

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
1 Основы формирования системы учета в условиях функционирования рынка электроэнергии.....	6
1.1 Исследование рынка электроэнергии	6
1.2 Анализ организации системы учета электроэнергии	16
1.3 Особенности расчетов за электроэнергию	28
2 Механизм расчетов ПАО «Красноярскэнергосбыт» за электроэнергию с потребителями	36
2.1 Позиционирование ПАО «Красноярскэнергосбыт» на рынке электроэнергии	36
2.2 Методика расчетов за потребленную электроэнергию для предприятий с присоединенной мощностью свыше 670 кВт	45
2.3 Оценка стоимости потребленной электроэнергии и мощности предприятием.....	74
3 Рекомендации по повышению эффективности коммерческого учета электроэнергии.....	90
3.1 Оценка экономического эффекта от внедрения АИИС КУЭ.....	90
3.2 Эффективность внедрения автоматизированной информационно – измерительной системы коммерческого учета электроэнергии.....	97
Заключение	103
Список использованных источников	105
Приложение А Список сокращений.....	111
Приложение Б Часы пиковой нагрузки для субъектов РФ.....	113
Приложение В Расчет стоимости потребленной электроэнергии при отсутствии АИИС КУЭ	115
Приложение Г Расчет стоимости потребленной электроэнергии при наличии АИИС КУЭ	135

ВВЕДЕНИЕ

Повышение эффективности управления энергопотреблением отвечает экономическим интересам поставщиков и потребителей электроэнергии. В связи с переходом к рыночной экономике, одним из направлений развития является точный контроль и учет электроэнергии. Контроль и учет электроэнергии обеспечивают значительную часть общего энергосбережения.

Новые экономические отношения в сфере управления энергопотреблением проявляются в формировании единого рынка электроэнергии. Исходя из вышесказанного, рынок электроэнергии должен представлять собой многокомпонентный механизм согласования экономических интересов поставщиков и потребителей электроэнергии.

Одним из самых важных компонентов рынка электроэнергии является его инструментальное обеспечение, которое представляет собой совокупность систем, приборов, устройств, каналов связи, алгоритмов и т. п. для контроля и управления параметрами энергопотребления. Базой формирования и развития инструментального обеспечения являются автоматизированные системы контроля и учета потребления электроэнергии.

При определении количества переданной энергии (мощности) и ее стоимости необходимо обеспечить достоверность данных, а также своевременность коммерческого учета. Выполнение этих требований может быть достигнуто путем автоматизации измерений параметров первичного коммерческого учета необходимой точностью и передачей этих данных пользователю. Это в свою очередь требует обоснования установки АСКУЭ на предприятиях.

Система финансовых расчетов требует особого внимания в стратегически важных отраслях экономики страны, в том числе и в электроэнергетике. Состояние этой системы важно как для всех отраслей, так и для государства в целом, в силу того, что электроэнергетика является базовой отраслью –

потребителями ее продукции и услуг является вся промышленность и бытовой сектор.

При переходе к рыночным отношениям между производителями и потребителями энергии возросла актуальность задач определения фактического объема полезного отпуска и стоимости потребленной электроэнергии, планирования почасового электропотребления. Эти важные задачи надо решить так, чтобы определение фактического почасового объема не сказалось негативно на потребителях, при этом особое внимание должно быть направлено на группу потребителей, у которых присоединенная мощность энергопринимающего оборудования превышает 670 кВт.

Ключевым звеном в цепочке между производством, поставкой электроэнергии и потребителем являются гарантирующие поставщики – энергосбытовые организации, обязанные заключить договоры на энергоснабжение с любым обратившимся к нему потребителем, расположенных в границах их зон деятельности. Электрическая энергия является товаром первой необходимости для граждан и для организаций, поэтому гарантирующий поставщик должен быть оплотом надежности энергоснабжения основой энергетической безопасности рынка. Любые ошибки и неточности на стадии организации расчетов непосредственно влияют на экономические показатели энергосбытовой организации. Расчеты с потребителями занимают большой удельный вес в общей работе ПАО «Красноярскэнергосбыт» и требуют значительных трудовых и материальных затрат.

Генерирующие компании и крупные промышленные предприятия, работающие на оптовом рынке, имеют возможность строить взаимовыгодные двусторонние отношения, основанные на объективной цене энергоресурсов. Чтобы добиться этого, была проведена огромная работа, в том числе по автоматизации процессов учета поставок или потребления электроэнергии, направленной на избежание коммерческих и технических потерь и получение оперативной и достоверной информации.

В связи с вышеизложенным были определены цели и задачи дипломного проекта.

Целью дипломного проекта является обоснование экономической целесообразности применения АИИС КУЭ.

Для решения поставленной цели были решены следующие задачи:

- исследование рынка электрической энергии и мощности;
- анализ методики определения объема потребленной электроэнергии для абонентов, присоединенной мощностью свыше 670 кВт, при отсутствии интервального учета или при непредоставлении почасовых данных потребления электроэнергии;
- сравнительный анализ расчетов за потребленную электроэнергию ПАО «Красноярскэнергосбыт» с промышленным предприятием;
- оценка стоимости потребленной электроэнергии предприятием с применением и без применения АИИС КУЭ;
- эффективность внедрения автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии.

Объектом исследования в данной работе являются расчеты ПАО «Красноярскэнергосбыт» с потребителями присоединенной мощностью свыше 670 кВт.

В соответствии с поставленными задачами была разработана соответствующая структура дипломного проекта, которая включает в себя введение, 3 главы (1 глава – методологические основы, 2 глава – анализ и оценка расчетов ПАО «Красноярскэнергосбыт» с предприятием «Производство», 3 глава – рекомендации по повышению эффективности коммерческого учета электроэнергии), заключение.

1 Основы формирования системы учета в условиях функционирования рынка электроэнергии

1.1 Исследование рынка электроэнергии

В России рынок электроэнергии и мощности (далее – рынок) представляет собой двухуровневую систему – оптовый и розничный рынки. Субъектами оптового рынка являются генерирующие компании (продавцы электроэнергии и мощности), сбытовые компании, сетевые организации, крупные потребители (покупатели электроэнергии и мощности). Стоит отметить, что субъекты оптового рынка, в частности, сбытовые организации, выступают как в роли покупателей электроэнергии и мощности (при работе на оптовом рынке), так и в роли продавцов (при работе на рознице). Для получения статуса участника оптового рынка организация должна удовлетворять требованиям Правил оптового рынка электрической энергии (мощности) и Договора о присоединении к торговой системе оптового рынка.

Правовые основы функционирования оптового рынка устанавливаются Федеральным законом РФ №35-ФЗ от 26 марта 2003 г. «Об электроэнергетике», основными положениями и правилами функционирования оптового рынка, утверждаемыми Правительством Российской Федерации, а также нормативными правовыми актами федеральных органов исполнительной власти.

Основными принципами функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности являются:

- 1) недискриминационный доступ к участию на оптовом рынке для всех покупателей и продавцов электроэнергии, которые соблюдают правила оптового рынка и удовлетворяют требованиям в отношении субъектов оптового рынка;

2) свобода выбора субъектами оптового рынка регламента купли-продажи электроэнергии посредством формирования рыночных цен и отбора ценовых заявок продавцов и ценовых заявок покупателей;

3) свободное взаимодействие субъектов, действующих по правилам оптового рынка;

4) учет особенностей участия отдельных субъектов оптового рынка, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности или производящих электрическую энергию на ТЭС, АЭС и ГЭС;

5) отсутствие дискриминации в правилах оптового рынка в отношении тех субъектов оптового рынка, которые владеют существующими или новыми объектами электроэнергетики;

6) взаимодействие субъектов оптового рынка на основе полного соблюдения договорных обязательств и финансовой дисциплины. [46 п.а, гл. 6, ст. 30]

В качестве субъектов оптового рынка электроэнергии и мощности выступают поставщики, покупатели электрической энергии, организации, обеспечивающие функционирование инфраструктуры рынка и администратор торговой системы оптового рынка.

Поставщики (генерирующие компании) и покупатели (энергосбытовые организации, крупные потребители электрической энергии, гарантирующие поставщики) электроэнергии являются участниками оптового рынка электроэнергии. Для получения статуса субъекта оптового рынка – участника обращения электрической энергии необходимо выполнение ряда требований, а именно:

1) соответствие количественным характеристикам, применяемым к объектам, в отношении которых заявитель планирует участие в оптовом рынке (поставщик электроэнергии должен владеть генерирующим оборудованием, установленная мощность которого в сумме равна или превышает 25 МВт и в каждой отдельной точке поставки составляет не менее 5 МВт, потребитель электрической энергии должен владеть энергопринимающим оборудованием,

суммарная присоединенная мощность которого равна или превышает 20 МВА, энергосбытовая организация должна иметь суммарную присоединенную мощность энергопринимающего оборудования не менее 20 МВА) [п.а, ст.14 46]. Указанные количественные характеристики не применяются к гарантирующим поставщикам электроэнергии;

2) выполнение требований технического характера, установленных договором о присоединении и нормативными правовыми актами, а именно обеспечение коммерческого учета потребленной (произведенной) электроэнергии и обеспечение связи с администратором торговой системы и системным оператором;

3) наличие заключенного договора об оказании услуг по передаче электрической энергии.

На сегодняшний день в состав субъектов оптового рынка электроэнергии входят [34]: 92 поставщика электрической энергии и мощности – владелец генерирующего оборудования, 107 энергосбытовых организаций, 35 крупных потребителей, 105 гарантирующих поставщиков, 1 организация, осуществляющая экспортно-импортные операции (ПАО «Интер РАО ЕЭС»), 8 территориальных сетевых организаций и 4 инфраструктурных организации (ПАО «Системный оператор Единой энергетической системы», ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы», НП «Совет рынка по организации эффективной системы оптовой и розничной торговли электрической энергией и мощностью», ПАО «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии»).

1 сентября 2006 года постановлением Правительства РФ от 31 августа 2006 г. N 529 «О совершенствовании порядка функционирования оптового рынка электрической энергии (мощности)» введена в действие новая модель оптового рынка, которая называется — новый оптовый рынок электроэнергии и мощности (НОРЭМ, в настоящее время употребляется аббревиатура ОРЭМ). Эта модель предполагает существование трёх секторов торговли

электроэнергией: долгосрочных двусторонних договоров; рынок на сутки вперед (РСВ); балансирующий рынок (БР).

