятия показаний,
- однотарифность,
- большие погрешности учёта,
- плохая защита от хищения электроэнергии,
- низкая функциональность,
- неудобства в установке и эксплуатации по сравнению с современными электронными приборами.

Основным достоинством электронных электросчетчиков является возможность учета электроэнергии по дифференцированным тарифам (одно-, двух- и более тарифный). Другими словами, счетчики данного типа способны запоминать и показывать количество использованной электроэнергии в зависимости от запрограммированных периодов времени. Многотарифный учет достигается за счет набора счетных механизмов, каждый из которых работает в установленные интервалы времени, соответствующие различным тарифам. Электронные электросчетчики значительно более долговечны, имеют больший межповерочный период (4-16 лет).

Индукционные приборы при конструировании не были рассчитаны на наличие в квартирах большого количества мощных бытовых приборов и зачастую не выдерживали нагрузки, в то время как электронные счетчики гораздо более устойчивы широкому диапазону нагрузок в сети. Кроме того, помимо очевидных технических преимуществ, улучшенного дизайна, рост популярности электронных счетчиков был обусловлен и постепенным снижением их стоимости на рынке.

Требования к расчетным счетчикам электрической энергии

Для учета электрической энергии используются **приборы учета**, типы которых утверждены федеральным органом исполнительной власти по техническому регулированию и метрологии и внесены в государственный реестр средств измерений.

Технические параметры и метрологические характеристики счётчиков электрической энергии должны соответствовать требованиям **ГОСТ 52320-2005** Часть 11 «Счетчики электрической энергии»**,** **ГОСТ Р 52323-2005** Часть 22 «Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S»**,** **ГОСТ Р 52322-2005** Часть 21 «Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2» (для реактивной энергии - ГОСТ Р 52425−2005 «Статические счетчики реактивной энергии»).

Каждый установленный расчетный счетчик должен иметь на винтах, крепящих кожух счетчика, пломбы с клеймом госповерителя, а на зажимной крышке - пломбу сетевой организации.

На вновь устанавливаемых **трехфазных** счетчиках должны быть **пломбы** государственной поверки с давностью не более **12 месяцев**, а на **однофазных** счетчиках - с давностью не более **2 лет.**

Основным техническим параметром электросчетчика является «класс точности», который указывает на уровень погрешности измерений прибора. Классы точности приборов учета определяются в соответствии с техническими регламентами и иными обязательными требованиями, установленными для классификации средств измерений.

Допустимые классы точности расчетных счетчиков активной электроэнергии для различных объектов учета и потребителей:

Категория потребителей	Уровень напряжения	Подклю-чение	Альтернативное условие	Класс точности
Граждане-потребители	Не имеет значения	Не имеет значения		2.0 и выше
Многоквартирные жилые дома	0,4 кВ и ниже	новое	при замене выбывших из эксплуатации приборов учета	1.0 и выше
Потребители юридические и приравненные к ним лица мощностью менее 670кВт	35 кВ и ниже	новое	при замене выбывших из эксплуатации приборов учета	1.0 и выше
	1.0 и выше			0.5 S и выше
Потребители юридические и приравненные к ним лица мощностью не менее 670 кВт	Не имеет значения	новое	при замене выбывших из эксплуатации приборов учета	Приборы учета позволяющие измерять почасовые объемы потребления электрической энергии, класса точности 0.5S и выше, обеспечивающие хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 120дней.
Производители электрической энергии	Не имеет значения	Не имеет значения	Не имеет значения	Приборы учета , позволяющие измерять почасовые объемы производства электрической энергии, класса точности 0.5 S и выше, обеспечивающие хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 120дней и более или включенные в систему учета.

Приборы коммерческого учёта электроэнергии, работающие в составе АСКУЭ и являющиеся источниками первичной информации для АСКУЭ, должны удовлетворять следующим основным требованиям и обеспечивать:

- учет активной (в одном или двух (при необходимости) направлениях) и реактивной (в двух направлениях) энергии и мощности;

- наличие выходов (интерфейсов) поверочных импульсов (пропорциональных измеряемым величинам) для каждого из видов измеряемой энергии;
- вычисление параметров энергопотребления за текущие и прошедшие сутки, месяц, сезон, год;
- вычисление и фиксацию средней мощности за истекшие полчаса;
- ведение графика нагрузки;
- период интеграции измеряемых величин с интервалом 1, 3, 5, 10, 15, 30, 60 мин.;
- сохранность информации не менее чем за последние 45 суток;
- формирование базы данных результатов учета с обязательной привязкой величин ко времени измерений и хранить их в энергонезависимой памяти;
- отслеживание превышения заданного предела максимальной нагрузки (по активной энергии);
- наличие защиты (парольная, механическая блокировка (пломба)) от несанкционированного изменения параметров;
- автоматический переход на летнее/зимнее время;
- подключение внешнего резервного электропитания;
- локальную коммуникацию с компьютером и/или переносным программатором-считывателем через оптопорт и дистанционное считывание накопленной информации средствами (предпочтительно по цифровым каналам передачи данных RS-232 или RS-485 (RS-422);
- погрешность хода внутреннего таймера не более 0,5 сек. в сутки и иметь возможность внешней синхронизации хода внутреннего таймера;
- ведение «журнала фиксации нестандартных ситуаций (событий)»
- программируемую последовательность сообщений;
- работоспособность при температуре окружающего воздуха от - 25°С до +55°С;
- срок службы не менее - 20 лет;
- межповерочный интервал - не менее 6 лет.
- дисплей: многосегментный (опцион с подсветкой);
- конструктивное исполнение счетчика должно полностью соответствовать требованиям надежности, простоты и безопасности эксплуатации, предотвращения несанкционированного доступа;
- 2 независимо (одновременно) работающих коммуникационных. интерфейса;
- независимая работа оптического интерфейса и интерфейса передачи данных RS;
- Программное обеспечение прибора учета должно обеспечивать:

- программирование счетчика
- считывание данных, просмотр данных в эксплуатационном режиме (мгновенные данные)
- документирование данных, возможность конвертации информации в один из распространенных форматов(*.xls, *.csv, *.txt)
- возможность экспорта/импорта (переноса, добавления, обновления) баз данных, установленных на разных компьютерах

Требования к измерительным трансформаторам

Измерительные трансформаторы тока по техническим требованиям должны соответствовать **ГОСТ 7746-2001**(«Трансформаторы тока. Общие технические условия»).

- **Класс точности** трансформаторов тока и напряжения для присоединения расчетных счетчиков электроэнергии должен быть **не более 0,5**.
- Допускается применение трансформаторов тока с завышенным коэффициентом трансформации (по условиям электродинамической и термической стойкости или защиты шин), если при **максимальной нагрузке** присоединения ток во вторичной обмотке трансформатора тока будет составлять не менее **40%** номинального тока счетчика, а при**минимальной рабочей нагрузке** - не менее **5%.**
- Присоединение токовых обмоток счетчиков к вторичным обмоткам трансформаторов тока следует проводить, отдельно от цепей защиты и совместно с электроизмерительными приборами.
- Использование **промежуточных трансформаторов** тока для включения расчетных счетчиков **запрещается.**
- Измерительные трансформаторы напряжения по техническим характеристикам должны соответствовать ГОСТ 1983-2001 («Трансформаторы напряжения. Общие технические условия»).
- Нагрузка вторичных обмоток измерительных трансформаторов, к которым присоединяются счетчики, не должна превышать номинальных значений.
- Сечение и длина проводов и кабелей в цепях напряжения расчетных счетчиков должны выбираться такими, чтобы потери напряжения в этих цепях составляли не более **0,25 %** номинального напряжения при питании от трансформаторов напряжения класса точности 0,5. Для обеспечения этого требования допускается применение отдельных кабелей от трансформаторов напряжения до счетчиков.

Требования к местам установки приборов учета

- Счетчики для расчета электроснабжающей организации с потребителями электроэнергии рекомендуется устанавливать **на границе раздела сети** (по балансовой принадлежности) сетевой организации и потребителя.
- В случае если расчетный прибор учета расположен **не на границе** балансовой принадлежности электрических сетей, объем принятой в электрические сети (отпущенной из электрических сетей) электрической энергии корректируется с учетом величины нормативных потерь электрической энергии, возникающих на участке сети от границы балансовой принадлежности электрических сетей до места установки прибора учета, если соглашением сторон не установлен иной порядок корректировки. Величина нормативных потерь определяется в соответствии с методикой выполнения измерений, согласовываемой сторонами по договору и аттестованной федеральным органом исполнительной власти по техническому регулированию и метрологии.
- Счетчики должны размещаться в **легко доступных** для обслуживания **сухих помещениях**, в достаточно свободном и не стесненном для работы месте с температурой в зимнее время **не ниже 0 °С.**
- **Не разрешается** устанавливать счетчики в помещениях, где по производственным условиям температура может часто превышать **+40 °С**, а также в помещениях с агрессивными средами.

- Допускается размещение счетчиков в неотапливаемых помещениях и коридорах распределительных устройств электростанций и подстанций, а также в шкафах наружной установки. При этом должно быть предусмотрено **стационарное** их **утепление** на зимнее время посредством утепляющих шкафов, колпаков с подогревом воздуха внутри них электрической лампой или нагревательным элементом для обеспечения внутри колпака положительной температуры, но не выше **+20 °С.**
- Счетчики должны устанавливаться в шкафах, камерах комплектных распределительных устройств (КРУ, КРУН), на панелях, щитах, в нишах, на стенах, имеющих жесткую конструкцию.
- Допускается крепление счетчиков на деревянных, пластмассовых или металлических щитках. Высота от пола до коробки зажимов счетчиков должна быть в пределах **0,8 - 1,7 м**. Допускается высота менее **0,8 м,** но не менее **0,4 м.**
- В местах, где имеется опасность механических повреждений счетчиков или их загрязнения, или в местах, доступных для посторонних лиц (проходы, лестничные клетки и т.п.), для счетчиков должен предусматриваться запирающийся шкаф с окошком на уровне циферблата. Аналогичные шкафы должны устанавливаться также для совместного размещения счетчиков и трансформаторов тока при выполнении учета на стороне низшего напряжения (на вводе у потребителей).
- Конструкции и размеры шкафов, ниш, щитков и т.п. должны обеспечивать удобный доступ к зажимам счетчиков и трансформаторов тока. Кроме того, должна быть обеспечена возможность удобной замены счетчика и установки его с уклоном не более **1°**. Конструкция его крепления должна обеспечивать возможность установки и съема счетчика с лицевой стороны.
- Для безопасной установки и замены счетчиков в сетях напряжением до 380 В должна предусматриваться возможность отключения счетчика установленными до него на расстоянии не более **10 м** коммутационным аппаратом или предохранителями. Снятие напряжения должно предусматриваться со всех фаз, присоединяемых к счетчику.
- Трансформаторы тока, используемые для присоединения счетчиков на напряжении до 380 В, должны устанавливаться после коммутационных аппаратов по направлению потока мощности.

Система учета энергетических ресурсов, кроме счетчиков (рис 1) электрической энергии содержит элементы передачи сигналов, накопления и обработки данных учета, а так-же систем автоматизированной обработки массивов данных для расчета с энергоснабжающими потребителями.

Ниже приведены основное назначение и свойства элементов системы.

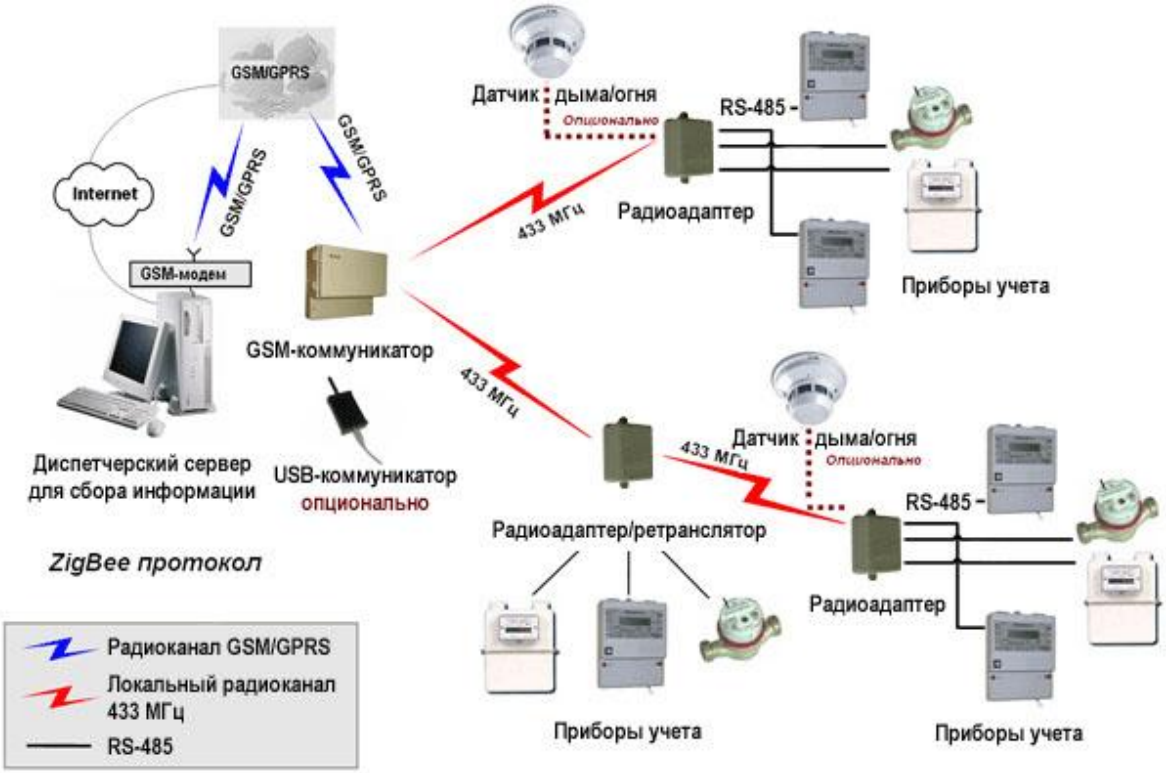


Рисунок 1 Схема организации передачи данных

GSM-коммуникатор



Является основным связующим звеном между диспетчерским сервером и приборами учета электроэнергии. Он соединяет между собой каналы связи - GSM/GPRS, 433 МГц, RS-485, Ethernet.

НАЗНАЧЕНИЕ. На данный момент имеется два типа GSM-коммуникаторов: GSM-Коммуникатор S (Smart) и GSM-Коммуникатор E (Embedded). GSM коммуникатор S (Smart) (далее по тексту – GCS) является связующим звеном между диспетчерским сервером и различными приборами учета. Для связи с диспетчерским сервером могут использоваться каналы связи GSM/GPRS/CSD и/или Ethernet (имеется два варианта встроенного ПО). GSM коммуникатор E (Embedded) предназначен для встраивания в корпус прибора учета. В отличие от GSM коммуникатора S, он не имеет корпуса, встроенного аккумулятора, позволяет использовать только одну SIM-карту. Для связи с прибором учета используется интерфейс RS-485, радиоканал отсутствует.

ВОЗМОЖНОСТИ

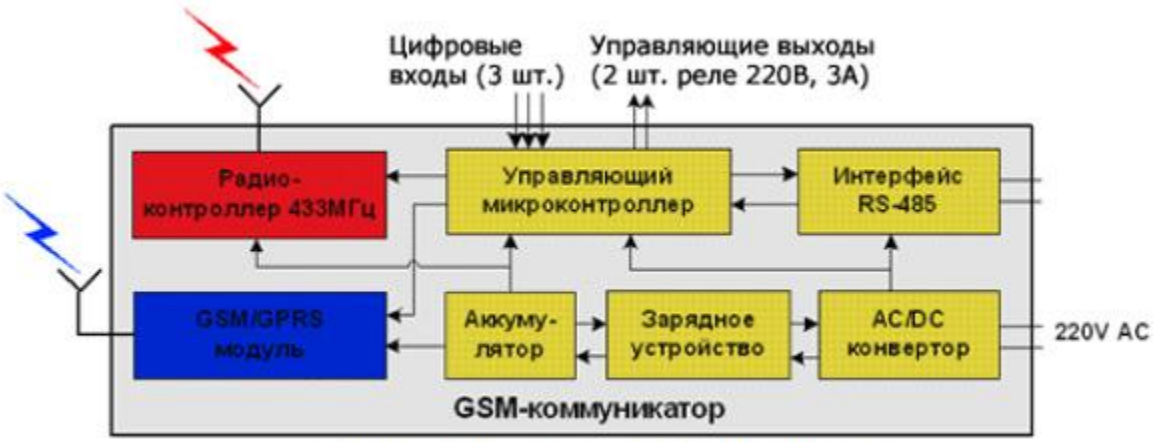
Вариант встроенного ПО “A”: для связи с диспетчерским сервером используются каналы GPRS (основной канал) и CSD (резервный канал). Интерфейс Ethernet не используется.

Вариант встроенного ПО “B”: в качестве основного канала используется Ethernet.

GPRS канал является резервным. CSD не используется.
Для обмена данными с приборами учета могут использоваться проводной (RS-485) и беспроводный (433 МГц) интерфейсы.
Имеется встроенный аккумулятор, который позволяет сохранять работоспособность при пропадании питания в течение не менее 24 часов.
Важно отметить, что GCS позволяет использовать две SIM-карты, при пропадании сети одного из операторов, GCS использует альтернативного оператора.

СОСТАВ GSM-КОММУНИКАТОРА S

GSM-коммуникатор S состоит из:
- Управляющего микроконтроллера;
- GSM/GPRS модуля, осуществляющего прием-передачу данных через сеть GSM/GPRS;
- Радио-контроллера 433МГц, осуществляющего прием-передачу данных через локальный радиоканал 433МГц;
- Интерфейса Ethernet
- Интерфейса RS-485 для обеспечения проводного соединения с приборами учета или для
прямого подключения (через преобразователь) к COM/USB порту компьютера;
- AC/DC конвертора для питания устройства от сети переменного тока;
- Аккумулятора;
- Зарядного устройства для аккумулятора;
- Антенны для радио-контроллера 433МГц;
- Антенны сети GSM.



Функциональная схема GSM-коммуникатора



GSM-Коммуникатор E (Embedded)

GSM-коммуникатор E представляет собой сильно упрощенную версию обычного GSM-Коммуникатора, он
не имеет корпуса и предназначен для встраивания в

корпус электросчетчика.
GSM-коммуникатор Е состоит из:
- Управляющего микроконтроллера (используется микроконтроллер ATMega64(128) компании Atmel);
- GSM/GPRS модуля, осуществляющего прием-передачу данных через сеть GSM/GPRS (используется GSM/GPRS модуль SIM300 компании SIMCOM);
- Интерфейса RS-485 для обеспечения проводного соединения с прибором учета.



USB-коммуникатор

Предназначен для подключения ноутбука или компьютера к радиосети частотой 433 МГц, состоящей из радиоадаптеров и ретрансляторов.

Данное устройство выполнено в отдельном металлическом корпусе, имеет USB кабель для связи с ноутбуком или компьютером и разъем для подключения внешней антенны.

Основное назначение - инсталляция радиосети, поиск неисправностей в радиосети, автономная работа без использования сетей GSM/GPRS и Интернет.



Радиоадаптеры и ретрансляторы

Составляют нижнее звено в сети передачи данных. Радиоадаптер работает в не лицензируемом частотном диапазоне 433МГц.

НАЗНАЧЕНИЕ

Радиоадаптеры и ретрансляторы составляют нижнее звено в сети передачи данных. Радиоадаптер работает в не лицензируемом частотном диапазоне 433МГц. К одному радиоадаптеру можно подключить до 31 прибора учета, настройки интерфейса радиоадаптера (скорость, паритет) можно изменять дистанционно.

ВОЗМОЖНОСТИ

Основное отличие радиоадаптеров и ретрансляторов заключается в следующем: --радиоадаптеры являются оконечными устройствами, которые могут принимать данные из центра только по радиоканалу, передавать эти данные приборам учета по интерфейсу RS-485, принимать от приборов учета подтверждение о выполнении команды и передавать это подтверждение в центр по радиоканалу;

- ретрансляторы выполняют все вышеперечисленные функции, а так же могут транслировать команды другим устройствам (ретрансляторам или радиоадаптерам) по радиоканалу.

По умолчанию все новые устройства являются радиоадаптерами. Для того чтобы радиоадаптер стал ретранслятором, ему выделяется персональный адрес в сети. Процедура выделения (отмены) персонального адреса производится дистанционно с компьютера. В одной сети может быть не более 250 ретрансляторов.

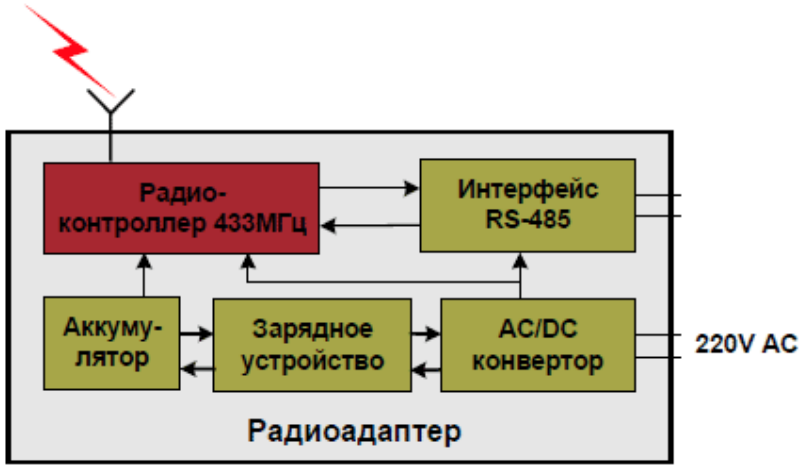
В отличие от ретрансляторов, количество радиоадаптеров ограничено только адресным пространством протокола обмена, который применяется приборами учета. Для повышения надежности работы сети имеется возможность резервирования для ретрансляторов. Для резервирования выбирается радиоадаптер, который расположен рядом с ретранслятором, или устанавливается дополнительный радио-адаптер. Все настройки выполняются дистанционно. В процессе работы резервный ретранслятор может «на лету» подменить основной, при этом не потребуется изменять маршрут передачи данных.

СОСТАВ

Радиоадаптер состоит из:

- Радио-контроллера 433МГц, осуществляющего прием-передачу данных через локальный радиоканал 433МГц;
- Интерфейса RS-485, обеспечивающего проводное соединение с приборами учета и другими радио-адаптерами (ретрансляторами);
- AC/DC конвертора для питания устройства от сети переменного тока;
- Аккумулятора;
- Зарядного устройства для аккумулятора;
- Антенны для радио-контроллера 433МГц.

Функциональная схема радиоадаптера с резервным питанием

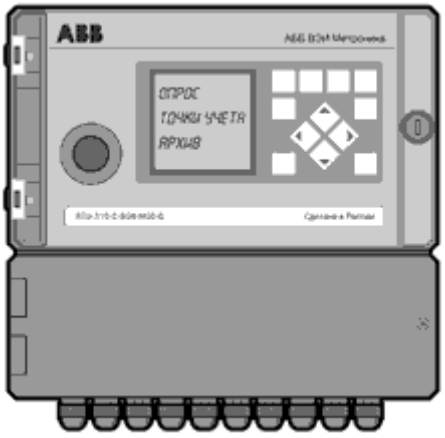


В случае если резервный аккумулятор не требуется, его можно не применять или использовать другую модификацию устройства с питанием только от электрической сети, что ущественно

дешевле.

Для передачи данных по радиоканалу к радиоконтроллеру 433МГц, входящему в состав радиоадаптера, подключается антенна, которая может быть внутреннего или внешнего исполнения. Антенна внутреннего исполнения, размещаемая в корпусе радиоадаптера, используется в основном для организации связи внутри помещений. Внутренняя антенна является всенаправленной, поэтому изделие не требует юстировки при инсталляции. Данный вариант является наиболее экономичным. Внешние (выносные) антенны в основном устанавливаются вне помещений для увеличения дальности связи. При этом радиоадаптер имеет высокочастотный разъем, через который подключается внешняя антенна. Внешние антенны могут быть направленными или с круговой диаграммой направленности (всенаправленные). Антенна с круговой диаграммой направленности излучает сигнал равномерно во все стороны в горизонтальной плоскости. Направленная антенна используется для увеличения дальности связи в определенном направлении.

<u>УСПД (Устройства сбора и передачи данных)</u>



Устройства сбора и передачи данных (УСПД) предназначены для высокоточного коммерческого учета потребления (выдачи) электрической энергии и мощности за фиксированные интервалы времени (в условиях многотарифности), технического учета и мониторинга заданных нагрузок в режиме реального времени.

УСПД рассчитаны для применения на объектах энергетики, промышленных предприятиях, а также в других организациях, осуществляющих самостоятельные взаиморасчеты с поставщиками или потребителями электроэнергии. Функциональные возможности и производительность могут наращиваться, как за счет перехода от одной серии УСПД к другой, так и путем включения дополнительных модулей в контроллеры.