На рынке долгосрочных двусторонних договоров торговля электроэнергией осуществляется по свободным двусторонним договорам и регулируемым договорам (РД). В секторе регулируемых договоров ФСТ устанавливает предельные тарифы на электрическую энергию, поставляемую на оптовый рынок и покупаемую с рынка. Объемы электроэнергии, которые не покрываются регулируемыми договорами, продаются по свободным ценам в рамках свободных двусторонних договоров и рынка «на сутки вперед». В рамках свободных двусторонних договоров участники рынка сами определяют контрагентов, цены и объемы поставки. Основой рынка «на сутки вперед» является 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. В этих заявках покупатели указывают желаемые объемы потребления и максимальную цену, которую они готовы заплатить за эти объемы, продавцы заявляют объемы и минимальную цену, по которой согласны продать электрическую энергию(см. рисунок 1.1).

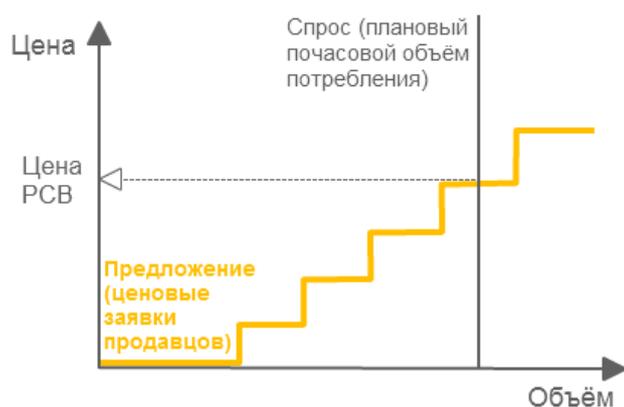


Рисунок 1.1 – Рынок «на сутки вперед»

При возникновении отклонений от запланированных на сутки вперед объемов поставки, участники покупают или продают их на балансирующем рынке. Балансирующий рынок – это покупка (продажа) участниками оптового

рынка объемов отклонений, определяемых как разница фактических объемов производства/потребления электроэнергии и планового почасового производства/потребления (см. рисунок 1.2).

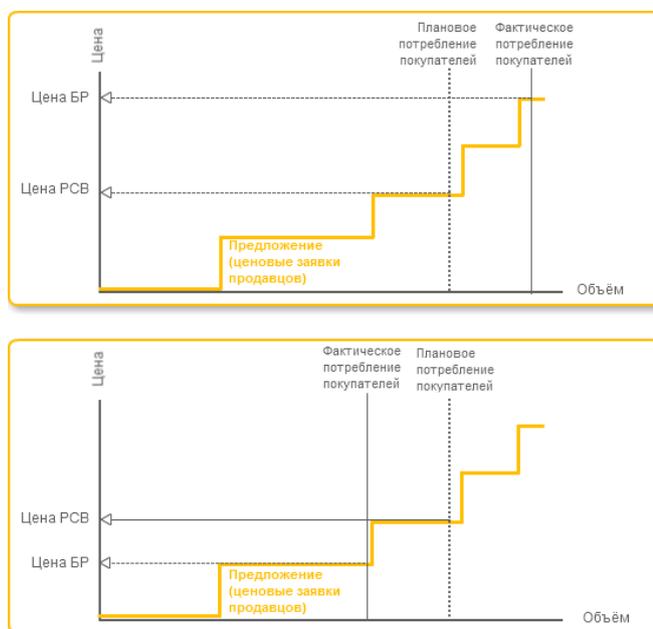


Рисунок 1.2 – Балансирующий рынок

Не везде на территории РФ цена электрической энергии формируется на конкурентной основе механизмами оптового рынка. На части территории Сибири и практически всей территории Дальнего Востока конкуренция невозможна, поэтому там существуют лишь изолированные энергосистемы. На большей части территории России электроэнергия поставляется потребителям с оптового рынка. Разделяют ценовые и неценовые зоны оптового рынка [43].

Ценовая зона оптового рынка - территория, которая определяется правительством РФ и в границах которой происходит формирование равновесной цены оптового рынка в порядке, предусмотренном Федеральным законом «Об электроэнергетике» и Правилами оптового рынка. Различают первую ценовую зону (зона Европы и Урала) и вторую ценовую зону (зона Сибири).

На территории ценовых зон ОРЭМ, электрическая энергия и мощность может поставляться по нерегулируемым ценам. То есть, когда цена на электрическую энергию формируется с учетом конкурентных заявок продавцов и покупателей. Генерирующие компании ОРЭМ 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 называется средневзвешенной нерегулируемой ценой. Гарантирующие поставщики электроэнергии должны каждый месяц размещать на своем официальном сайте нерегулируемые цены на электроэнергию.

Еще одним из важнейших принципов организации оптового рынка электроэнергии и мощности является договор о присоединении. Договор о присоединении подписывается Администратором торговой системы (АТС) и Системным оператором (СО) с целью обеспечения функционирования технологической и коммерческой инфраструктуры оптового рынка. В соответствии с Правилами оптового рынка электроэнергии [2] АТС определяют условия данного договора. На основе этих условий АТС и СО оказывают услуги участникам оптового рынка.

Договор о присоединении должен содержать следующие существенные условия:

- права и обязанности сторон, порядок их взаимодействия;
- порядок оплаты услуг, предоставляемых АТС и СО участникам оптового рынка;
- порядок заключения и исполнения договоров купли-продажи электроэнергии на оптовом рынке;
- взаимная ответственность сторон;
- основания, условия и порядок внесения в договор изменений и дополнений.

Розничный рынок электроэнергии — это система отношений, складывающихся между различными юридическими и физическими лицами в

связи с производством, распределением и потреблением электроэнергии вне оптового рынка. Продавец на таком рынке, как правило, имеет значительное количество покупателей относительно небольших объемов электроэнергии.

Основные принципы функционирования розничного рынка электрической энергии предусмотрены Федеральным законом РФ №35-ФЗ от 26 марта 2003 г. «Об электроэнергетике», Постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 №442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии».

Этим постановлением дается понятие субъектов розничного рынка электроэнергии – это участники отношений по производству, передаче, купле-продаже (поставке) и потреблению электрической энергии (мощности) на розничных рынках электрической энергии, а также по оказанию услуг, которые являются неотъемлемой частью процесса поставки электрической энергии потребителям [46, п. 2]. Иначе говоря, субъектами розничного рынка электрической энергии являются поставщики электрической энергии (энергосбытовые организации, гарантирующие поставщики, производители электрической энергии), потребители электрической энергии, территориальные сетевые организации, осуществляющие услуги по передаче электроэнергии; а также субъекты оперативно-диспетчерского управления (ОДУ), осуществляющие управление на уровне розничных рынков [п. 1, ст. 37, гл.7, 46].

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

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

Сетевые организации оказывают услуги по передаче электроэнергии, осуществляют технологическое присоединение энергопринимающих устройств к электрическим сетям, а также приобретают электроэнергию на розничных рынках в целях компенсации потерь электроэнергии, выступая как потребители.

Можно сказать, что центральным участником розничного рынка электроэнергии является гарантирующий поставщик. Гарантирующий поставщик — это участник оптового и розничных рынков электроэнергии, который обязан заключить договор с любым обратившимся к нему потребителем, который расположен в границах зоны его деятельности. Иными словами, это участник, который покупает электроэнергию на оптовом рынке и продает ее на розничном.

Гарантирующие поставщики работают на всей территории России. Зоны деятельности гарантирующих поставщиков в каждом регионе устанавливаются региональным органом власти.

Статус гарантирующего поставщика присваивается по результатам открытого конкурса.

До первого конкурса гарантирующими поставщиками Правительством РФ назначаются:

- 1) неразделенные АО-энерго и (или) энергосбытовые организации, созданные в результате реорганизации АО-энерго;
- 2) оптовые предприятия-перепродавцы и созданные на их базе сбытовые компании, поставляющие электроэнергию в объеме не менее 50 млн.кВтч в год;
- 3) энергосбытовые организации, обслуживающие потребителей, присоединенных к электрическим сетям ОАО «РЖД»;
- 4) хозяйствующие субъекты, эксплуатирующие объекты электросетевого хозяйства или генерирующие объекты, не имеющие электрических связей с ЕЭС России, и изолированными энергосистемами.

Конкурс на получение статуса гарантирующего поставщика организуется и проводится уполномоченным региональным органом исполнительной власти. К участникам конкурса предъявляются следующие требования:

- 1) наличие лицензии на осуществление деятельности по продаже электрической энергии гражданам;
- 2) наличие собственного капитала в размере 5% среднемесячной стоимости электроэнергии либо банковской гарантии;
- 3) информационно-технологическое взаимодействие с Системным оператором и НП «АТС»;
- 4) отсутствие просроченной задолженности перед поставщиками электроэнергии и услуг.

Границами зоны деятельности гарантирующего поставщика-участника оптового рынка, являются группа точек поставки на оптовом рынке, которые соответствуют территориям субъектов РФ.

Для гарантирующего поставщика, не являющегося участником оптового рынка, границы определяются в зависимости от балансовой принадлежности электрических сетей, к которым присоединены потребители, обслуживаемые гарантирующим поставщиком.

Изменение границ зоны деятельности гарантирующих поставщиков может произойти только в ходе очередного конкурса на получение статуса гарантирующего поставщика.

Гарантирующие поставщики осуществляют поставку электрической энергии по публичным договорам энергоснабжения или купли-продажи (поставки) электрической энергии. Особенность публичного договора состоит в том, что гарантирующий поставщик обязуется заключить договор с каждым потребителем, который к нему обратится.

В соответствии с договором, гарантирующий поставщик обязуется осуществлять продажу электроэнергии и / или оказывать услуги по передаче электрической энергии и ОДУ, а потребитель обязуется оплачивать потребляемую электроэнергию и предоставленные услуги.

Гарантирующий поставщик может отказаться от исполнения обязательств по поставке, если покупатель не оплатил электроэнергию и услуги по ее поставке суммарно за два и более расчетных периода, а также исказил данные о фактическом потреблении электроэнергии.

Сетевые организации оказывают услуги по передаче электроэнергии с использованием электрических сетей, а также осуществляют технологическое присоединение энергетических установок юридических и физических лиц к электросетям.

К территориальным сетевым организациям относятся сетевые организации, владеющие используемыми для предоставления услуг по передаче электрической энергии объектами электросетевого хозяйства, не входящими в состав единой национальной электрической сети.

Услуги по передаче электрической энергии предоставляются сетевой организацией на основании договора о возмездном оказании услуг. Потребителями услуг по передаче электроэнергии на розничных рынках являются лица, владеющие энергопринимающими устройствами, технологически присоединенными к электрическим сетям, а также энергосбытовые организации и гарантирующие поставщики, заключившие договор об оказании услуг по передаче электроэнергии в интересах обслуживаемых ими потребителей.