Сбор данных с УСПД, к примеру, RTU-300 осуществляется по цифровым каналам со счетчиков типа АЛЬФА и ЕвроАЛЬФА (ИРПС "токовая петля", RS232 и RS422/485) и импульсным каналам со счетчиков, которые удовлетворяют всем типовым техническим требованиям к средствам автоматизации и учета электроэнергии и мощности для АСКУЭ энергосистем.

УСПД имеют корпусное исполнение с защитой IP 65 (IEC 529 - Российский ГОСТ 14254-80) и шкафное исполнение с защитой IP 55, позволяющее устанавливать их как непосредственно на объектах, так и в центрах сбора.

Стандарты и сертификаты

УСПД серии должны полностью удовлетворять "Положению об организации коммерческого учета электроэнергии и мощности на оптовом рынке" и "Типовым техническим требованиям к средствам автоматизации контроля и учета электроэнергии и мощности для АСКУЭ энергосистем". Должны быть внесены в государственный реестр средств измерений № 19495-00.

Функциональные возможности

УСПД обеспечивает выполнение следующих функций:

- Сбор, обработка, накопление, хранение и отображение данных со счетчиков электроэнергии измерительной информации о потребленной и выданной активной и реактивной энергии и мощности.
- Объединение измерений, полученных со счетчиков в единые групповые измерения, соответствующие конкретным объектам.
- Измерение энергии по заданным тарифам на заданном интервале времени.
- Измерение средних мощностей на двух заданных временных интервалах усреднения (на одном из: 1,3, 5-х минутном и 15, 30 минутном).
- Поиск максимальных мощностей на заданных интервалах времени.
- Ведение архивов заданной структуры.
- Поддержание единого системного времени с целью обеспечения синхронных измерений.
- Отслеживание превышения мощностью 2-х заданных лимитов.
- Отображение показаний индикаторов счетчика по измеренной энергии.
- Передача информации от RTU по физической линии, по коммутируемому или выделенному телефонному каналу (или другой физической среде) в центр сбора информации.
- Ввод, накопление, хранение и отображение информации, поступающей из RTU, на центральном пункте учета.
- Защита измерительной информации и метрологических характеристик ИВК от несанкционированного доступа и изменения.
- Контроль работоспособности ИВК.

Коммуникации

Подключение внешних устройств к УСПД производится но интерфейсам:

- RS-232 (более 32).
- RS-485/422 (более 32).
- Profibus.
- Ethernet.

Максимальная скорость при подключении к последовательным портам 38400 бит/с. Устройства. подключаемые к УСПД, можно разделить на несколько групп:

- Счетчики с цифровым интерфейсом.
- Счетчики с импульсным выходом.
- Аппаратура связи (в том числе Hayes-совместимые модемы, радиомодемы, преобразователи интерфейсов, различная каналообразующая аппаратура).

Для непосредственного подключения к отдельным УСПД, а также для считывания информации с группы УСПД (в случае, например, повреждении линии связи) существует возможность считывания УСПД непосредственно на объекте с помощью переносного портативного компьютера с последующей передачей данных на компьютер верхнего уровня.

УСПД восстанавливает потерянную информацию из-за обрыва линий связи между счетчиком и RTU в автоматическом режиме. Инициатором обмена между верхним уровнем и УСПД является верхний уровень.

Счётчик электрической энергии многофункциональные

Назначение



Многофункциональные трехфазные счетчики электроэнергии на примере А2 АЛЬФА Плюс предназначены для:

- Учета активной и реактивной энергии в трехфазных цепях переменного тока трансформаторного или прямого включения, в одно- и многотарифных режимах.
- Использования в составе автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) и передачи измеренных или вычисленных параметров на диспетчерский пункт по контролю, учету распределенной электрической энергии.
- Измерения и отображения дополнительных параметров трехфазной энергетической сети (токов, напряжений, частоты. углов сдвига фаз, коэффициента искажения синусоидальности кривых тока и напряжения, гармонического состава кривых тока и напряжения).

Многофункциональный счетчик электрической энергии А2 АЛЬФА Плюс является дальнейшим развитием технологии, заложенной в широко известных счетчиках типа АЛЬФА. Сохраняя в себе все положительные качества предыдущих счетчиков АЛЬФА, счетчики А2 АЛЬФА Плюс имеют возможность измерять и отображать некоторые параметры качества электроэнергии.

Параметры электроэнергии

Счетчик АЛЬФА(Плюс) измеряет, вычисляет и отображает на дисплее до 46 величин, относящихся к параметрам электроэнергии. К ним относятся:

- Токи и напряжения фаз.
- Активная, реактивная и полная мощности сети.
- Активная, реактивная и полная мощности фаз.
- Коэффициент мощности cos ф 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.

Стандарты

Счетчики АЛЬФА соответствуют стандартам:

- На классы точности 0,2S и 0.5S в соответствии с ГОСТ 30206-94,
- "Счетчики электрической энергии переменного тока" ГОСТ 26035-83,
- ГОСТ 22261-94.

Основные технические характеристики счетчика Альфа (Плюс):

Наименование величины	**Значение**
Класс точности	0.2S и 0.5S
Количество тарифов	4 тарифные зоны, 4 типа дня, 4 сезона
Диапазон токов счетчика - прямого включения Iном = 80А - трансформаторного включения Iном = 5А Iном = 1А	 5мА-10А 5.0 мА - 10А 1.0 мА - 2А 1.0 мА - 10А
Максимальный ток в течение 0,5с	100 А трансф. вкл. 800 А прям.вкл.
Рабочее напряжение	100, 220, 380 В
Диапазон частоты сети	47.5 - 52.5 Гц
Рабочий диапазон температур	-40 + 60 С
Влажность (не конденсирующаяся)	0 - 95%
Мощность потребления питания	менее 3,6ВА
Скорости обмена по цифровому интерфейсу	300, 1200, 2400, 4800, 9600, 19200 бод
Сохранность данных при перерывах питания	срок 2-3 года при помощи батареи в постоянном режиме разряда
Регистрация отключений питания	до 99 отключений
Самодиагностика счетчика	1 раз в сутки
Масса	3.0 кг
Габариты	262x180x180
Гарантийный срок эксплуатации	3 года
Срок службы	30 лет
Межповерочный интервал	8 лет

Обозначение модификаций счетчика А2 Альфа Плюс

	A	**1**	**R**	**4**	**0L**	**C26**	**T+**
Тип АЛЬФА	A						
Класс точности 0.2S 0.5S		1 2					
Измерение активной или активной и реактивной энергии Активная энергия и максимальная мощность 2 величины в многотарифном режиме (активная и реактивная, либо активная в двух направлениях) + реактивная энергия по 4 квадрантам			T R				
Число элементов (тип линии) Двухэлементный счетчик (3-х проводная линия) Трёхэлементный счетчик (4-х проводная линия)				3 4			
Память для хранения данных графика нагрузки Стандартная (136 дней о 2 каналам 30-мин. интервалы) измерение в двух направлениях Измерение в одном направлении с хранением профиля нагрузки Измерение в двух направлениях с хранением профиля нагрузки					A0 0L AL		
Электронные платы интерфейсов связи (выбрать один) ИРПС "токовая петля" Плата с двумя гальванически развязанными группами реле, по два реле в каждой группе на две независимые системы учета. Цифровой ИРПС "токовая петля", плата с двумя гальванически развязанными группами реле, по два реле в каждой группе на две						C22 C24	

независимые системы учета. Четырехпроводный RS-422 (RS-485), плата с двумя гальванически развязанными группами реле, по два реле в каждой группе на две независимые системы учета. Плата с двумя гальванически развязанными группами реле, по четыре реле в каждой группе на две независимые системы учета, реле управления нагрузкой. Цифровой ИРПС "токовая петля", плата с двумя гальванически развязанными группами реле, по четыре реле в каждой группе на две независимые системы учета, реле управления нагрузкой. Четырехпроводный RS-422 (RS-485), плата с двумя гальванически развязанными группами реле, по четыре реле в каждой группе на две независимые системы учета, реле управления нагрузкой.						С25 С26 С28 С29	
Включение Прямое включение Трансформаторное включение							П+ Т+

Пример: **A2R-4-0L-C25-T+**

Счётчик Альфа (А3)

АЛЬФА А3
Коммерческий учет и контроль параметров качества электроэнергии

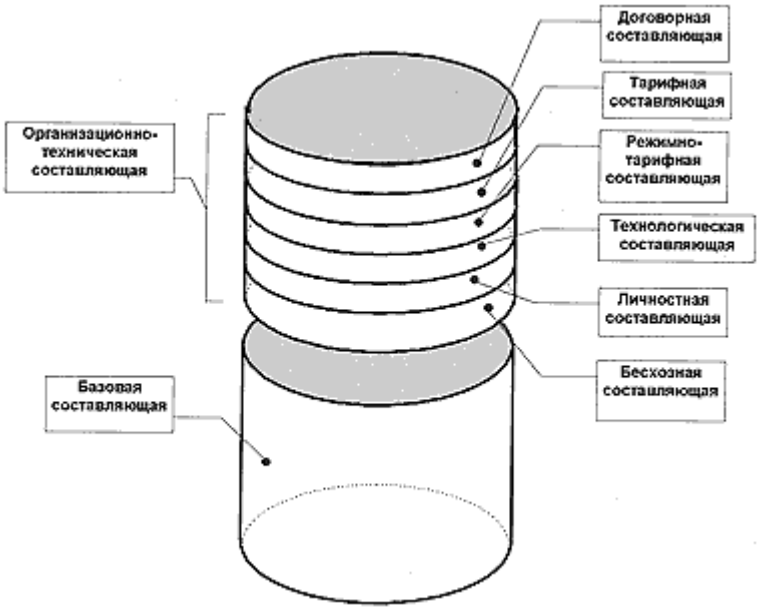
Микропроцессорный счетчик АЛЬФА А3 объединяет в себе прибор для учета электроэнергии и мощности по тарифам и измерения параметров качества электроэнергии. Открытый стандартный протокол связи обеспечивает интеграцию этого счетчика в системы автоматизированного учета электроэнергии (АСКУЭ).
Основными отличиями счетчика АЛЬФА А3 , который развивает функции счетчиков АЛЬФА и АЛЬФА Плюс, являются расширенная до 1 Мб память, куда могут записываться данные не только о мощности и энергии, но также данные фазовых значений токов и напряжений и наличие двух цифровых интерфейсов.

- Измерение тока, напряжения и мощности по фазам
- Измерение углов сдвига фаз
- Измерение частоты сети
- Измерение коэффициента мощности
- Индикация источника гармонических искажений

- Определение процентного содержания гармоник
- Фиксация выхода параметров качества за установленные пределы

Экономическая эффективность АСКУЭ промышленных предприятий.[1]

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. По мере автоматизации технологических процессов предприятия, снижения степени человеческого участия в производстве и повышения уровня его организации АСКУЭ можно вводить в обратный контур управления энергопотреблением не через энергетика-диспетчера или руководителя, а через соответствующие устройства управления нагрузками-регуляторами. До тех пор, пока в технологии производства преобладает человек со своими случайными волевыми решениями, АСКУЭ сохранится как автоматизированная система, позволяющая, в первую очередь, выявлять все потери энергоресурсов. 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 устаревших энергоемкого оборудования и техпроцесса более современными и менее энергоемкими, что 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, которая не требует крупных денежных затрат, но при реализации дает быстрый практический эффект. Заметим, что актуальность минимизации этой составляющей сохраняется и после сокращения базового энергопотребления в результате модернизации производства.
ОТС уровня энергопотребления предприятия, в свою очередь, 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 с в 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. 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.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее ПО) предназначено для использования в составе автоматизированных информационно-измерительных систем контроля и учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) в качестве базовой программы оператора учёта. Она позволяет осуществлять опрос точек учёта в автоматическом или ручном режимах, заносить принятую информацию в базу данных, представлять результат опроса на экране монитора персонального компьютера (ПК), формировать отчёты в заданных форматах.

В качестве первичных датчиков энергопотребления должны использоваться счётчики типа "Меркурий 201, 200, 203, 230, 233", СЭТ-4ТМ. Программа "Меркурий-Энергоучёт" обеспечивает информационный обмен с любым оборудованием производства ООО "Фирма Инкотекс". Программа поддерживает все интерфейсы счётчиков "Меркурий" - RS-485, CAN, IrDA, GSM, PLC-I, PLC-II. Осуществление обмена данными возможно через любую каналообразующую аппаратуру, образующую проводные или беспроводные способы связи. Например, через преобразователь интерфейсов "Меркурий 221" или GSM шлюз "Меркурий 228". При использовании специального оборудования возможна передача данных через сети Ethernet.

Для удалённого чтения и сохранения в отчётных формах доступен весь функционал счётчиков: энергия нарастающим итогом, энергия за расчётные периоды, профили нагрузок, мгновенные параметры электросети, журнал событий, журнал показателей качества электроэнергии.

Программа является многопоточной и обеспечивает одновременное получение данных с четырёх COM-портов по чётырём различным каналам связи. Другой особенностью является возможность группировки счётчиков в произвольные балансные группы и гибкость конфигурирования отчётных форм для таких групп.
В зависимости от типа счётчика программа позволяет:

Устанавливать и считывать параметры и режимы функционирования счётчика;

- Осуществлять просмотр считанной со счётчика информации;
- Создавать отчёты в форматах .xls (MS Excel), .xml , .pdf, .html и др. на основе считанных со счётчика данных;
- Создавать базу данных и вести автоматизированный опрос групп счётчиков;
- Обеспечивает чтение профиля нагрузок с трёхфазных счётчиков " М230, М233", имеющих данную функцию с последующим сохранением в БД;
- Осуществлять мониторинг параметров электросети и энергопотребления для группы счётчиков;
- Осуществлять контроль за соблюдением норм качества электрической энергии в электросетях потребителей;
- Позволяет контролировать работу линий связи, анализирует причины сбоев, формирует специальные файлы (логфайлы) ошибок линий связи;

- Ограничить функции программы в зависимости от полномочий оператора – имеется три уровня полномочий: пользователь, оператор и администратор.

ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ АСКУЭ (АИИС КУЭ)

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую систему с распределенной функцией измерения и учета и централизованной функцией сбора, накопления, обработки и отображения данных измерений, в состав которой входят следуюие уровни:

- Первый уровень — информационно-измерительный канал (ИИК), отвечающий за проведение измерений.
- Второй уровень — технический комплекс информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), осуществляющий консолидацию, передачу и хранение данных, полученных от ИИК.
- Третий уровень — вычислительный комплекс верхнего уровня (ИВК).

ПО ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦИИ

Программное обеспечение АИИС КУЭ играет ключевую роль в жизненном цикле функционирования систем. За прошедшие годы счетчики приобрели принципиально новые параметры и, по сути, стали микрокомпьютерами. Появилась возможность контролировать не только потребление электроэнергии, но и отдельные параметры качества — токи, напряжения, сдвиги фаз, частоту и т.д. Приборы учета стали предупреждать о внешнем воздействии на них. Современные «умные» приборы сообщают о сбоях в работе, проводят самодиагностику. С их помощью возможно дистанционно ограничить или полностью отключить абонента от электроэнергии.

Чтобы обеспечить возможность полноценного использования возможностей современного оборудования, Инженерным центром «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» была проведена разработка программного комплекса Resource Data Manager (RDM).

RDM представляет собой программный комплекс верхнего уровня (ИВК). Комплекс используется для работы на оптовом и розничном рынке электроэнергии. При разработке ПО был учтен опыт передовых аналогов, которые сегодня используются в мире. Обеспечивается возможность обработки и хранения весьма значительных объемов информации. Комплекс может быть легко расширен, является оптимизированным для совместной работы с подавляющим большинством СУБД, которые могут использоваться потенциальными заказчиками.

НЕКОТОРЫЕ ФУНКЦИИ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ RDM

- дистанционное считывание данных результатов измерений приборов учета энергоресурсов;
- ведение журналов событий, в том числе событий несанкционированного доступа (вскрытие крышки, инверсия фаз и прочее);
- дистанционное управление нагрузкой и энергопотреблением;

- дистанционное параметрирование и конфигурирование прибора учета и устройства сбора-передачи данных (УСПД);
- мониторинг состояния измерительного, связного и серверного оборудования;
- расчет потерь и сведение балансов;
- возможность обмена данными с другими сертифицированными системами;
- гибкий инструмент для создания отчетов;
- личный кабинет абонента (web-версия, приложение для мобильных устройств, с возможностями анализа потребления и онлайн-оплаты).

ВОЗМОЖНОСТИ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Общее количество точек, опрашиваемых с помощью системы RDM, на территории России составляет более 340 тысяч.

Программное обеспечение коммерческого учета энергоресурсов RDM позволяет автоматизировать наиболее трудоемкую часть настройки и эксплуатации системы. Такие как ввод в систему описаний объектов, приборов и точек учета, их атрибутов и параметров или актуализировать данную информацию посредством импорта данных из различных источников.

Программное обеспечение RDM способно работать с приборами учета и УСПД различных, наиболее распространенных в России, производителей. Их перечень постоянно расширяется.

Как таковое программное обеспечение верхнего уровня АСКУэ должно интегрироватся в АРМ энергетика, позволяющие вести учет не только потребления электроэнергии, но и контроль графика ТО установленного электрооборудования, нормы и наличие запасных частей и т.д.

Вопросы для самоконтроля

1.Что называется комплексом коммерческого учета ?
2. УСПД. Программное обеспечение.
3. Как строится нагрузочная характеристика трансформатора тока ?
4. Какие условия работы счетчика электрической энергии называются нормальными ?
5. Чему равна допустимая погрешность комплекса коммерческого учета активной электроэнергии в сетях 0,4 кВ ?
6.Требование к программному обеспечению.

Литература

Основная

1. Осика, Л.К. Коммерческий и технический учет электроэнергии на оптовом и розничном рынке. Спб: Политехника, 2005- 368 стр

2. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), [Текст]:– М.: Энергоатомиздат, 2007. – 675 с.

3. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 N 442

(ред. От 07.07.2015) "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии" (вместе с "Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии", "Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии")

Дополнительная

1. Правила учета электрической энергии

(утв. Минтопэнерго РФ 19.09.1996, Минстроем РФ 26.09.1996)

(Зарегистрировано в Минюсте РФ 24.10.1996 N 1182)

ЛЕКЦИЯ 6 Потери электроэнергии и способы их уменьшения.

Структура потерь электроэнергии

Разделение потерь на составляющие может проводиться по разным критериям: характеру потерь (постоянные, переменные), классам напряжения, группам элементов, производственным подразделениям и т. п. Для целей анализа и нормирования потерь целесообразно использовать укрупненную структуру потерь электроэнергии, в которой потери разделены на составляющие исходя из их физической природы и специфики методов определения их количественных значений.

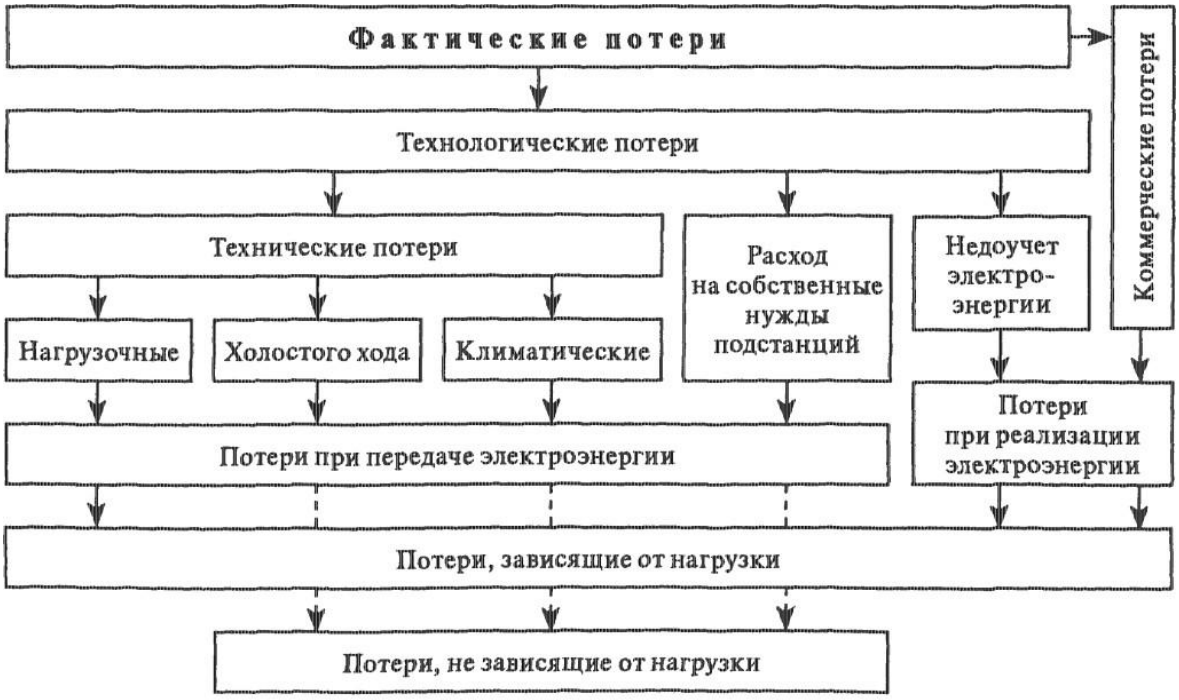


Рис. 1.1. Структура фактических потерь электроэнергии

На основе такого подхода фактические потери могут быть разделены на четыре составляющие:

1) технические потери электроэнергии, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям и выражающимися в преобразовании части электроэнергии в тепло в элементах сетей. Теоретически технические потери могут быть измерены при установке соответствующих приборов, фиксирующих поступление и отпуск электроэнергии на рассматриваемом объекте. Практически же оценить действительное их значение с приемлемой точностью с помощью средств измерения нельзя. Для отдельного элемента это объясняется сравнительно малым значением потерь, сопоставимым с погрешностью приборов учета. Например, измерение потерь в линии, фактические потери энергии в которой составляют 2 %, с помощью приборов, имеющих погрешность ±0,5 %, может привести к результату от 1,5 до 2,5 %. Для объектов, имеющих большое количество точек поступления и отпуска электроэнергии

(электрическая сеть), установка специальных приборов во всех точках и обеспечение синхронного снятия их показаний практически нереальна (особенно для определения потерь мощности). Во всех этих точках счетчики электроэнергии и так установлены, однако мы не можем сказать, что разность их показаний и есть действительное значение технических потерь. Это связано с территориальной разбросанностью многочисленных приборов и невозможностью обеспечения полного контроля правильности их показаний и отсутствия случаев воздействия на них других лиц. Разность показаний этих приборов представляет собой фактические потери, из которых следует выделить искомую составляющую. Поэтому можно утверждать, что измерить технические потери на реальном сетевом объекте нельзя. Их значение можно получить только расчетным путем на основе известных законов электротехники;

2) расход электроэнергии на СН подстанций, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала. Этот расход регистрируется счетчиками, установленными на трансформаторах СН подстанций;

3) потери электроэнергии, обусловленные погрешностями ее измерения (недоучет электроэнергии, метрологические потери). Эти потери получают расчетным путем на основе данных о метрологических характеристиках и режимах работы приборов, используемых для измерения энергии (ТТ, ТН и самих электросчетчиков). В расчет метрологических потерь включают все приборы учета отпуска электроэнергии из сети, в том числе и приборы учета расхода электроэнергии на СН подстанций;

4) коммерческие потери, обусловленные хищениями электроэнергии, несоответствием показаний счетчиков оплате электроэнергии бытовыми потребителями и другими причинами в сфере организации контроля за потреблением энергии. Коммерческие потери не имеют самостоятельного математического описания и, как следствие, не могут быть рассчитаны автономно. Их значение определяют как разницу между фактическими потерями и суммой первых трех составляющих.

Три первые составляющие укрупненной структуры потерь обусловлены технологическими потребностями процесса передачи электроэнергии по сетям и инструментального учета ее поступления и отпуска. Сумма этих составляющих хорошо описывается термином -технологические потери. Четвертая составляющая — коммерческие потери — представляет собой воздействие «человеческого фактора» и включает в себя все проявления такого воздействия: сознательные хищения электроэнергии некоторыми абонентами с помощью изменения показаний счетчиков, потребление энергии помимо счетчиков, неуплату или неполную оплату показаний счетчиков, определение поступления и отпуска электроэнергии по некоторым точкам учета расчетным путем (при несовпадении границ балансовой принадлежности сетей и мест установки приборов учета) и т. п.

Структура потерь, в которой укрупненные составляющие потерь сгруппированы по различным критериям, приведена на рис. 1.

Каждая составляющая потерь имеет свою более детальную структуру.