Электрическая энергия реализуется на розничных рынках на основании следующих видов договоров:

- 1) договор купли-продажи (поставки) электроэнергии;
- 2) договор энергоснабжения, включающий в себя как условия купли-продажи электроэнергии, так и все существенные условия договоров оказания услуг по передаче электроэнергии.

Порядок заключения, исполнения и расторжения публичных договоров, предполагает, что с потребителями-гражданами договоры энергоснабжения могут заключаться без письменной формы. Заключение договора с гражданином подтверждается оплатой за потребленную электроэнергию в

пользу гарантирующего поставщика. Другие потребители заключают договор в простой письменной форме.

Таким образом, на рынке электроэнергии и мощности действуют энергосбытовые компании, к которым среди прочих относятся гарантирующие поставщики электроэнергии.

Для контроля поставки и денежного расчета за электроэнергию между энергоснабжающей организацией и потребителем необходимо осуществлять ее учет.

1.2 Анализ организации системы учета электроэнергии

Учет электроэнергии является непременным условием расчета между ее производителями и потребителями. Правильная организация учета электроэнергии необходима потому, что ее производство и потребление практически совпадают во времени и допущенная ошибка в учете электроэнергии при ее производстве или потреблении не поддается исправлению методом повторного изменения. Она может быть исправлена только косвенным, т.е. расчетным путем, однако такой расчет является приближенным.

Приборный учет электроэнергии должен обеспечивать требуемую точность измерения электрических параметров. Учет электроэнергии может быть предназначен:

- для определения технико-экономических показателей работы энергопредприятий и потребителей;
- для расчетов потребителей с энергоснабжающей организацией;
- для контроля расхода электроэнергии внутри электроустановки потребителя.

Счетчики потребителей используются как для определения технико-экономических показателей потребления электроэнергии, так и для расчета за потребленную электроэнергию.

В настоящее время выделяют следующие группы потребителей электроэнергии:

- 1) базовые потребители – потребители, получающие электроэнергию через гарантирующих поставщиков и энергоснабжающие организации;
- 2) население – граждане, использующие электроэнергию на коммунально-бытовые нужды, а также приравненные к населению категории потребителей, которым электроэнергия поставляется по регулируемым ценам;
- 3) прочие потребители;
- 4) организации, оказывающие услуги по передаче электрической энергии, приобретающие ее в целях компенсации потерь в сетях, принадлежащих данным организациям.

Решение проблем современного энергоучета на предприятии требует создания автоматизированных систем контроля и учета энергоресурсов (АСКУЭ), в структуре которых в общем случае можно выделить четыре уровня[4] (см. рисунок 1.3):

-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 (рисунок 1.3). Для связи уровней ПИП и УСПД или центров сбора данных, как правило, используется прямое соединение по стандартным интерфейсам (типа RS-485, ИРПС и т.п.). УСПД с центрами сбора данных 3-го уровня, центры сбора данных 3-го и 4-го уровней могут быть соединены по выделенным, коммутируемым каналам связи или по локальной сети.

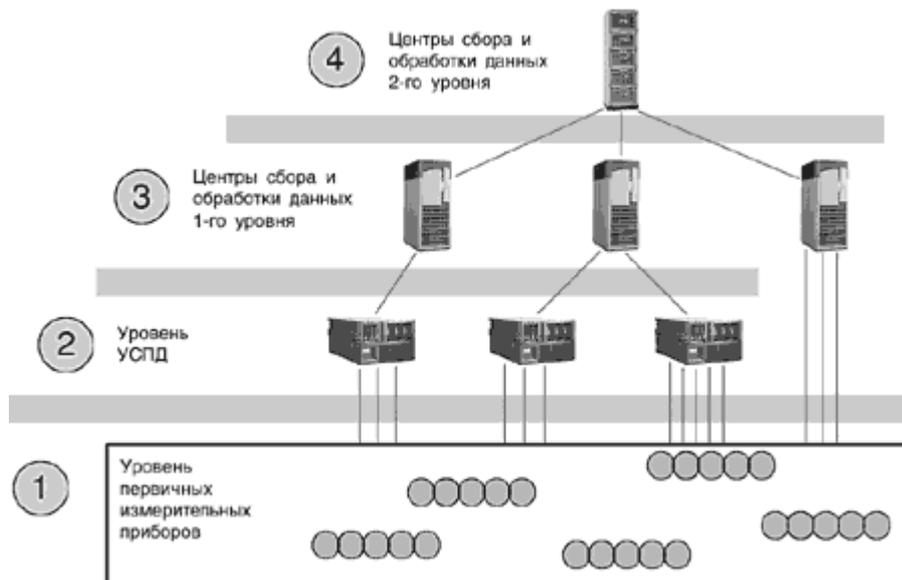


Рисунок 1.3 – Уровни АИИС КУЭ

По назначению АСКУЭ предприятия подразделяют на системы коммерческого и технического учета[3]. 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 отдельные системы или как единая система.

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

средства учета нижнего и среднего уровня АСКУЭ должны выбираться из государственного реестра измерительных средств. Кроме того, системы коммерческого учета в обязательном порядке пломбируются, что ограничивает возможности внесения в них каких-либо оперативных изменений со стороны персонала предприятия. Технический учет, наоборот, динамичен и постоянно развивается, отражая меняющиеся требования производства; для него характерно большое количество точек учета с разными задачами контроля энергоресурсов, по которым можно устанавливать в целях экономии средств приборы пониженной точности. Технический контроль допускает использование приборов, не занесенных в 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. Учитывая эту специфику коммерческого и технического учета можно оптимизировать стоимость создания АСКУЭ и ее эксплуатации.

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

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

Благодаря различным способам достижения цели минимизация затрат на энергоресурсы может быть реализована как без уменьшения объема

потребления энергоресурсов, так и за счет уменьшения объема потребления энергоресурсов.

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

Задачи систем контроля и учета:

1) точное измерение параметров поставки/потребления энергоресурсов с целью обеспечения расчетов за энергоресурсы в соответствии с реальным объемом их поставки/потребления и минимизации непроизводительных затрат на энергоресурсы, в частности, за счет использования более точных измерительных приборов или повышения синхронности сбора первичных данных;

2) диагностика полноты данных с целью обеспечения расчетов за энергоресурсы в соответствии с реальным объемом их поставки/потребления за счет повышения достоверности данных, используемых для финансовых расчетов с поставщиками энергоресурсов и субабонентами предприятия и принятия управленческих решений;

3) комплексный автоматизированный коммерческий и технический учет энергоресурсов и контроль их параметров по предприятию, его инфра- (котельная и объекты жилкомбыта) и интраструктурам (цеха, подразделения, субабоненты) по действующим тарифным системам с целью минимизации производственных и непроизводительных затрат на энергоресурсы;

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

5) фиксация отклонений контролируемых параметров энергоресурсов, их оценка в абсолютных и относительных единицах для анализа как энергопотребления, так и производственных процессов с целью минимизации

затрат на энергоресурсы и восстановление производственных процессов после их нарушения из-за выхода контролируемых параметров энергоресурсов за допустимые пределы;

б) сигнализация (цветом, звуком) об отклонениях контролируемых величин от допустимого диапазона значений с целью минимизации производственных затрат на энергоресурсы за счет принятия оперативных решений;

7) прогнозирование (кратко-, средне- и долгосрочное) значений величин энергоучета с целью минимизации производственных затрат на энергоресурсы за счет планирования энергопотребления;

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

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

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 [17].

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

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

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.

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

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

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[3].

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

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

- описание электрических соединений объектов и их характеристик;
- параметризация коммуникаций и характеристик опроса;
- диагностика системы;
- поддержание единого системного времени.

4) Организация многоуровневой АСКУЭ для территориально распределенного среднего и крупного предприятия или энергосистемы.

Основная часть счетчиков постоянно связана с центрами сбора данных первого уровня прямыми каналами связи и опрашивается в соответствии с заданным расписанием опроса, как в третьем способе организации АСКУЭ. Между некоторыми счетчиками и центром сбора данных первого уровня может не быть постоянной связи, они могут опрашиваться с помощью переносного компьютера, как во втором способе организации АСКУЭ. Первичная информация со счетчиков записывается в БД центров сбора данных первого уровня, на них же происходит обработка данных. В центрах сбора данных второго уровня осуществляется дополнительное агрегирование и структурирование информации, запись ее в БД центров сбора данных второго уровня. При таком способе организации АСКУЭ в качестве БД рекомендуется использовать СУБД ORACLE8.X[3].

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

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

Центры сбора данных, как правило, выполняют только функции сбора и обработки данных, АРМы пользователей подключаются к ним по локальной сети. При небольшом количестве счетчиков на объекте центр сбора данных первого уровня может выполнять функции АРМа.

Центры сбора данных 1-го уровня связаны с центрами сбора данных 2-го уровня каналами связи. Каналы связи могут быть выделенными, коммутируемыми, прямым соединением по локальной сети. Сервер сбора данных центра сбора данных 2-го уровня автоматически запрашивает необходимую информацию из БД центров сбора данных 1-го уровня в соответствии с установленным расписанием. Организация многоуровневой АСКУЭ для территориально распределенного среднего и крупного предприятия или энергосистемы позволяет решать следующие задачи[4]:

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

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

Однородная система

При создании АСКУЭ для реализации элементов разных уровней системы можно использовать различные технические решения от различных поставщиков. За счет этого можно минимизировать стоимость элементов создаваемой системы. Однако, наиболее предпочтительным является использование технических решений, которые позволяют строить АСКУЭ как однородную систему, т.е. установить в каждом объекте учета одинаковое программное обеспечение, базирующееся на однородных аппаратных средствах. Это дает возможность поэтапной автоматизации бизнес-процессов, связанных с учетом электроэнергии и контролем ее параметров, возможность поэтапного построения АСКУЭ и введения ее в промышленную эксплуатацию, уменьшает стоимость пусконаладки системы, т.к. программное обеспечение начинает работать сразу и сразу предоставляет требуемую информацию, уменьшает стоимость эксплуатации АСКУЭ. По мере роста системы, реализации связи между центрами сбора данных, они гарантированно включаются в единый технологический процесс.

Таким образом, АСКУЭ обеспечивает коммерческий учет, результаты которого используются при расчетах между поставщиком и потребителем электроэнергии, а также является средством технологического контроля в системах электроснабжения.

1.3 Особенности расчетов за электроэнергию

В соответствии с Основными положениями 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:

1) ценовые зоны. Продажа остальных объемов электрической энергии(мощности) на территориях субъектов Российской Федерации, объединенных в ценовые зоны оптового рынка, осуществляется по нерегулируемым ценам.