Нагрузочные потери включают в себя потери:

- в проводах линий передачи;
- силовых трансформаторах и автотрансформаторах;
- токоограничивающих реакторах;
- заградителях высокочастотной связи;
- трансформаторах тока;
- соединительных проводах и шинах распределительных устройств (РУ) подстанций.

Последние две составляющие в силу отсутствия практики их поэлементных расчетов и незначительной величины обычно определяют на основе удельных потерь, рассчитанных для средних условий, и включают в состав условно-постоянных потерь.

Потери холостого хода включают в себя постоянные (не зависящие от нагрузки) потери:

- в силовых трансформаторах (автотрансформаторах); компенсирующих устройствах (синхронных и тиристорных компенсаторах, батареях конденсаторов и шунтирующих реакторах);
- оборудовании системы учета электроэнергии (ТТ, ТН, счетчиках и соединительных проводах);
- вентильных разрядниках и ограничителях перенапряжения;
- устройствах присоединения высокочастотной связи (ВЧ-связи); изоляции кабелей.

Потери, обусловленные погодными условиями (климатические потери) включают в себя три составляющие:

- потери на корону в воздушных линиях электропередачи (ВЛ) 110 кВ и выше;
- потери от токов утечки по изоляторам ВЛ;
- расход электроэнергии на плавку гололеда.

Расход электроэнергии на СН подстанций обусловлен режимами работы различных (до 23) типов ЭП. Этот расход можно разбить на шесть составляющих:

- на обогрев помещений;
- вентиляцию и освещение помещений;
- системы управления подстанцией и вспомогательные устройства синхронных компенсаторов;
- охлаждение и обогрев оборудования;
- работу компрессоров воздушных выключателей и пневматических приводов масляных выключателей;
- текущий ремонт оборудования, устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), дистилляторы, вентиляцию закрытого распределительного устройства (ЗРУ), обогрев и освещение проходной (прочий расход).

Погрешности учета электроэнергии включают составляющие, обусловленные погрешностями измерительных ТТ, ТН и электрических счетчиков. Коммерческие

потери также могут быть разделены на многочисленные составляющие, отличающиеся причинами их возникновения.

Критерии отнесения части электроэнергии к потерям могут быть физического и экономического характера. Некоторые специалисты считают, что расход электроэнергии на СН подстанций надо относить к отпуску электроэнергии, а остальные составляющие — к потерям. Расход на СН подстанций по характеру использования электроэнергии действительно ничем не отличается от ее использования потребителями. Однако это не является основанием считать его полезным отпуском, под которым понимают электроэнергию, отпущенную потребителям. Расход же электроэнергии на СН подстанций является внутренним потреблением сетевого объекта. Кроме того, при таком подходе необоснованно предполагается, что расход части энергии в элементах сетей на доставку другой ее части потребителям (технические потери), в отличие от расхода на СН подстанций, не является полезным.

Приборы учета не изменяют потоков мощности по сети, они лишь не совсем точно их регистрируют. Поэтому некоторые специалисты считают теоретически неверным относить недоучет электроэнергии, обусловленный погрешностями приборов, к потерям (ведь объем электроэнергии не изменяется от того, каким образом приборы ее регистрируют!).

Можно согласиться с теоретической правильностью таких рассуждений, как и — одновременно — с их практической бесполезностью. Определять структуру потерь нас заставляет не наука (для научных исследований все подходы имеют смысл), а экономика. Поэтому для анализа отчетных потерь следует применять экономические критерии. С экономических позиций потери — это та часть электроэнергии, на которую ее зарегистрированный полезный отпуск потребителям оказался меньше электроэнергии, полученной сетью от производителей электроэнергии. Под полезным отпуском электроэнергии понимается не только та электроэнергия, денежные средства за которую действительно поступили на расчетный счет энерго-снабжающей организации, но и та, на которую выставлены счета, то есть потребление энергии зафиксировано. Выставление счетов является практикой, применяемой к юридическим лицам, потребление энергии которыми фиксируется ежемесячно. В отличие от этого ежемесячные показания счетчиков, фиксирующих потребление энергии бытовыми абонентами, обычно неизвестны. Полезный отпуск электроэнергии бытовым абонентам определяют по поступившей за месяц оплате, поэтому вся неоплаченная энергия автоматически попадает в потери.

Расход электроэнергии на СН подстанций не является продукцией, оплачиваемой конечным потребителем, и с экономической точки зрения ничем не отличается от расхода электроэнергии в элементах сетей на передачу остальной ее части потребителям.

Занижение объемов полезно отпущенной электроэнергии приборами учета (недоучет) имеет такой же экономический характер, как и две описанные выше составляющие. То же самое можно сказать и о хищениях электроэнергии. Поэтому все четыре описанные выше составляющие потерь с экономической точки зрения одинаковы.

Фактические потери являются строго детерминированной величиной, жестко связанной с денежными средствами, полученными за проданную энергию. Задача «исправления» отчетных потерь на основе учета погрешностей счетчиков

бессмысленна, так как не может привести к изменению объема полученных (и недополученных) денежных средств.

Для того, чтобы принять наиболее эффективные меры по снижению потерь, необходимо знать, где и по каким причинам они происходят. В связи с этим основной задачей расчета и анализа потерь является определение их детальной структуры, выявление конкретных очагов потерь и оценка возможностей их снижения до экономически оправданных значений. Одним из методов такой диагностики потерь является анализ небалансов электроэнергии на объектах (подстанциях, предприятиях сетей) и в сетевых организациях.

Вопросы для самоконтроля

1. Как определяются фактические потери ?
2. Как устанавливаются нормативы технологических потерь ?
3. Фактические потери равны технологическим. Можно ли утверждать, что коммерческие потери гарантированно равны нулю?
4. С какой целью составляются балансы для ограниченной части сети ?
5. Какие потери электроэнергии называются условно-постоянными ?
6. Справедливо ли утверждение, что термин «сверхнормативные потери » являются синонимом коммерческих потерь ?

Литература

Основная

1. Осика, Л.К. Коммерческий и технический учет электроэнергии на оптовом и розничном рынке. Спб: Политехника, 2005- 368 стр
2. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), [Текст]:– М.: Энергоатомиздат, 2007. – 675 с.
3. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 N 442
(ред. От 07.07.2015) "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии" (вместе с "Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии", "Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии")

Дополнительная

1. Правила учета электрической энергии
(утв. Минтопэнерго РФ 19.09.1996, Минстроем РФ 26.09.1996)
(Зарегистрировано в Минюсте РФ 24.10.1996 N 1182)

ЛЕКЦИЯ 7 ОПТОВЫЙ РЫНОК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

По состоянию на сегодняшний момент в России отношения по купле-продаже электроэнергии можно условно разделить на две основные части:

- купля-продажа на оптовом рынке электроэнергии (оптовый рынок электроэнергии и мощности);
- купли-продажа электроэнергии на розничном рынке электроэнергии;

Основы розничного рынка электроэнергии рассматривались в других статьях сайта, поэтому в этой статье остановимся более подробно на понятии оптового рынка электроэнергии и мощности ОРЭМ.

Итак, что такое оптовый рынок электроэнергии и мощности, какие правила оптового рынка электроэнергии существуют, а также какие субъекты оптового рынка электроэнергии и мощности имеют право на нем работать об этом и пойдет речь в настоящей статье.

На оптовом рынке продавцами и покупателями могут выступать:

- генерирующие компании оптового рынка электроэнергии;
- операторы экспорта/импорта электроэнергии;
- энергосбытовые компании и гарантирующие поставщики;
- сетевые компании (территориальные сетевые компании и ОАО "ФСК ЕЭС") - в части покупки потерь;
- крупные потребители.

Указанные выше субъекты оптового рынка электроэнергии и мощности ОРЭМ могут быть как продавцами на оптовом рынке электроэнергии и мощности, так и покупателями. Для того, чтобы получить статус оптового рынка электроэнергии и мощности и право торговать на нем организация, желающая стать участником оптового рынка электроэнергии и мощнсоти, должна удовлетворять требованиям, которые изложены в «Правилах оптового рынка электроэнергии», утвержденном в постановлении Правительства РФ от 27 декабря 2010 года № 1172, а также в Договоре о присоединении к торговой системе оптового рынка (его можно скачать на сайте НП «Совет рынка»).

В России оптовый рынок электроэнергии и мощности пока действует только на территории ценовых зон. Ценовая зона – это часть территории РФ, где возможна конкуренция между участниками оптового рынка электроэнергии и мощности. Существует две ценовые зоны:

- первая ценовая зона (территория Европейской части России и Урала);
- вторая ценовая зона (Сибитрь).

Кроме того, есть так называемые неценовые зоны (регионы Дальнего Востока, Архангельская область, Калининградская область и Республика Коми). На этих территориях конкуренция пока по различным техническим причинам невозможна. В неценовых зонах реализация электроэнергии на розничном рынке электроэнергии и мощности производится по регулируемым ценам. О ценовых и неценовых зонах оптового рынка электроэнергии более подробно рассмотрено ниже.

Основные принципы работы оптового рынка электроэнергии и мощности

Как следует из названия, на оптовом рынке электроэнергии и мощности осуществлятеся торговля двумя товарами – электроэнергией и мощностью. Мощность – это особый товар, при покупке которого у покупателя возникает право требования к генерирующим компаниям оптового рынка поддерживать оборудование, предназначенное для выработки электроэнергии в постоянной готовности.

В настоящем виде оптовый рынок электроэнергии и мощности работает с 2006г.

Рынок электроэнергии

На оптовом рынке электроэнергии и мощности работают несколько секторов рынка:

- сектор регулируемых договоров;
- рынок на сутки вперед;
- сектор свободных договоров;
- балансирующий рынок.

По регулируемым договорам сектора регулируемых договоров тарифы на электроэнергию определяется ФСТ РФ. При этом в этом секторе приобретается электроэнергия только для поставки населению, а также для потребителей в зоне работы МРСК Северного Кавказа.

Объемы электроэнергии, которые не приобретаются по регулируемым договороам, покупаются по нерегулируемым ценам в рамках свободных договоров, рынка на сутки вперед (РСВ) и балансирующего рынка (БР).

Основной смысл свободных договоров это то, что участники оптового рынка электроэнергии и мощности самостоятельно определяют с кем они будут заключать договоры, а также цены и объемы поставки электроэнергии.

Рынок на сутки вперед (РСВ) оптового рынка электроэнергии и мощности это проводимый ОАО «АТС» конкурентный отбор ценовых заявок поставщиков и покупателей за сутки до реальной поставки электроэнергии с определением цен и объемов поставки на каждый час суток. На РСВ осуществляется маржинальное ценообразование, т.е. цена определяется путем балансирования спроса и предложения и распространяется на всех участников рынка. Цена РСВ определяется для каждого из порядка 8000 узлов обеих ценовых зон.

Индексы цен и объемы торговли РСВ публикуются в ежедневном режиме на сайте ОАО «АТС».

Для подачи заявки на покупку электроэнергии на рынке на сутки вперед покупатели оптового рынка направляют эти заявки в соответствии с установленными сроками в адрес ОАО «АТС». Таким образом, все крупные потребители, которые работают на оптовом рынке электроэнергии и мощности должны подавать заявки с плановым почасовым потреблением электроэнергии для

приобретения электроэнергии на рынке на сутки вперед. Для исключения рисков манипуляции ценами на рынке на сутки вперед в первую очередь должны удовлетворяться заявки на приобретение электроэнергии с наименьшей ценой.

Вместе с тем, фактическое потребление электроэнергии всегда отличается от планового потребления электроэнергии. В связи с этим у потребителя, который подал заявку на приобретение электроэнергии на рынке на сутки вперед будет либо недостаток электроэнергии (в случае если факт больше плана), либо избыток приобретённой на рынке на сутки вперед электроэнергии (план больше факта). В связи с этим торговля этими отклонениями производится в режиме реального времени на балансирующем рынке. Стоит отметить, что цена покупки электроэнергии на балансирующим рынке значительно выше чем цена покупки на рынке на сутки вперед, а цена продажи – значительно ниже. Т.е. планировать свое почасовое потребление необходимо таким образом, чтобы добиться минимального отклонения факта от плана, т.к. значительное отклонение приведет к значительному увеличению затрат на электроэнергию. При этом за каждые 3 часа до часа фактической поставки системный оператор (ОАО «СО ЕЭС») проводит дополнительные конкурентные отборы заявок поставщиков с учетом прогнозного потребления в энергосистеме, экономической эффективности загрузки станций и требований системной надежности.

Кроме того, отклонения фактического потребления от планового квалифицируются собственными или внешними инициативами. Собственная инициатива возникает по причине действий участника рынка (потребителя или поставщика), внешняя – в результате команд Системного оператора или аварии, приведшей к вынужденному изменению режима производства или потребления электроэнергии. Для определения стоимости отклонений для различных видов инициатив используются расчетные формулы (срезки), рассчитываемые на каждый час суток для каждого узла расчетной модели. Срезки определяются как максимальные (минимальные) значения индикатора БР и цены РСВ., тем самым стимулируя к более точному исполнению планового потребления и производства электроэнергии. На основе стоимости отклонений определяются предварительные требования и предварительные обязательства БР, разница между которыми формирует небаланс балансирующего рынка. Отрицательный небаланс распределяется между участниками пропорционально их собственным инициативам. Положительный небаланс распределяется между поставщиками, пропорционально величине исполнения внешних инициатив, и потребителями, максимально точно придерживающимися планового потребления. Таким образом, на БР «штрафуются» участники рынка, допускающие наибольшие отклонения фактических потребления и выработки от плановых по собственной инициативе, и «премируются» участники, придерживающиеся планового потребления и максимально точно выполняющие команды Системного оператора.

Рынок мощности

С 1 июня 2008 года торговля мощностью осуществляется на основе конкурентного отбора мощности (КОМ), проводимого системным оператором. Участники оптового рынка, прошедшие процедуру допуска к КОМ, получили возможность подавать заявки в объеме, не превышающем максимальную

располагаемую мощность, учтенную Федеральной службой по тарифам России в прогнозном балансе на соответствующий период регулирования. Покупатели обязаны оплатить всю мощность, отобранную на КОМ в их ценовой зоне. Поставщики в каждой ценовой зоне несут солидарную ответственность за исполнение обязательств по предоставлению мощности. Переходный рынок мощности обеспечил возможность реализации части мощности по нерегулируемым ценам, в рамках договоров купли-продажи электроэнергии и мощности (СДЭМ), в том числе на бирже, и купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора. Постановлением Правительства РФ №89 от 24 февраля 2010 года утверждены изменения в Правила оптового рынка, обеспечивающие запуск модели долгосрочного рынка мощности (ДРМ). Как и в части торговли электроэнергией, с 2011 года по регулируемым договорам поставляется мощность только в объемах, необходимых для поставки населению и приравненным категориям потребителей.

Основные отличия ДРМ от переходного рынка мощности:

- В рамках КОМ мощность отбирается на не год вперед, а на 4 года (начиная с 2016 года), что гарантирует оплату мощности поставщику на период строительства новых мощностей;
- Ценообразование осуществляется в рамках зон свободного перетока (ЗСП), а не ценовых зон, что позволяет формировать локальные ценовые сигналы для покупателей и поставщиков мощности;
- В рамках конкурентного отбора отбирается и оплачивается не вся располагаемая мощность, что способствует усилению конкуренции среди поставщиков мощности.
- В долгосрочный рынок мощности включены договоры о предоставлении мощности, позволяющие обеспечить финансирование инвестиций в новую генерацию.

Ценовые и неценовые зоны оптового рынка электроэнергии.



На территории России принято выделять две **ценовые зоны оптового рынка электроэнергии и мощности**. На карте они отмечены 1 и 2. На территории ценовых зон оптового рынка электроэнергии и мощности ОРЭМ, электрическую энергия и мощность может поставляться по нерегулируемым (свободным) ценам. Т.е. цены электроэнергии на оптовом рынке формируются с учетом конкурентных заявок продавцов и покупателей (субъектов оптового рынка электроэнергии). Генерирующие компании оптового рынка электроэнергии и мощности также осуществляют продажу выработанной электрической энергии и мощности на оптовом рынке по нерегулируемым ценам. Среднее значение нерегулируемой цены за месяц для участника оптового рынка электроэнергии и мощности называетсясредневзвешенная нерегулируемая цена на электрическую энергию. Гарантирующие поставщики электроэнергии обязаны ежемесячно размещать на своем официальном сайте свободные нерегулируемые цены на электроэнергию.

Вместе с тем, не везде на территории России цена на электроэнергию и мощность для потребителей формируется с использованеим элементов конкуренции: так, на территории, отмеченной на карте цифрой 5, конкуренция в принципе не возможна. Такие зоны называются **изолированными зонами оптового рынка электроэнергии и мощности.**

Территории, отмеченные 3 и 4 это **неценовые зоны оптового рынка электроэнергии и мощности.**

На некоторых территориях, которые на карте заштрихованы установлены **особенности работы оптового и розничного рынка электроэнергии и мощности.**

Субъекты России, входящие в первую ценовую зону оптового рынка электроэнергии

Республика Адыгея Республика Башкортостан	Астраханская область Белгородская область	часть территории Томской области (в границах которой

Республика Дагестан Республика Ингушетия Кабардино-Балкарская Республика Республика Калмыкия Карачаево-Черкесская Республика Республика Марий Эл Республика Мордовия Республика Северная Осетия - Алания Республика Татарстан Удмуртская Республика Чеченская Республика Чувашская Республика Краснодарский край Пермский край	Брянская область Владимирская область Волгоградская область Вологодская область Воронежская область Ивановская область Калужская область Кировская область Костромская область Курганская область Курская область Ленинградская область Липецкая область Московская область Нижегородская область Новгородская область Оренбургская область Орловская область Пензенская область Псковская область Ростовская область Рязанская область Самарская область Саратовская область Свердловская область Смоленская область Тамбовская область Тверская область Тульская область Ульяновская область Челябинская область Ярославская область Москва город Санкт-Петербург	происходит формирование равновесной цены оптового рынка) и Омской области, для которых электрическая энергия поставляется с территории объединенной энергетической системы Урала территории Ненецкого автономного округа, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа, Ставропольского края, Республика Карелия, Мурманская область, Тюменская область, в границах которых происходит формирование равновесной цены оптового рынка.

Субъекты России, входящие во вторую ценовую зону оптового рынка электроэнергии

	Алтайский край	Омская область и Томская область (в границах которой происходит формирование равновесной цены оптового рынка), за исключением территорий, входящих в первую ценовую зонутерритории Республики Алтай, Красноярского края,
Республика Тыва	Кемеровская область	Иркутской области, Республики Бурятия,
Республика Хакасия	Новосибирская область	Забайкальского края, в границах которых

		происходит формирование равновесной цены оптового рынка

Субъекты России, входящие во неценовые зоны оптового рынка электроэнергии

Первая неценовая зона оптового рынка электроэнергии и мощности:

Калининградская область

Республика Коми

Архангельская область

Вторая неценовая зона оптового рынка электроэнергии и мощности:

Территория Дальнего Востока, в которую объединены территории Южно-Якутского района Республики Саха (Якутия), Приморского края, Хабаровского края, Амурской области, Еврейской автономной области

Перечень территорий ценовых зон оптового рынка, для которых устанавливаются особенности функционирования оптового и розничного рынков

Республика Дагестан;

Республика Ингушетия;

Кабардино-Балкарская Республика;

Карачаево-Черкесская Республика;

Республика Северная Осетия - Алания;

Чеченская Республика;

Республика Тыва.

Вопросы для самоконтроля

1. Что представляет собой ОРЭМ ?
2. Как устанавливаются стоимость электроэнергии ?
3. Ценовые зоны электрической энергии.
4. Принципы работы оптового рынка электроэнергии.
5. Розничный рынок электроэнергии.
6. Ценообразование на электроэнергию.

Литература

Основная

1. Осика, Л.К. Коммерческий и технический учет электроэнергии на оптовом и розничном рынке. Спб: Политехника, 2005- 368 стр
2. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), [Текст]:– М.: Энергоатомиздат, 2007. – 675 с.
3. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 N 442

(ред. От 07.07.2015) "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии" (вместе с "Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии", "Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии")

Дополнительная

1. Правила учета электрической энергии

(утв. Минтопэнерго РФ 19.09.1996, Минстроем РФ 26.09.1996)

(Зарегистрировано в Минюсте РФ 24.10.1996 N 1182)

ЛЕКЦИЯ 8 Организация учета электроэнергии на промышленных предприятиях. Стоимость электроэнергии

Учет электроэнергии на промышленных предприятиях предназначен для получения информации о параметрах электропотребления.

Информация необходима для:

-расчетов предприятия с энергоснабжающей организацией;

-контроля соответствия фактических значений параметров электропо требления ожидаемым (планируемым);

-оперативного управления процессами производства, преобразования,

распределения и конечного использования энергии;

-разработки обоснованных удельных норм расхода электроэнергии;

-составления электробалансов предприятий, производств, цехов, агрегатов и определения фактического использования электроэнергии;

-планирования и прогнозирования параметров электропотребления предприятий и отдельных его подразделений;

-организации системы поощрения

Учет расхода электроэнергии на промышленном предприятии осуществляется приборным, расчетным и опытно-расчетным способами.

На предприятии применяется технический способ т.к. он целесообразный по технико-экономическим показателям. Технический учет предназначен для контроля расхода электроэнергии внутри предприятия.

Этот вид учета отражает потребление электроэнергии внутрипроизводственными подразделениями (производствами, цехами, отделениями, участками, агрегатами и установками). Поэтому иногда технический учет называют еще внутрипроизводственным. Электросчетчики, устанавливаемые для целей технического учета, называют контрольными.

Организация технического учета

На предприятиях следует предусматривать техническую возможность установки (в условиях эксплуатации) стационарных или применения инвентарных переносных счетчиков для контроля за соблюдением лимитов расхода электроэнергии цехами, технологическими линиями, отдельными энергоемкими агрегатами, для определения расхода электроэнергии на единицу продукции или полуфабриката.

Допускается установка счетчиков технического (контрольного) учета на вводе предприятия, если коммерческий учет с этим предприятием ведется по счетчикам, установленным на подстанциях или электростанциях энергоснабжающей организации.

На установку и снятие счетчиков технического учета на предприятиях разрешения энергоснабжающей организации не требуется.

Приборы технического учета на предприятиях (счетчики и измерительные трансформаторы) должны находиться в ведении самих потребителей и должны

удовлетворять приведенным выше требованиям к коммерческим счетчикам (за исключением требования о наличии пломб энергоснабжающей организации)

Для электроустановок мощностью менее 1 МВ.А допускается использование приборов технического учета класса точности 1,0. При большей мощности класс точности счетчиков и приборов технического учета активной электроэнергии должен быть не более 0,5.

Классы точности счетчиков и приборов технического учета реактивной электроэнергии допускается выбирать на одну ступень ниже соответствующего класса точности счетчиков коммерческого учета активной электроэнергии.

Организация коммерческого учета

Коммерческим учетом электроэнергии называется учет выработанной, а также отпущенной оптовым покупателям и/или потребителям электроэнергии для денежного расчета за нее.

Счетчик коммерческого учета -техническое устройство, разрешнное к применению в установленном законодательством порядке, предназначенное для коммерческого уч.та электрической энергии и контроля мощности.

Коммерческие счетчики должны выполнять функции накопления, хранения, кодирования информации и с заданным интервалом времени автоматически передавать в устройства сбора и хранения данные коммерческого учета и информацию об учтенной электроэнергии, зафиксированную на каждый заданный момент замера мощности.

Установка и эксплуатация средств измерений и учета электрической энергии осуществляются в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок и инструкций заводов-изготовителей.

Пункты установки средств учета электроэнергии

Коммерческие счетчики (в том числе входящие в состав систем коммерческого учета) необходимо устанавливать на границе раздела сети электроснабжающей организации и потребителя и в точках купли продажи электроэнергии субъектами рынка электроэнергии.

При применении для коммерческого учета коммерческих счетчиков, одновременно учитывающих активную и реактивную энергию, установка отдельных счетчиков реактивной энергии не требуется.

При применении для коммерческого учета активной энергии микропроцессорных счетчиков, одновременно учитывающих реактивную энергию, установка отдельных счетчиков реактивной энергии не требуется.

В остальных случаях счетчики реактивной электроэнергии должны устанавливаться:

1) на тех же элементах схемы, на которых установлены счетчики активной электроэнергии для потребителей, рассчитывающихся за электроэнергию с учетом разрешенной к использованию реактивной мощности;

2) на присоединениях источников реактивной мощности потребителей, если по ним производится расчет за электроэнергию, выданную в сеть энергосистемы, или осуществляется контроль заданного режима работы.

Расчеты за электрическую энергию

Расчеты потребителей за поставленную им электрическую энергию производятся в соответствии с тарифами, определяемыми энергоснабжающей организацией в установленном порядке.