2) неценовые зоны. Продажа остальных объемов электрической энергии (мощности) на территориях субъектов Российской Федерации, объединенных в неценовые зоны оптового рынка, осуществляется по регулируемым ценам.

Регулируемые цены устанавливаются на основании одобренного Правительством Российской Федерации прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на очередной год. Федеральная служба по тарифам Российской Федерации устанавливает предельные минимальные и максимальные уровни регулируемых тарифов на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей.

Предельные максимальные и минимальные уровни тарифов могут устанавливаться с календарной разбивкой как в среднем по субъектам Российской Федерации, так и отдельно для гарантирующих поставщиков и других энергоснабжающих организаций с учетом региональных и иных особенностей.

Предельные минимальные и максимальные уровни регулируемых тарифов на электрическую энергию, поставляемую гарантирующими поставщиками, энергосбытовыми компаниями, к числу потребителей которых относится население и (или) приравненные к нему категории потребителей, устанавливаются исходя из полных объемов потребления электрической энергии (мощности), утвержденных при формировании сводного прогнозного баланса.

В рамках предельных уровней тарифов региональные службы по тарифам субъектов Российской Федерации устанавливают на розничном рынке

регулируемые тарифы на электрическую энергию для граждан-потребителей и приравненным к ним категориям потребителей.

В неценовых зонах оптового рынка при определении цен на электрическую энергию, поставляемую на розничных рынках конечным потребителям, применяются принципы трансляции цен оптового рынка, установленные Основными положениями, а также Правилами применения цен (тарифов), определения стоимости электрической энергии, реализуемой на розничных рынках по регулируемым ценам (тарифам), оплаты отклонений фактических объемов потребления электрической энергии (мощности) от договорных, а также возмещения расходов в связи с изменением договорного объема потребления электрической энергии (мощности) на территориях, не объединенных в ценовые зоны оптового рынка, утвержденными приказом ФСТ России от 30 ноября 2010 г. № 364-э/4. Трансляция цен оптового рынка осуществляется в отношении всех конечных потребителей, за исключением населения и приравненных к нему категорий потребителей.

Цены трансляции, рассчитываемые сбытовыми компаниями в соответствии с Правилами применения цен (тарифов), определяются исходя из регулируемых тарифов, установленных для соответствующей категории потребителей, и стоимости покупки электрической энергии и мощности на оптовом рынке гарантирующим поставщиком. Население и приравненные к нему потребители оплачивают электрическую энергию по тарифам, установленным органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации.

Регулируемые тарифы на розничных рынках неценовых зон (кроме населения и приравненных к нему категорий потребителей) устанавливаются регулирующими органами субъектов Российской Федерации одновременно в 3 вариантах:

-одноставочная цена (тариф), включающая в себя полную стоимость поставки 1 киловатт-часа электрической энергии с учетом стоимости мощности;

-одноставочная, дифференцированная по 2 и 3 зонам суток времени цена (тариф), включающая в себя полную стоимость поставки 1 киловатт-часа электрической энергии с учетом стоимости мощности;

-трехставочная цена (тариф), включающая в себя ставку за 1 киловатт-час электрической энергии, ставку за 1 киловатт мощности, оплачиваемой потребителем (покупателем в отношении указанного потребителя) в расчетный период в соответствии с Основными положениями ставку за 1 киловатт мощности, определяемой в соответствии с Правилами недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг и прогнозным балансом.

Потребители с максимальной мощностью не менее 670 кВт могут применять только трехставочную цену (тариф), остальные потребители могут выбрать любой из указанных выше трех вариантов тарифов.

Трансляция в неценовых зонах оптового рынка для потребителей розничных рынков осуществляется в два этапа: доведение цены оптового рынка до конечных потребителей – «базовая часть трансляции» и оплата отклонений розничными потребителями. При этом отклонения оплачивают только потребители с максимальной мощностью не менее 670 кВт. Потребители с максимальной мощностью менее 670 кВт оплачивают электрическую энергию (мощность) в «базовой части трансляции» и не оплачивают отклонения фактического объема потребления электрической энергии от договорного.

«Базовая часть трансляции» предполагает учет в ценах для потребителей розничных рынков отличие стоимости электрической энергии (мощности), определяемой исходя из сложившихся электроэнергетических режимов, от стоимости электрической энергии (мощности), рассчитываемой исходя из балансовых объемов. Указанные факторы учитываются путём прибавления к тарифу, установленному для потребителя, величины, равной произведению удельной стоимости электрической энергии (мощности) на оптовом рынке, являющейся составной частью регулируемой цены (тарифа), и коэффициентов, отражающих долю потребления электрической энергии (мощности)

населением, а также отличие сложившейся стоимости электрической энергии (мощности) от стоимости объемов электрической энергии (мощности), определенных для гарантирующего поставщика (энергосбытовой организации) в прогнозном балансе. При этом стоимость отклонений, оплачиваемых на оптовом рынке гарантирующим поставщиком (энергосбытовой компанией) не учитывается при определении цен «базовой» трансляции.

Отклонения фактического объема потребления от договорного оплачивается потребителями с максимальной мощностью не менее 670 кВт с применением повышающих (понижающих) коэффициентов. В основу трансляции отклонений положен принцип индивидуальной ответственности каждого потребителя за соблюдение почасовых объемов потребления (потребители с максимальной мощностью не менее 670 кВт обязаны планировать собственное потребление в почасовом режиме). Потребители с максимальной мощностью менее 670 кВт не оплачивают отклонения и не обязаны планировать собственное почасовое потребление.

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

Гарантирующие поставщики продают электрическую энергию по нерегулируемым ценам в рамках предельных уровней нерегулируемых цен, определяемых и применяемых в соответствии с Основными положениями.

Энергосбытовые (энергоснабжающие) организации продают электрическую энергию (мощность) по свободным нерегулируемым ценам.

Производители электрической энергии на розничных рынках продают электрическую энергию по свободным нерегулируемым ценам, за исключением случаев продажи электрической энергии гарантирующему поставщику.

Предельные уровни нерегулируемых цен на электрическую энергию рассчитываются гарантирующим поставщиком по следующим ценовым категориям:

-первая ценовая категория – для объемов покупки электрической энергии (мощности), учет которых осуществляется в целом за расчетный период;

-вторая ценовая категория –для объемов покупки электрической энергии (мощности), учет которых осуществляется по зонам суток расчетного периода;

-третья ценовая категория –для объемов покупки электрической энергии (мощности), в отношении которых в расчетном периоде осуществляется почасовой учет и стоимость услуг по передаче электрической энергии определяется по тарифу в одноставочном выражении;

-четвертая ценовая категория –для объемов покупки электрической энергии (мощности), в отношении которых в расчетном периоде осуществляется почасовой учет и стоимость услуг по передаче электрической энергии определяется по тарифу в двухставочном выражении;

-пятая ценовая категория –для объемов покупки электрической энергии (мощности), в отношении которых в расчетном периоде осуществляются почасовое планирование и учет и стоимость услуг по передаче электрической энергии определяется по тарифу в одноставочном выражении;

-шестая ценовая категория –для объемов покупки электрической энергии (мощности), в отношении которых в расчетном периоде осуществляются почасовое планирование и учет и стоимость услуг по передаче электрической энергии определяется по тарифу в двухставочном выражении.

Предельные уровни нерегулируемых цен на электрическую энергию дифференцируются в зависимости от уровня напряжения и величины максимальной мощности, принадлежащих потребителю энергопринимающих устройств в соответствии с дифференциацией тарифов на услуги по передаче и сбытовых надбавок ГП, которые устанавливаются в виде процента от цен (тарифов) на электрическую энергию и (или) мощность на оптовом рынке. Значения предельных уровней нерегулируемых цен публикуются гарантирующими поставщиками на их официальных сайтах в сети «Интернет» или в официальном печатном издании не позднее чем через 15 дней после окончания расчетного периода.

Для определения и применения гарантирующим поставщиком предельных уровней нерегулируемых цен коммерческий оператор оптового рынка публикует на своем официальном сайте в сети «Интернет» следующие составляющие предельных уровней нерегулируемых цен и параметры, используемые для расчета:

-фактический объем потребления электрической энергии гарантирующим поставщиком на оптовом рынке за соответствующий расчетный период;

-объем фактического пикового потребления гарантирующего поставщика на оптовом рынке за соответствующий расчетный период;

-коэффициент оплаты мощности для соответствующей зоны суток расчетного периода;

-средневзвешенная нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемая за соответствующий расчетный период по результатам конкурентных отборов на сутки вперед и для балансирования системы;

-дифференцированная по зонам суток расчетного периода средневзвешенная нерегулируемая цена на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке;

-дифференцированная по часам расчетного периода нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемая по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед;

-дифференцированная по часам расчетного периода нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемая по результатам конкурентных отборов ценовых заявок на сутки вперед и для балансирования системы;

-дифференцированная по часам расчетного периода нерегулируемая цена на электроэнергию на оптовом рынке, определяемая по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы в отношении объема превышения фактического потребления над плановым;

-дифференцированная по часам расчетного периода нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемая по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы в отношении объема превышения планового потребления над фактическим;

-приходящаяся на единицу электрической энергии величина разницы предварительных требований и обязательств, рассчитанных на оптовом рынке по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед;

-приходящаяся на единицу электрической энергии величина разницы предварительных требований и обязательств, рассчитанных на оптовом рынке по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы;

-средневзвешенная нерегулируемая цена на мощность на оптовом рынке.

Потребители (покупатели в отношении таких потребителей) осуществляют выбор ценовой категории самостоятельно посредством уведомления гарантирующего поставщика в течение 1 месяца с даты принятия решения об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии в соответствующем субъекте Российской Федерации и имеют право выбрать:

-с максимальной мощностью энергопринимающих устройств менее 670 кВт первую – шестую ценовую категорию.

-с максимальной мощностью энергопринимающих устройств не менее 670 кВт третью – шестую ценовую категорию. До 1 июля 2013г. данная категория потребителей имела право выбрать также первую – вторую ценовую категорию.

При этом выбранная ценовая категория применяется для расчетов за электрическую энергию (мощность) с даты введения в действие тарифов на услуги по передаче электрической энергии.

В случае отсутствия уведомления о выборе иной, кроме первой и второй ценовых категорий, для расчетов за электрическую энергию (мощность) начиная с 1 июля 2013 г. в отношении потребителей с максимальной

мощностью не менее 670 кВт применяется третья или четвертая ценовая категория.

Изменение ценовой категории осуществляется путем направления уведомления гарантирующему поставщику за 10 рабочих дней до начала расчетного периода, с которого предполагается изменить ценовую категорию. При этом изменение уже выбранного на текущий период регулирования варианта расчета за услуги по передаче не допускается, если иное не предусмотрено Основными положениями и Основами ценообразования.