Потребители электрической энергии, являющиеся юридическими лицами, приобретающими электрическую энергию у энергоснабжающих организаций, обязаны производить оплату за потребленную электрическую энергию по дифференцированным по зонам суток тарифам.

Расчеты за потребленную электроэнергию потребителем производятся по платежному документу, выписанному энергоснабжающей организацией на основании показаний приборов коммерческого учета согласно условиям договора.

Длительность расчетного периода, сроки, условия и формы расчетов за отпущенную электрическую энергию определяются в договоре на электроснабжение.

Сроки оплаты за потребленную электрическую энергию определяются в соответствии с условиями договора на электроснабжение по соглашению сторон.

Лицо, виновное в снижении качества электроэнергии, возмещает причиненный им субъекту розничного рынка реальный ущерб.

При временном нарушении учета не по вине потребителя расчет за электроэнергию производится по среднесуточному расходу предыдущего или последующего расчетного периода, в котором средства и схема учета электрической энергии были исправны, если в договоре не предусмотрено иное.

Период расчета по среднесуточному расходу электроэнергии не должен превышать один месяц, в течение которого коммерческий учет должен быть восстановлен в полном объеме.

В случае, если коммерческий учет невозможно восстановить в указанный срок, то порядок расчета отпущенной потребителю электроэнергии и сроки восстановления учета должны быть установлены соглашением потребителя, энергоснабжающей и энергопередающей организации.

В случае просрочки платежей потребитель уплачивает пеню в соответствии с действующим законодательством и условиями договора.

Если потребитель отключен в установленном порядке за неоплату использованной им электроэнергии, то подключение его производится энергопередающей организацией после погашения долга и оплаты услуги за подключение.

Снятие показаний приборов коммерческого учета производят представители энергопередающей организации в присутствии представителей потребителя, если иное не предусмотрено договором.

При невозможности снятия показания приборов учета в течение двух расчетных периодов по вине потребителя, и если при этом потребитель не предоставит в энергопередающую организацию сведения о количестве израсходованной им электроэнергии, энергоснабжающая организация вправе производить расчет по среднесуточному расходу электроэнергии за предыдущий период с учетом сезонного графика нагрузок.

При этом период расчета по среднесуточному расходу электроэнергии не должен превышать одного расчетного периода, по истечении которого расход электроэнергии должен определяться по установленной мощности.

По согласованию сторон допускается оплата потребителем электроэнергии по снятым им самим показаниям приборов коммерческого учета. Ошибки, допущенные потребителем при оплате за электроэнергию, исправляются энергоснабжающей организацией и (или) энергопередающей по мере их выявления.

При обнаружении представителями энергопередающей организации повреждения расчетных приборов учета по вине потребителя, нарушения или отсутствия пломбы (пломбировочного устройства), повреждения стекла и корпуса, самовольного присоединения потребителем электроустановки помимо расчетных приборов учета, изменения схемы включения приборов учета, энергопередающая организация отключает потребителя от электросети и производит перерасчет расхода электроэнергии по фактической максимальной нагрузке или присоединенной мощности электроустановок потребителя и числу часов работы потребителя за все время со дня последней замены расчетных приборов учета или инструментальной проверки схемы коммерческого учета.

Потребитель подключается к электросети после устранения нарушений в схеме и приборах учета электроэнергии.

Тарифообразование и ценообразование в энергетике

Производство энергии всегда связано с эксплуатационными расходами, которые определяют себестоимость энергии. При расчете себестоимости выделяют следующие статьи затрат:

1. сырье и основные материалы;
2. топливо и энергия для технологических целей;
3. вспомогательные материалы;
4. основная и дополнительная зарплата производственных рабочих;
5. социальное страхование;
6. подготовка и освоение производства;
7. расходы на содержание и эксплуатацию оборудования;
8. цеховые расходы;
9. общезаводские расходы;
10. внепроизводственные расходы.

Анализ вышеприведенных статей расходов показывает, что основную долю всех затрат составляют затраты на топливо (до 60%). В отличие от промышленности формирование себестоимости в энергетике имеет ряд особенностей.

1. Себестоимость энергии исчисляет франко-потребитель, т.е. учитываются затраты не только на производство, но и на передачу и распределение энергии. Это обусловлено жесткой и неразрывной связью между производством и передачей энергии.

2. Отсутствие незавершенного производства ведет к тому, что издержки производства за определенный отрезок времени полностью могут быть отнесены на себестоимость произведенной энергии.

3. Значительное влияние режима производства энергии обусловливает необходимость деления затрат на условно-переменные и условнопостоянные.

При этом первые пропорциональны объему производства, а вторые мало зависят от режима производства. В результате появляется зависимость производства и распределения энергии от числа часов использования установленной мощности.

4. На величину себестоимости энергии оказывает влияние наличие расходов по содержанию резерва мощности на электростанциях и в электросетях (например, топливо для обеспечения бесперебойности энергоснабжения потребителей).

5. Уровень себестоимости энергии может значительно изменяться по отдельным типам электростанций и по энергообъединениям.

Для технико-экономических расчетов, связанных с перспективными оценками затрат, используется классификация по экономическим элементам. Процентное соотношение экономических элементов в общей сумме издержек представляет их структуру. В отличие от структуры себестоимости продукции в других отраслях промышленности в энергетике не выделяют затраты на сырье и основные материалы.

Структура затрат на производство энергии неодинакова для различных энергетических объектов и зависит от вида энергии, способа ее производства, технологических процессов. Так, для ТЭС наибольший удельный вес имеют затраты на топливо, а для ГЭС – затраты на амортизацию, достигающие более 80%. При производстве электроэнергии на ТЭЦ ее себестоимость существенно зависит от типа турбин, начальных и конечных параметров пара, параметров отпускаемого тепла, доли выработки электроэнергии по теплофикационному режиму. Производство же электроэнергии на ГЭС в значительной степени зависит от природных факторов. Себестоимость электроэнергии, выработанной на ГЭС, в 5–6 раз ниже себестоимости электроэнергии, произведенной на ТЭС.

Кроме производства энергия должна быть доставлена непосредственно потребителю. Поэтому полная себестоимость энергии определяется совокупностью расходов на производство, передачу, распределение и доставку энергии потребителям.

В целом для энергетического производства важнейшими элементами затрат являются затраты на топливо ST, на амортизацию Sам, заработная плата SЗП и прочие расходы Sпр. При проведении сравнительных технико-экономических расчетов на стадии проектных и предпроектных работ нет необходимости определять затраты по всем экономическим элементам. Три элемента затрат – топливо, амортизация и заработная плата – вместе составляют 90–93% от общей суммы затрат. Поэтому суммарные эксплуатационные расходы можно укрупненно выразить следующим образом (тг. /год):

$$S = ST + Sам + SЗП + Sпр.$$

Затраты на топливо:

$$ST = ЦТВ = ЦТbэW3 .$$

где Цт – средневзвешенная цена 1 т условного топлива, тг./т; В – годовой расход условного топлива, т/год; bэ– удельный расход топлива на 1 кВт·ч электроэнергии, г/кВт·ч; W3 – отпуск электроэнергии, кВт·ч.

Для исчисления себестоимости энергии на тепловых электростанциях и в котельных используется множество методов. Один из самых интересных – метод «отключений». Смысл заключается в том, что из суммарных затрат комбинированного производства исключаются затраты на побочные продукты, которые оцениваются по себестоимости их производства или по ценам. В энергетике этот метод нашел отражение при построении треугольника Гинтера. На одной стороне треугольника откладывается себестоимость 1 кВт·ч, а на другой – 1 ГДж тепла. Максимальная величина себестоимости 1 кВт·ч будет при Qotn= 0 – когда все затраты ТЭЦ относятся на электроэнергию (точка В). Наоборот, при Wotn = 0 достигается максимум себестоимости отпущенного тепла (точка А). В соответствии с годовыми затратами и строится треугольник. Задаваясь себестоимостью одного вида энергии (ST.Э), можно определить себестоимость другого (S'э). S'T э– себестоимость производства единицы тепла в котельной; S'э– себестоимость единицы электроэнергии; Qotn – количество тепловой энергии, отпускаемой на сторону, ГДж;

Энергетические тарифы

Электрическая и тепловая энергия реализуются потребителям по тарифам, представляющим собой разновидность цен преимущественно за оказываемые услуги с применением определенной системы ставок. Тарифы отличаются от цен на вещественную продукцию относительно большей устойчивостью, более сложным дифференцированием ставок и в большей степени подвержены государственному регулированию. Тарифы представляют собой денежное выражение стоимости продукции и отражают сумму всех затрат предприятия на производство и продажу продукции, обеспечивая прибыль. Тарифы устанавливаются не только на энергию, но и на воду и газ.

В настоящее время в РФ для расчетов с потребителями за электрическую энергию используется несколько видов тарифов – одноставочные и двухставочные, дифференциальные по времени суток, года.

При одноставочном тарифе плата за электроэнергию рассчитывается как произведение цены за единицу энергии на общее количество потребленной за данный промежуток времени энергии

По одноставочным тарифам обычно производится расчет с бытовыми потребителями, электрифицированным транспортом, государственными учреждениями, сельскохозяйственными потребителями и маломощными промышленными предприятиями (с присоединенной мощностью до 750 кВт). Одноставочные тарифы дифференцируются по категориям потребителей.

Достоинством одноставочных тарифов является простота расчетов, понятность для абонентов, минимум измерительных приборов учета – счетчиков

потребления энергии. К недостаткам одноставочных тарифов можно отнести тот факт, что они не создают экономической заинтересованности потребителей в снижении потребления электроэнергии у себя в часы максимальной загрузки всей энергетической системы. Снижение же нагрузки у потребителей в часы максимума энергосистемы, то есть выравнивание графика нагрузки энергосистемы, ведет к уменьшению количества покупаемой у других систем энергии и, следовательно, снижению затрат на эти цели.

С целью устранения вышеназванного недостатка применяется двухставочный тариф на электроэнергию, по которому за потребление электроэнергии рассчитываются крупные промышленные предприятия (с установленной мощностью 750 кВт и выше). Двухставочный тариф стимулирует потребителей энергии к снижению своей нагрузки, участвующей в максимуме энергосистемы, и смещению ее на другие часы суток.

Этот тариф создает наиболее благоприятные условия для учета интересов потребителей и производителей энергии.

Двухставочный тариф состоит из двух частей:

1) основной ставки за 1 кВт мощности, участвующей в максимуме нагрузки энергосистемы;

2) дополнительной ставки за 1 кВт ч потребленной энергии, как при расчетах по одноставочному тарифу.

Таким образом, плата за потребленную электроэнергию при расчете по двухставочному тарифу определяется следующим образом:

$$П = a \cdot Рм^{*} + b \cdot Эпотр,$$

где: a – ставка участия в максимуме нагрузки энергосистемы, тг./кВт,

Рм * -заявленная мощность участия в максимуме энергосистемы, кВт,

b – ставка за 1 кВт· ч потребленной энергии, тг./кВт ·ч,

Эпотр – количество потребленной и учтенной по счетчику энергии, кВт.

Недостатком двухставочного тарифа является то, что он усложняет расчеты с потребителями.

Стимулирование рационального использования топливноэнергетических ресурсов осуществляется установлением сезонных цен на природный газ и сезонных тарифов на электрическую и тепловую энергию.

Кроме того, тарифы дифференцируются в зависимости от времени суток и дней недели. Например, с целью снижения пиковых нагрузок в дневное время устанавливаются более низкие ночные тарифы на электроэнергию. Назначение такой дифференциации -стимулирование потребителей электроэнергии к снижению ее потребления в период максимума нагрузки энергосистемы. Это обеспечивает снижение необходимой суммарной установленной мощности электростанций энергосистемы и повышение экономичности их работы за счет выравнивания режима работы.

Экономическая и тарифная политика в энергетике

Экономическая и тарифная политика реализуется в целях создания условий для поступательного развития ТЭК, своевременного ввода новых мощностей и модернизации старых, бесперебойного снабжения потребителей всеми видами энергии и соблюдения баланса интересов производителей и потребителей энергии.

В практике всех промышленно развитых стран при формировании цен на энергию используется затратный метод (цена равна себестоимости плюс норма прибыли).

Суть основных принципов тарифной политики с точки зрения энергосбережения формулируется следующим образом:

1. Уровень тарифов на электро-и теплоэнергию, а также цен на топливо должен создать экономические условия, обеспечивающие развитие энергосберегающих технологий в производственных процессах производителей и потребителей ТЭР.
2. Тарифы на все виды энергоносителей должны обеспечивать сбалансированность социально-экономических интересов производителей и общества, и, в первую очередь, сведение к минимуму перекрестного субсидирования групп потребителей, имеющих льготы,с принятием адекватных мер по защите малоимущих слоев населения.
3. Обеспечение для заинтересованных лиц открытости и доступности материалов по рассмотрению и утверждению тарифов на электрическую и тепловую энергию, а также цен на топливо.
4. Ответственность органов, занимающихся государственным регулированием тарифов и цен, за экономическую обоснованность тарифов, за своевременность их внедрения, а также за разглашение сведений, составляющих коммерческую тайну.
5. Основным движущим механизмом снижения затрат должна стать конкуренция производителей и поставщиков энергии.
6. Устанавливать и оперативно корректировать тарифы на все виды энергоносителей по утвержденным методикам должны энергоснабжающие организации под контролем энергетических комиссий, Минэкономики, Госкомэнергосбережения и облисполкомов.

Стоимость электроэнергии для Саратовской области приведена ниже в таблице.

Цены (тарифы) на электрическую энергию для населения и приравненным к нему категориям потребителей				
Саратов и Саратовская область			2016 год	
№ п/п	Показатель (группы потребителей с разбивкой тарифа по ставкам и дифференциацией по зонам суток)	Единица измерения	Цена (тариф)	
			1 полугодие	2 полугодие
1.	Население, за исключением указанного в пункте 2 и 3 (тарифы указываются в рублях с учетом НДС) *			

Цены (тарифы) на электрическую энергию для населения и приравненным к нему категориям потребителей							
Саратов и Саратовская область			2016 год				
№ п/п	Показатель (группы потребителей с разбивкой тарифа по ставкам и дифференциацией по зонам суток)	Единица измерения	Цена (тариф)				
			1 полугодие		2 полугодие		
1.1	Одноставочный тариф	руб./кВт ч	**3,04**	+0,00%	**3,19**	+4,70%
1.2	Тариф, дифференцированный по двум зонам суток					
	Пиковая зона	руб./кВт ч	**3,5**	+0,00%	**3,67**	+4,63%
	Ночная зона	руб./кВт ч	**1,42**	+0,00%	**1,58**	+10,13%
1.3	Тариф, дифференцированный по двум зонам суток					
	Пиковая зона	руб./кВт ч	**4,75**	+0,00%	**4,22**	-12,56%
	Полупиковая зона	руб./кВт ч	**3,04**	+0,00%	**3,19**	+4,70%
	Ночная зона	руб./кВт ч	**1,42**	+0,00%	**1,58**	+10,13%
2.	Население, проживающее в городских населенных пунктах в домах, оборудованных в установленном порядке стационарными электроплитами и (или) электроотопительными установками, и приравненные к ним (тарифы указываются в рублях с учетом НДС) **					
2.1	Одноставочный тариф	руб./кВт ч	**2,13**	+0,00%	**2,23**	+4,48%
2.2	Тариф, дифференцированный по двум зонам суток					
	Пиковая зона	руб./кВт ч	**2,45**	+0,00%	**2,57**	+4,67%
	Ночная зона	руб./кВт ч	**0,99**	+0,00%	**1,1**	+10,00%
2.3	Тариф, дифференцированный по двум зонам суток					
	Пиковая зона	руб./кВт ч	**3,33**	+0,00%	**2,96**	-12,50%
	Полупиковая зона	руб./кВт ч	**2,13**	+0,00%	**2,23**	+4,48%
	Ночная зона	руб./кВт ч	**0,99**	+0,00%	**1,1**	+10,00%
3.	Население, проживающее в сельских населенных пунктах и приравненные к ним (тарифы указываются с учетом НДС) ***					
3.1	Одноставочный тариф	руб./кВт ч	**2,13**	+0,00%	**2,23**	+4,48%
3.2	Тариф, дифференцированный по двум зонам суток					
	Пиковая зона	руб./кВт ч	**2,45**	+0,00%	**2,57**	+4,67%
	Ночная зона	руб./кВт ч	**0,99**	+0,00%	**1,1**	+10,00%
3.3	Тариф, дифференцированный по двум зонам суток					
	Пиковая зона	руб./кВт ч	**3,33**	+0,00%	**2,96**	-12,50%
	Полупиковая зона	руб./кВт ч	**2,13**	+0,00%	**2,23**	+4,48%
	Ночная зона	руб./кВт ч	**0,99**	+0,00%	**1,1**	+10,00%

Цены (тарифы) на электрическую энергию для населения и приравненным к нему категориям потребителей						
Саратов и Саратовская область			2016 год			
№ п/п	Показатель (группы потребителей с разбивкой тарифа по ставкам и дифференциацией по зонам суток)	Единица измерения	Цена (тариф)			
			1 полугодие		2 полугодие	
4.1	Потребители, приравненные к населению (тарифы указываются в рублях с учетом НДС): Садоводческие, огороднические или дачные некоммерческие объединения граждан - некоммерческие организации, учрежденные гражданами на добровольных началах для содействия ее членам в решении общих социально-хозяйственных задач ведения садоводства, огородничества и дачного хозяйства.Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи приравненным к населению категориям потребителей, указанным в данном пункте2.					
4.1.1	Одноставочный тариф	руб./кВт ч	**3,04**	+0,00%	**3,19**	+4,70%
4.1.2	Тариф, дифференцированный по двум зонам суток					
	Пиковая зона	руб./кВт ч	**3,5**	+0,00%	**3,67**	+4,63%
	Ночная зона	руб./кВт ч	**1,42**	+0,00%	**1,58**	+10,13%
4.1.3	Тариф, дифференцированный по двум зонам суток					
	Пиковая зона	руб./кВт ч	**4,75**	+0,00%	**4,22**	-12,56%
	Полупиковая зона	руб./кВт ч	**3,04**	+0,00%	**3,19**	+4,70%
	Ночная зона	руб./кВт ч	**1,42**	+0,00%	**1,58**	+10,13%
4.2	Потребители, приравненные к населению (тарифы указываются в рублях с учетом НДС):Юридические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления осужденными в помещениях для их содержания при условии наличия раздельного учета электрической энергии для указанных помещений.Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи приравненным к населению категориям потребителей, указанным в данном пункте2.					
4.2.1	Одноставочный тариф	руб./кВт ч	**3,04**	+0,00%	**3,19**	+4,70%
4.2.2	Тариф, дифференцированный по двум зонам суток					
	Пиковая зона	руб./кВт ч	**3,5**	+0,00%	**3,67**	+4,63%
	Ночная зона	руб./кВт ч	**1,42**	+0,00%	**1,58**	+10,13%
4.2.3	Тариф, дифференцированный по двум зонам суток					
	Пиковая зона	руб./кВт ч	**4,75**	+0,00%	**4,22**	-12,56%
	Полупиковая зона	руб./кВт ч	**3,04**	+0,00%	**3,19**	+4,70%
	Ночная зона	руб./кВт ч	**1,42**	+0,00%	**1,58**	+10,13%
4.3	Потребители, приравненные к населению (тарифы указываются в рублях с учетом					

Цены (тарифы) на электрическую энергию для населения и приравненным к нему категориям потребителей						
Саратов и Саратовская область			2016 год			
№ п/п	Показатель (группы потребителей с разбивкой тарифа по ставкам и дифференциацией по зонам суток)	Единица измерения	Цена (тариф)			
			1 полугодие		2 полугодие	
	НДС): Содержащиеся за счет прихожан религиозные организации.Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи приравненным к населению категориям потребителей, указанным в данном пункте2.					
4.3.1	Одноставочный тариф	руб./кВт ч	**3,04**	+0,00%	**3,19**	+4,70%
4.3.2	Тариф, дифференцированный по двум зонам суток					
	Пиковая зона	руб./кВт ч	**3,5**	+0,00%	**3,67**	+4,63%
	Ночная зона	руб./кВт ч	**1,42**	+0,00%	**1,58**	+10,13%
4.3.3	Тариф, дифференцированный по двум зонам суток					
	Пиковая зона	руб./кВт ч	**4,75**	+0,00%	**4,22**	-12,56%
	Полупиковая зона	руб./кВт ч	**3,04**	+0,00%	**3,19**	+4,70%
	Ночная зона	руб./кВт ч	**1,42**	+0,00%	**1,58**	+10,13%
4.4	Потребители, приравненные к населению (тарифы указываются в рублях с учетом НДС): Объединения граждан, приобретающих электрическую энергию (мощность) для использования в принадлежащих им хозяйственных постройках (погреба, сараи).Некоммерческие объединения граждан (гаражно-строительные, гаражные кооперативы) и граждане, владеющие отдельно стоящими гаражами, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды и не используемую для осуществления коммерческой деятельности.Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи приравненным к населению категориям потребителей, указанным в данном пункте2.					
4.4.1	Одноставочный тариф	руб./кВт ч	**3,04**	+0,00%	**3,19**	+4,70%
4.4.2	Тариф, дифференцированный по двум зонам суток					
	Пиковая зона	руб./кВт ч	**3,5**	+0,00%	**3,67**	+4,63%
	Ночная зона	руб./кВт ч	**1,42**	+0,00%	**1,58**	+10,13%
4.4.3	Тариф, дифференцированный по двум зонам суток					
	Пиковая зона	руб./кВт ч	**4,75**	+0,00%	**4,22**	-12,56%
	Полупиковая зона	руб./кВт ч	**3,04**	+0,00%	**3,19**	+4,70%
	Ночная зона	руб./кВт ч	**1,42**	+0,00%	**1,58**	+10,13%

Вопросы для самоконтроля

1. Назовите основные статьи затрат в структуре себестоимости энергии.
2. Перечислите особенности определения себестоимости выработки энергии.
3. Что такое тарифообразование и каковы его задачи в области энергоиспользования?
4. Назовите принципы формирования тарифов в условиях регулируемой рыночной экономики.
5. В чем заключается роль государства в регулировании тарифов?
6. Сформулируйте основные принципы тарифной политики с точки зрения энергосбережения

Литература

Основная

1. Осика, Л.К. Коммерческий и технический учет электроэнергии на оптовом и розничном рынке. Спб: Политехника, 2005- 368 стр
2. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), [Текст]:– М.: Энергоатомиздат, 2007. – 675 с.
3. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 N 442
(ред. От 07.07.2015) "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии" (вместе с "Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии", "Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии")

Дополнительная

1. Правила учета электрической энергии
(утв. Минтопэнерго РФ 19.09.1996, Минстроем РФ 26.09.1996)
(Зарегистрировано в Минюсте РФ 24.10.1996 N 1182)

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Осика, Л.К. Коммерческий и технический учет электроэнергии на оптовом и розничном рынке. Спб: Политехника, 2005- 368 стр
2. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), [Текст]:– М.: Энергоатомиздат, 2007. – 675 с.
3. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 N 442

(ред. От 07.07.2015) "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии" (вместе с "Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии", "Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии")

4. Правила учета электрической энергии (утв. Минтопэнерго РФ 19.09.1996, Минстроем РФ 26.09.1996) (Зарегистрировано в Минюсте РФ 24.10.1996 N 1182)
5. Тихомиров М. М. Приборы учеты электрической энергии: учеб. пособие для СПО. / М. М. Тихомиров. - Волгоград: Издательский Дом «Ин-Фолио», 2011. – 160 с.
6. Осика Л. К. Коммерческий и технический учет электрической энергии на оптовом и розничных рынках. Теория и практические рекомендации. – СПб.: Политехника, 2006.
7. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. РД 34.09.101-94 с изменением № 1. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2004.
8. Воротницкий В. Э. и др. Методы и средства выявления безучетного потребления электрической энергии при наличии приборов учета. – М.: ДиалогЭлектро, 2006.
9. Железко Ю. С. и др. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. Руководство для практических расчетов. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2006.
10. Воротницкий В. Э. Потери электроэнергии в электрических сетях. Ситуация в России. Зарубежный опыт анализа и снижения. – М.: Диалог Электро, 2006

СОДЕРЖАНИЕ

Введение 3

ЛЕКЦИЯ 1 Коммерческий и технический учет электроэнергии. Общие сведения…….. 5

ЛЕКЦИЯ 2 Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии……. 9

ЛЕКЦИЯ 3 Архитектура АСКУЭ…….. 16

Лекция 4,5 Требования с элементам системы учета электроэнергии…….. 22

ЛЕКЦИЯ 6 Потери электроэнергии и способы их уменьшения 44

ЛЕКЦИЯ 7 Оптовый рынок электроэнергии…… 49

ЛЕКЦИЯ 8 Организация учета электроэнергии на промышленных предприятиях. Стоимость электроэнергии ……. 56

Библиографический список…… 68