Гарантирующий поставщик обязан производить расчеты по ценовой категории, указанной в уведомлении об изменении ценовой категории, с 1-го числа месяца, следующего за месяцем, в котором потребитель (покупатель) направил соответствующее уведомление, но не ранее даты, когда были допущены в эксплуатацию приборы учета, позволяющие измерять объемы потребления электрической энергии по зонам суток (переход ко второй ценовой категории); даты, когда были допущены в эксплуатацию приборы учета, позволяющие измерять почасовые объемы потребления электрической энергии (переход к третьей - шестой ценовым категориям).

Правильный выбор ценовой категории электроэнергии является одним из эффективных способов снижения издержек и повышения конкурентоспособности предприятия. Потребители смогут оптимизировать энергопотребление и направить сэкономленные средства на модернизацию производства и решение социальных задач.

2 Механизм расчетов ПАО «Красноярскэнергосбыт» за электроэнергию с потребителями

2.1 Позиционирование ПАО «Красноярскэнергосбыт» на рынке электроэнергии

В настоящее время ПАО «Красноярскэнергосбыт» является одним из ведущих энергетических предприятий края, осуществляющих реализацию электроэнергии потребителям. ПАО «Красноярскэнергосбыт» образовано 1 октября 2005 года в результате реформирования ПАО «Красноярскэнерго» на базе филиала «Энергосбыт» и является дочерним обществом ПАО «Энергосбытовая компания РусГидро». Абонентами компании являются более 30 тысяч юридических лиц и более 970 тысяч жителей Красноярского края. Наряду с торговлей электрической энергией, ПАО «Красноярскэнергосбыт» предоставляет для своих клиентов и другие услуги. Это продажа, техническое обслуживание и ремонт приборов учета электроэнергии, высоковольтные испытания электрооборудования; энергоаудит объектов; оказание услуг по агентским договорам [10].

Основным рынком сбыта, на котором ПАО «Красноярскэнергосбыт» осуществляет свою хозяйственную деятельность, является Красноярский край (не включая территории Эвенкии и Таймыра).

В состав ПАО «Красноярскэнергосбыт» входят 8 отделений: Пригородное; Ачинское; Канское; Заозерновское; Кодинское; Лесосибирское; Минусинское; Шарыповское.

Деятельность на оптовом и розничном рынках реализации энергии и мощности. ПАО «Красноярскэнергосбыт» осуществляет покупку электроэнергии и мощности на оптовом и розничном рынке [10]. Объем покупки электроэнергии по регулируемым ценам (тарифам) в рамках РД в 2015 году практически не претерпел изменений относительно прошлого года («+»

0,1%) и составил 3 487 млн кВт·ч, или 24,1% от объема покупки электроэнергии на ОРЭМ.

Объем покупки электроэнергии по свободным (нерегулируемым) ценам по итогам 2015 года сложился на уровне 11 022 млн кВт·ч, что составляет 76 % от объема покупки электроэнергии на ОРЭМ (на 6,6 % меньше аналогичных объемов покупки электроэнергии в 2014 году), в т. ч.:

-покупка на рынке «на сутки вперед» — 10 805 млн кВт·ч, что составляет основную долю покупки электроэнергии по свободным ценам, или 74,5 % от объема покупки электроэнергии на ОРЭМ;

-покупка на балансирующем рынке — 217 млн кВт·ч, что составляет 1,5 % от объема покупки электроэнергии на ОРЭМ [10].

Среднегодовой объем покупки мощности по регулируемым ценам (тарифам) в рамках РД в 2015 году составил 1 341 МВт/мес., или 38,6% от объема покупки мощности на ОРЭМ, что на 3,6 % больше объемов покупки мощности по РД в 2014 году[10].

Среднегодовой объем покупки мощности по свободным (нерегулируемым) ценам в 2015 году составил 2 133 МВт/мес., или 61,5 % от общего объема покупки мощности на ОРЭМ, что на 0,5 % больше аналогичных объемов покупки мощности в 2014 году, в том числе:

-покупка мощности по СДМ — 1 090 МВт, что составляет основную долю покупки мощности по свободным ценам (31,4% от среднегодового объема покупки мощности на ОРЭМ) и на 19 % больше объемов покупки мощности по СДМ в 2014 году;

-покупка мощности по ДПМ — 204 МВт, что составляет 5,9% среднегодового объема покупки мощности на ОРЭМ и на 56 % больше объемов покупки мощности по ДПМ в 2014 году;

-покупка мощности по ДВР — 87 МВт, что составляет 2,5 % среднегодового объема покупки мощности на ОРЭМ и на 37 % меньше объемов покупки мощности по данным договорам в 2014 году;

-покупка мощности на КОМ — 754 МВт, что составляет 21,7 % от среднегодового объема покупки мощности на ОРЭМ и на 20 % меньше объемов покупки мощности на КОМ в 2014 году [10].

Средневзвешенная цена покупки электрической энергии по итогам 2015 года составила 701,04 руб./МВт·ч, что на 15 % выше уровня 2014 года (609,2 руб./МВт·ч). Это обусловлено ростом цен на конкурентном секторе оптового рынка в 2015 году.

Цена на рынке «на сутки вперед» составила 864,64 руб./МВт·ч, что в 5 раз превышает индикативную цену на электроэнергию и выше цены 2014 года на 18,5 %, что объясняется главным образом аномальной гидрологической ситуацией в регионе (маловодный год).

Средневзвешенная цена продажи электрической энергии по итогам 2015 года составила 495,83 руб./МВт·ч, что на 23,2% выше уровня 2014 года (402,32 руб./МВт·ч) [33].

Деятельность ПАО «Красноярскэнергосбыт» по продаже и реализации электрической энергии. Данные по объемам продаж и реализации электроэнергии, а также дебиторская задолженность предприятия представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Динамика объема продаж и реализации электрической энергии за 2014-2015 гг., в том числе динамика абонентской задолженности

Показатели в тыс. руб.

Период	Реализация энергии	Объем продаж	Дебиторская задолженность на конец периода
2014	30 335 675	31 250 605	5 113 657
2015	36 885 698	36 793 331	4 850 495

Отпуск электроэнергии потребителям в объеме, подлежащем поставке по регулируемым ценам, производится населению и приравненным к нему потребителям по тарифам, установленным РЭК Красноярского края, а остальным группам потребителей в объеме фактического потребления — по нерегулируемым ценам в рамках предельного уровня. Структура отпуска

электроэнергии потребителям по отдельным группам представлена в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Структура отпуска электроэнергии в 2015 г.

Категория цен за отпущенную электроэнергию	Объем электрической энергии, тыс. кВт·ч	Стоимость электрической энергии без НДС, тыс. руб.
Регулируемые цены	3 203 496	4 929 138
Нерегулируемые цены	10 844 864	26 344 283
Всего	14 048 359	31 273 421

В 2014 году полезный отпуск составил 14 729 396 тыс. кВт·ч на сумму 31 250 605 тыс. руб.; реализация — 30 335 675 тыс. руб., или 97,1 %. В 2015 году полезный отпуск составил 14 000 836 тыс. кВт·ч на сумму 36 793 331 тыс. руб.; реализация — 36 885 698 тыс. руб., или 100,3 % [10].

Фактическая величина дебиторской задолженности по состоянию на 01.01.2016 г. составила 4 850 495 тыс. руб., плановая величина — 3 439 789 тыс. руб. [33].

Основными потребителями электроэнергии являются:

- промышленность;
- население;
- сельское хозяйство;
- лесное хозяйство;
- строительство;
- прочие отрасли.

Наибольший удельный вес объема продаж в 2015 году занимает промышленность — 44,07%, население — 21,44%, прочие отрасли — 16,23%. Структура продаж представлена на рисунке 2.1.



Рисунок 2.1 – Структура и объем продаж электроэнергии в разрезе отраслей в 2015 г.

Фактическая величина дебиторской задолженности по состоянию на 01.01.2016 г. составила 4 850 495 тыс. руб., плановая величина — 3 439 789 тыс. руб. [33].

Структура дебиторской задолженности представлена на рисунке 2.2.

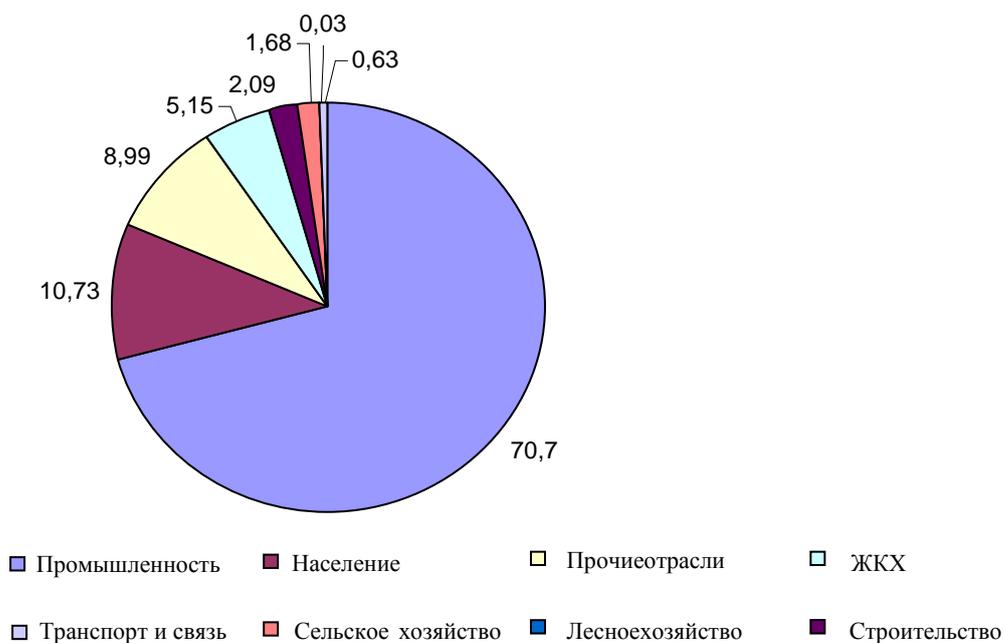


Рисунок 2.2 – Структура дебиторской задолженности по отраслям на начало 2016 г.

ПАО «Красноярскэнергосбыт» осуществляет инвестиционную деятельность, которая состоит из следующих инвестиционных программ: реконструкция зданий и сооружений, приобретение и реконструкция объектов недвижимости, создание и модернизация информационных систем, приобретение оборудования разного назначения, транспортных средств, техники и прочее. Освоение капитальных вложений представлено в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Динамика капитальных вложений

Показатель	Показатели в млн. руб.	
	2014	2015
Капитальные вложения (без НДС)	61,6	63,2
ТПиР	31,47	46,07
Новое строительство	3,22	0
Приобретение объектов основных средств	26,86	16,6

Структура капитальных вложений по направлениям инвестиций представлена на рисунке 2.3.

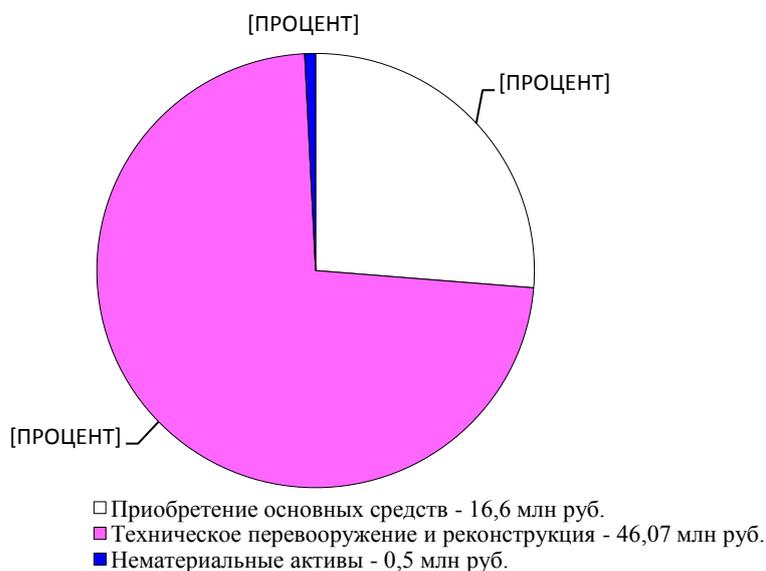


Рисунок 2.3 – Структура капиталовложений по направлениям

В 2013 году был завершен основной инновационный проект, реализуемый с 2009 по 2013 год в рамках инвестиционной программы ПАО «Красноярскэнергосбыт». Благодаря данному проекту были созданы новые и модернизированы существующие автоматизированные системы коммерческого

учета электроэнергии (АСКУЭ) большинства крупных абонентов ПАО «Красноярскэнергосбыт» с максимальной мощностью не менее 670 кВт.

Реализация проекта по внедрению систем АСКУЭ была необходима ввиду изменения законодательства, регулирующего работу на оптовом и розничном рынке электроэнергии и устанавливающего переход большей части крупных потребителей электроэнергии на почасовые расчеты. АСКУЭ является практически единственным техническим средством, позволяющим обеспечить данные требования к учету и достичь необходимой скорости сбора и обработки информации для проведения коммерческих расчетов с абонентами. Реализация данного проекта позволит улучшить оперативность и точность планирования энергопотребления и объема закупки на оптовом рынке электроэнергии, сократить затраты на контроль и сбор данных коммерческого учета электроэнергии, а также обеспечит возможность выбора оптимальных тарифов и расчета потребленной мощности на основании фактических измерений наиболее энергоемкой группы промышленных потребителей ПАО «Красноярскэнергосбыт» [10].

В целях реализации данного инновационного проекта, развития АИИС КУЭ на оптовом и розничном рынке электроэнергии и технического обеспечения достижения лучших экономических показателей Общества в инвестиционную программу Общества включены следующие направления:

- создание и расширение АИИС КУЭ ПАО «Красноярскэнергосбыт» на ОРЭМ;
- модернизация и расширение состава точек учета АСКУЭ абонентов ПАО «Красноярскэнергосбыт» на розничном рынке электроэнергии.

В рамках данного проекта создана и поэтапно расширена АИИС КУЭ ПАО «Красноярскэнергосбыт», соответствующая требованиям технических регламентов оптового рынка электроэнергии и мощности. В составе группы точек поставки ПАО «Красноярскэнергосбыт» на оптовом рынке электроэнергии и мощности зарегистрировано 1 136 точек поставки в 27 сечениях.

Также в рамках развития АИИС КУЭ ПАО «Красноярскэнергосбыт» создан единый центр сбора и обработки данных коммерческого учета электроэнергии, позволяющий обеспечить оперативный сбор, обработку данных и информационный обмен в требуемых электронных форматах с субъектами как оптового, так и розничного рынка электроэнергии.

Благодаря данному проекту были созданы новые и модернизированы существующие автоматизированные системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) большинства крупных абонентов ПАО «Красноярскэнергосбыт» с максимальной мощностью не менее 670 кВт. Реализация проекта по внедрению систем АСКУЭ была необходима ввиду изменения законодательства, регулирующего работу на оптовом и розничном рынке электроэнергии и устанавливающего переход большей части крупных потребителей электроэнергии на почасовые расчеты. АСКУЭ является практически единственным техническим средством, позволяющим обеспечить данные требования к учету и достичь необходимой скорости сбора и обработки информации для проведения коммерческих расчетов с абонентами.

Внедрена 345 АСКУЭ абонентов ПАО «Красноярскэнергосбыт» на розничном рынке электроэнергии, включающая 1 918 точек измерения. Автоматизирован расчет почасовых данных для биллинговой системы ПАО «Красноярскэнергосбыт». АСКУЭ ПАО «Красноярскэнергосбыт» на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ) приведена в соответствие требованиям ОРЭМ по 28 точкам измерения (также в обработке через информационный обмен данными в АСКУЭ находится 1451 точка измерения смежных субъектов).

Все это позволило своевременно перейти на почасовой автоматизированный учет электроэнергии и осуществлять расчеты большей части крупных потребителей на основании фактических измерений.

Дальнейшее развитие и внедрение АСКУЭ промышленных потребителей ПАО «Красноярскэнергосбыт» осуществляется на коммерческой основе, за счет средств самих абонентов и сетевых компаний. Резкое увеличение количества АСКУЭ, внедренных абонентами ПАО «Красноярскэнергосбыт» при смене тарифов в 2013 году, показывает значительный спрос на данные услуги.

В соответствии с данной тенденцией ПАО «Красноярскэнергосбыт» с 2013 года оказывает услуги по разработке проектной документации АСКУЭ, осуществляет монтажные и пусконаладочные работы.

В течение 2013 года были выполнены работы по 12 договорам на разработку проектной документации и создание АСКУЭ на общую сумму 7,2 млн. руб. Кроме того, в 2016 году с абонентами и генерирующими компаниями было заключено несколько договоров купли-продажи АСКУЭ, созданных ПАО «Красноярскэнергосбыт» в рамках инвестиционной программы, по которым передается 22 объекта АСКУЭ на общую сумму 19,4 млн. руб. Также с 2013 года ПАО «Красноярскэнергосбыт» расширило спектр оказываемых услуг за счет организации технического обслуживания АСКУЭ абонентов, а также предоставляя услуги по сбору, передаче и обработке первичных коммерческих данных учета электроэнергии. В 2016 году было заключено более 35 договоров технического обслуживания, общая сумма ежемесячных платежей по которым превысила 0,6 млн руб. в месяц.

2.2 Методика расчетов за потребленную электроэнергию для предприятий с присоединенной мощностью свыше 670 кВт*ч

Расчет объема потребления электроэнергии и мощности осуществляется в соответствии с Постановлением №442 от 04.05.2012 г. «О функционировании розничных рынков электроэнергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии».

Потребитель, для которого производится расчет потребления, а именно промышленное предприятие «Производство» имеет присоединенную мощность свыше 670 кВт и относится к третьей ценовой категории, поэтому ПАО «Красноярскэнергосбыт» осуществляет следующие методы определения объемов почасового потребления для ценовых категорий 3-6 [46]:

а) На основании показаний расчетных приборов учета, позволяющих измерять почасовые объемы потребления электрической энергии. При применении АИИС КУЭ.

б) При не предоставлении показаний расчетного прибора учета, позволяющего измерять почасовые объемы потребления электрической энергии (одним из способов, по мере исключения предыдущего):

1) по показаниям и, соответственно, почасовым данным контрольного прибора учета, если он позволяет измерять почасовые объемы потребления электрической энергии;

1.1) в том числе при наличии интегрального расхода по расчетному прибору учета и отсутствии почасовых данных по нему, и имеющихся почасовых данных контрольного (-ых) прибора учета, используем данные контрольного (-ых) как профиль.

2) пропорционально почасовым объемам потребления электрической энергии в той же точке поставки на основании показаний расчетного прибора учета за аналогичный расчетный период предыдущего года (для 1-го и 2-го расчетного периода подряд);

3) на основании показаний расчетного прибора учета за ближайший расчетный период, когда такие показания были предоставлены (для 1-го и 2-го расчетного периода подряд);

3.1) при этом если ближайший расчётный период отличается от текущего расчётного периода на сутки и более;

3.2) почасовое потребление дополнительных дней текущего расчётного периода принимается равным нулю;

3.3) почасовое потребление дополнительных дней ближайшего расчетного периода не принимается в расчет;

3.4) потребление в целом за расчетный период, определенное исходя из максимальной мощности энергопринимающих устройств и количества часов в расчетном периоде, равномерно распределяется по часам:

$$W_h = \frac{P_{\max} \times T}{T} = P_{\max}, \quad (2.1)$$

где P_{\max} – максимальная мощность энергопринимающих устройств, относящаяся к соответствующей точке поставки, а в случае, если в договоре, обеспечивающем продажу электрической энергии (мощности) на розничном рынке, не предусмотрено распределение максимальной мощности по точкам поставки, то в целях применения настоящей формулы максимальная мощность энергопринимающих устройств в границах балансовой принадлежности распределяется по точкам поставки пропорционально величине допустимой длительной токовой нагрузки соответствующего вводного провода (кабеля), МВт;

T – количество часов в расчетном периоде, при определении объема потребления электрической энергии (мощности).

в) Если приборы учета интегральные (а также при выходе из строя, утере, истечении межповерочного интервала интервальных приборов учета – начиная с 3-го расчетного периода):

1) в установленные системным оператором плановые часы пиковой нагрузки в рабочие дни расчетного периода полагаются равными минимальному значению из объема потребления электрической энергии, определенного на основании показаний интегрального прибора учета за расчетный период, распределенного равномерно по указанным часам, и объема электрической энергии, соответствующего величине максимальной мощности энергопринимающих устройств этого потребителя в соответствующей точке поставки, а почасовые объемы потребления электрической энергии в остальные часы расчетного периода определяются исходя из равномерного распределения

по этим часам объема электрической энергии, не распределенного на плановые часы пиковой нагрузки:

$$V_h^{ник} = \min \left(\frac{V_{потр}^{интегр}}{T_{ник.нагр}}; P_{\max} \right), \quad (2.2)$$

где $V_h^{ник}$ - потребление в плановые часы пиковой нагрузки;

$V_{потр}^{интегр}$ - потребление по интегральному учету;

$T_{ник.нагр}$ - кол-во плановых часов пиковой нагрузки;

P_{\max} - максимальная мощность.

$$(2.3) \quad V_{проч}^{ник} = \frac{V_{потр}^{интегр} - \sum V_h^{ник}}{T_{прочие}},$$

где- $V_h^{ник}$ - потребление в прочие часы, за исключением пиковых;

$V_{потр}^{интегр}$ - то же, что и в формуле (2);

$T_{прочие}$ - количество прочих часов расчетного периода.

г) При частичном оснащении точек поставки в границах балансовой принадлежности потребителя приборами учета, позволяющими измерять почасовые объемы потребления электрической энергии:

1) при отсутствии интервального учета в отношении объемов населения и приравненных к нему категорий, подлежащих исключению из суммарных объемов, определенных по прибору учета, позволяющему измерять почасовые объемы потребления электрической энергии:

1.1) доля покупки электрической энергии в целях обеспечения потребления электрической энергии населением и приравненными к нему категориями потребителей принимается равной доле совокупного объема покупки электрической энергии в этих целях за расчетный период в фактическом совокупном объеме покупки электрической энергии потребителем (покупателем) за расчетный период;

$$V_h^{нас} = V_{интегр}^{нас} \times \frac{\sum V_h^{интерв}}{\sum V_{нотр}^{интерв}} \quad (2.3)$$

1.2) если суммарная максимальная мощность точек поставки потребителя, оснащенных интегральными приборами учета на уровне напряжения не более 10 кВ и не превышает 2,5 % максимальной мощности всех точек поставки в границах балансовой принадлежности потребителя суммарный объем потребления электрической энергии за расчетный период по точкам поставки, оборудованным интегральными приборами учета, распределяется по часам расчетного периода пропорционально доле объема потребления электрической энергии за каждый час расчетного периода, определенного суммарно по всем точкам поставки, оборудованным приборами учета, позволяющими измерять почасовые объемы потребления электрической энергии, в суммарном объеме потребления электрической энергии за расчетный период по всем точкам поставки, оборудованным приборами учета, позволяющими измерять почасовые объемы потребления электрической энергии;

$$V_h^{нотр < 2,5} = V_{интегр}^{нотр < 2,5} \times \frac{\sum V_h^{интерв}}{\sum V_{нотр}^{интерв}} \quad (2.4)$$

2) если суммарная максимальная мощность точек поставки потребителя, оснащенных интегральными приборами учета, превышает 2,5 % максимальной мощности всех точек поставки, почасовой объем потребителя в точках поставки самого потребителя с интегральным учетом определяется в установленные системным оператором плановые часы пиковой нагрузки в рабочие дни расчетного периода полагаются равными минимальному значению из объема потребления электрической энергии, определенного на основании показаний интегрального прибора учета за расчетный период, распределенного равномерно по указанным часам, и объема электрической энергии, соответствующего величине максимальной мощности энергопринимающих

устройств этого потребителя в соответствующей точке поставки, а почасовые объемы потребления электрической энергии в остальные часы расчетного периода определяются исходя из равномерного распределения по этим часам объема электрической энергии, не распределенного на плановые часы пиковой нагрузки.

$$V_h^{ник} = \min \left(\frac{V_{нотр}}{T_{ник.нагр}}; P_{\max} \right) \quad (2.5)$$

$$V_h^{проч} = \frac{V_{нотр} - \sum V_h^{ник}}{T_{прочие}} \quad (2.6)$$

3) если расход электроэнергии в точке поставки Потребителя определяется за вычетом потребления абонентов второго уровня, имеющих прямые договоры с ГП на энергоснабжение и не оснащенных интервальными приборами учета:

3.1) в случае если объект абонента второго уровня имеет максимальную мощность 670 кВт и выше или рассчитывается в 3-6 ц.к. по иным причинам, почасовой объем Потребителя (абонента 1-го уровня) определяется как разница между почасовыми данными в точке поставки, определенными согласно вышеизложенным пунктам, и почасовых объемов абонента 2-го уровня, определенных расчетным способом согласно п.181 (то есть аналогично способу, применяемому при расчете самого абонента 2-го уровня);

3.2) в случае если объект абонента второго уровня рассчитывается по 1-й ц.к., почасовой объем Потребителя (абонента 1-го уровня):

-определяется разница между интегральными объемами абонента 1-го уровня и абонентами 2-го уровня;

-остаток распределяется по часам расчетным способом.

Величина мощности, оплачиваемой на розничном рынке потребителем (покупателем) за расчетный период, определяется как среднее арифметическое значение почасовых объемов потребления электрической энергии потребителем (покупателям) в часы, определенные коммерческим оператором в

соответствии с Правилами оптового рынка из установленных системным оператором плановых часов пиковой нагрузки в рабочие дни расчетного периода для определения объема фактического пикового потребления гарантирующего поставщика, обслуживающего этого потребителя (покупателя), и опубликованные коммерческим оператором в соответствии с Правилами оптового рынка.

Методика расчета предельного уровня нерегулируемых цен.

Расчет предельного уровня нерегулируемых цен для третьей ценовой категории осуществляется на основании Постановления № 1179 от 29 декабря 2011 г. «Об определении и применении гарантирующими поставщиками нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность)».

В соответствии с Постановлением №1179 определены правила определения и применения нерегулируемых цен на электроэнергию и мощность для всех ценовых категорий. [7] Для третьей ценовой категории применяется следующий порядок определения цен:

$$\Pi_{j,m,h}^{\text{ПУНЦЭМ,Э}} = \Pi_{m,h}^{\text{СВНЦЭ,БР}} + \Pi_{j,m}^{\text{ПУ}} + \Pi_m^{\text{ЦФР}}, \quad (2.7)$$

$$\Pi_m^{\text{ПУНЦЭМ,М}} = \Pi_m^{\text{СВНЦМ}}, \quad (2.8)$$

где $\Pi_{j,m,h}^{\text{ПУНЦЭМ,Э}}$ - ставка за электрическую энергию предельного уровня нерегулируемых цен для третьей ценовой категории, в рамках которой ставка за электрическую энергию нерегулируемой цены применяется к фактически поставленному покупателю (потребителю) объему электрической энергии по нерегулируемой цене на j-м уровне напряжения в час (h) расчетного периода (m), определяемая гарантирующим поставщиком, рублей/МВт•ч;

$\Pi_{m,h}^{\text{СВНЦЭ,БР}}$ - дифференцированная по часам расчетного периода нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемая коммерческим оператором оптового рынка по результатам

конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед и конкурентного отбора заявок для балансирования системы в час (h) расчетного периода (m), рублей/МВт•ч;

$\Pi_{j,m}^{ПУ}$ - одноставочная плата за регулируемые услуги, связанные с процессом снабжения электрической энергией (мощностью), опубликованная органом исполнительной власти субъекта РФ в области регулирования тарифов в отношении расчетного периода (m) и j-го уровня напряжения, рублей/МВт•ч;

$\Pi_m^{ЦФР}$ - плата за комплексную услугу по расчету требований и обязательств, оказываемую гарантирующему поставщику организацией коммерческой инфраструктуры оптового рынка в расчетном периоде (m), рублей/МВт•ч;

$\Pi_m^{ПУНЦЭМ,М}$ - ставка за мощность предельного уровня нерегулируемых цен для третьей ценовой категории, определяемая гарантирующим поставщиком в отношении поставляемого в расчетном периоде (m) объема электрической энергии (мощности), рублей/МВт;

$\Pi_m^{СРЕНЦ}$ - средневзвешенная нерегулируемая цена на мощность на оптовом рынке в отношении расчетного периода (m), определенная коммерческим оператором оптового и опубликованная на официальном сайте коммерческого оператора в сети Интернет, рублей/МВт.

Порядок определения коммерческим оператором оптового рынка средневзвешенных нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность).

Коммерческий оператор оптового рынка определяет в отношении группы точек поставки гарантирующего поставщика - участника оптового рынка, публикует на своем официальном сайте в сети Интернет и предоставляет по письменному запросу любому обратившемуся следующие составляющие предельных уровней нерегулируемых цен:

-дифференцированная по диапазонам числа часов использования мощности средневзвешенная нерегулируемая цена на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке ($\Pi_{i,m}^{CBHЦЭМ}$);

-дифференцированная по зонам суток расчетного периода средневзвешенная нерегулируемая цена на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке ($\Pi_{m,z}^{CBHЦЭМ}$);

-средневзвешенная нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемая по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед и конкурентного отбора заявок для балансирования системы ($\Pi_m^{CBHЦЭ}$);

-дифференцированная по часам расчетного периода нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемая по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед ($\Pi_{m,h}^{CBHЦЭ,PCB}$);

-дифференцированная по часам расчетного периода нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемая по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед и конкурентного отбора заявок для балансирования системы ($\Pi_{m,h}^{CBHЦЭ,БР}$);

-дифференцированная по часам расчетного периода нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемая по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы в отношении объема превышения фактического потребления над плановым ($\Pi_{m,h}^{CBHЦЭ,+}$);

-дифференцированная по часам расчетного периода нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемая по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы в отношении объема превышения планового потребления над фактическим ($\Pi_{m,h}^{CBHЦЭ,-}$);

-приходящаяся на единицу электрической энергии величина разницы предварительных требований и обязательств по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед ($\Pi_m^{PCB,небаланс}$);

-приходящаяся на единицу электрической энергии величина разницы предварительных требований и обязательств по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы ($\Pi_m^{BP,небаланс}$);

-средневзвешенная нерегулируемая цена на мощность на оптовом рынке ($\Pi_m^{CBHЦM}$).

Значения показателей, используемых для расчета указанных составляющих предельных уровней нерегулируемых цен, определяются и учитываются в расчете составляющих предельных уровней нерегулируемых цен коммерческим оператором оптового рынка в отношении группы точек поставки гарантирующего поставщика в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности.

В случае если гарантирующему поставщику в субъекте Российской Федерации соответствует несколько групп точек поставки, то указанные составляющие предельных уровней нерегулируемых цен определяются коммерческим оператором оптового рынка как средневзвешенные величины по указанным группам точек поставки в порядке, определенном договором о присоединении к торговой системе оптового рынка, и публикуются на официальном сайте в сети Интернет.

Составляющие предельных уровней нерегулируемых цен в текущем расчетном периоде формируются коммерческим оператором оптового рынка исходя из данных, которыми он располагает на момент формирования таких цен.

Дифференцированная по диапазонам числа часов использования мощности средневзвешенная нерегулируемая цена на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке для i -го диапазона числа часов использования мощности в отношении расчетного периода (m) ($\Pi_{i,m}^{CBHЦЭM}$) рассчитывается коммерческим оператором оптового рынка по формуле:

$$\Pi_{i,m}^{CBHЦЭM} = \Pi_m^{CBHЦЭ} + \Pi_m^{CBHЦM} \times \lambda_{i,m}, \quad (2.9)$$

где $\Pi_m^{\text{СВНЦЭ}}$ – средневзвешенная нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке в отношении расчетного периода (m), определяемая по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед и конкурентного отбора заявок для балансирования системы, рассчитываемая коммерческим оператором оптового рынка по формуле ($15 \Pi_m^{\text{СВНЦЭ}}$), рублей/МВт·ч;

$\Pi_m^{\text{СВНЦМ}}$ - средневзвешенная нерегулируемая цена на мощность на оптовом рынке в отношении расчетного периода (m), рассчитываемая коммерческим оператором оптового рынка по формуле ($27 \Pi_m^{\text{СВНЦМ}}$), рублей/МВт;

$\lambda_{i,m}$ - коэффициент оплаты мощности для i-го диапазона числа часов использования мощности в расчетном периоде (m), определяемый в соответствии с основными положениями функционирования розничных рынков, 1/час. В случае если в установленном основными положениями функционирования розничных рынков порядке расчет средневзвешенной нерегулируемой цены на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке осуществляется исходя из среднего числа часов использования мощности, определенного органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, для расчета указанной цены применяется коэффициент оплаты мощности, установленный основными положениями функционирования розничных рынков для диапазона числа часов использования мощности, которому соответствует среднее число часов использования мощности.

Дифференцированная по зонам суток расчетного периода средневзвешенная нерегулируемая цена на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке в зоне суток (z) расчетного периода (m) ($\Pi_{m,z}^{\text{СВНЦЭМ}}$) рассчитывается коммерческим оператором оптового рынка в 2 вариантах - для 3 зон суток (ночь, полупик и пик) и для 2 зон суток (ночь и пик). Отнесение часов (h) расчетного периода (m) к зоне суток (z) производится в соответствии с

решением федерального органа исполнительной власти в области регулирования тарифов об интервалах тарифных зон суток.

Величину $\Pi_{m,z}^{CBHЦЭМ}$ для 3 зон суток коммерческий оператор оптового рынка определяет по формулам:

$$\Pi_{m,n}^{CBHЦЭМ} = \frac{\sum_{h \in Z_n} \Pi_{m,h}^{CBHЦЭ,PCB} \times V_{m,h}^{\text{Э}}}{\sum_{h \in Z_n} V_{m,h}^{\text{Э}}} + 0,05 \times \Pi_m^{\text{БР}} + \Pi_m^{\text{небаланс}}, \quad (2.10)$$

$$\Pi_{m,пп}^{CBHЦЭМ} = \frac{\sum_{h \in Z_{пп}} \Pi_{m,h}^{CBHЦЭ,PCB} \times V_{m,h}^{\text{Э}}}{\sum_{h \in Z_{пп}} V_{m,h}^{\text{Э}}} + 0,05 \times \Pi_m^{\text{БР}} + \frac{\Pi_m^{CBHЦМ} \times (N_m^{\text{ППП}} - N_m^{\text{РД,население}})}{\sum_{h \in H} V_{m,h}^{\text{Э}}} + \Pi_m^{\text{небаланс}} \quad (2.11)$$

$$\Pi_{m,n}^{CBHЦЭМ} = \frac{\Pi_m^{CBHЦЭМ_зон_сут} \times \sum_{h \in H} V_{m,h}^{\text{Э}} - \Pi_{m,n}^{CBHЦЭМ} \times \sum_{h \in Z_n} V_{m,h}^{\text{Э}} - \Pi_{m,пп}^{CBHЦЭМ} \times \sum_{h \in Z_{пп}} V_{m,h}^{\text{Э}}}{\sum_{h \in Z_n} V_{m,h}^{\text{Э}}}, \quad (2.12)$$

где $\Pi_{m,n}^{CBHЦЭМ}$ - средневзвешенная нерегулируемая цена на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке в ночной зоне суток расчетного периода (m), рублей/МВт·ч;

Z_n - множество часов (h) расчетного периода (m), относящихся к ночной зоне суток;

$\Pi_{m,h}^{CBHЦЭ,PCB}$ - дифференцированная по часам расчетного периода нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемая по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед для часа (h) расчетного периода (m), рассчитываемая коммерческим оператором оптового рынка по формуле (20 $\Pi_{m,h}^{CBHЦЭ,PCB}$), рублей/МВт·ч;

$V_{m,h}^{\text{Э}}$ - плановый объем покупки электрической энергии гарантирующим поставщиком без учета объема покупки по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему

категориями потребителей, в час (h) расчетного периода (m), определяемый коммерческим оператором оптового рынка по формуле (19 $V_{m,h}^{\circ}$), МВт·ч;

$\Pi_m^{\text{БР}}$ - средневзвешенная цена на электрическую энергию, рассчитанная коммерческим оператором оптового рынка в соответствии с разделом III настоящих Правил по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы для расчетного периода (m) по формуле (17 $\Pi_m^{\text{БР}}$), рублей/МВт·ч;

$\Pi_m^{\text{небаланс}}$ - приходящаяся на единицу электрической энергии величина разницы предварительных требований и обязательств по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед и конкурентного отбора заявок для балансирования системы, рассчитанная коммерческим оператором оптового рынка в соответствии с [разделом III](#) настоящих Правил для расчетного периода (m) по [формуле \(18 \$\Pi_m^{\text{небаланс}}\$ \)](#), рублей/МВт·ч;

$\Pi_{m,\text{пп}}^{\text{СВНЦЭМ}}$ - средневзвешенная нерегулируемая цена на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке в полупиковой зоне суток расчетного периода (m), рублей/МВт·ч;

$Z_{\text{пп}}$ - множество часов (h) расчетного периода (m), относящихся к полупиковой зоне суток;

$\Pi_m^{\text{СВНЦМ}}$ - средневзвешенная нерегулируемая цена на мощность на оптовом рынке в отношении расчетного периода (m), рассчитываемая коммерческим оператором оптового рынка по [формуле \(27 \$\Pi_m^{\text{СВНЦМ}}\$ \)](#), рублей/МВт;

$N_m^{\text{ППП}}$ - плановый объем потребления мощности, рассчитываемый коммерческим оператором оптового рынка в соответствии с [разделом III](#) настоящих Правил для расчетного периода (m) по [формуле \(30 \$N_m^{\text{ППП}}\$ \)](#), МВт;

$N_m^{\text{РД,население}}$ - объем потребления мощности населением и приравненными к нему категориями потребителей, исходя из которого коммерческий оператор оптового рынка определяет объем поставки мощности для расчетного периода (m) по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в

целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, МВт;

$\Pi_{m,n}^{CBHЦЭМ}$ - средневзвешенная нерегулируемая цена на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке в пиковой зоне суток расчетного периода (m), рублей/МВт·ч;

$\Pi_m^{CBHЦЭМ_зон_сут_}$ - средневзвешенная нерегулируемая цена на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке в расчетном периоде (m), рассчитываемая коммерческим оператором оптового рынка по формуле (9 $\Pi_m^{CBHЦЭМ_зон_сут_}$) с учетом коэффициента оплаты мощности, применяемого в расчете средневзвешенной нерегулируемой цены на электрическую энергию (мощность) для формирования предельного уровня одноставочной дифференцированной по зонам суток цены в соответствии с основными положениями функционирования розничных рынков, рублей/МВт·ч;

H - множество часов (h) в расчетном периоде (m);

Zп - множество часов (h) расчетного периода (m), относящихся к пиковой зоне суток.

Величину $\Pi_{m,z}^{CBHЦЭМ}$ для 2 зон суток коммерческий оператор оптового рынка определяет по формулам:

$$\Pi_{m,n}^{CBHЦЭМ} = \frac{\sum_{h \in Z_H} \Pi_{m,h}^{CBHЦЭ,PCB} \times V_{m,h}^{\Delta}}{\sum_{h \in Z_H} V_{m,h}^{\Delta}} + 0,05 \times \Pi_m^{BP} + \Pi_m^{небаланс}, \quad (2.13)$$

$$\Pi_{m,n}^{CBHЦЭМ} = \frac{\Pi_m^{CBHЦЭМ_зон_сут} \times \sum_{h \in H} V_{m,h}^{\Delta} - \Pi_{m,n}^{CBHЦЭМ} \times \sum_{h \in Z_H} V_{m,h}^{\Delta}}{\sum_{h \in Z_H} V_{m,h}^{\Delta}}, \quad (2.14)$$

где $\Pi_{m,n}^{CBHЦЭМ}$ - средневзвешенная нерегулируемая цена на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке в ночной зоне суток расчетного периода (m), рублей/МВт·ч;

Z_H - множество часов (h) расчетного периода (m), относящихся к ночной зоне суток;

$\Pi_{m,\Pi}^{CBHЦЭМ}$ - средневзвешенная нерегулируемая цена на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке в пиковой зоне суток расчетного периода (m), рублей/МВт·ч;

$\Pi_m^{CBHЦЭМ_зон_сут}$ - средневзвешенная нерегулируемая цена на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке в расчетном периоде (m), рассчитываемая коммерческим оператором оптового рынка по формуле (9 $\Pi_m^{CBHЦЭМ_зон_сут}$) с учетом коэффициента оплаты мощности, применяемого в расчете средневзвешенной нерегулируемой цены на электрическую энергию (мощность) для формирования предельного уровня одноставочной дифференцированной по зонам суток цены в соответствии с основными положениями функционирования розничных рынков, рублей/МВт·ч;

Z_Π - множество часов (h) расчетного периода (m), относящихся к пиковой зоне суток;

H - множество часов (h) в расчетном периоде (m);

$\Pi_{m,h}^{CBHЦЭ,PCB}$ - дифференцированная по часам расчетного периода нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемая по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед для часа (h) расчетного периода (m), рассчитываемая коммерческим оператором оптового рынка по формуле (20 $\Pi_{m,h}^{CBHЦЭ,PCB}$), рублей/МВт·ч;

$V_{m,h}^Э$ - плановый объем покупки электрической энергии гарантирующим поставщиком без учета объема покупки по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, в час (h) расчетного периода (m), определяемый коммерческим оператором оптового рынка по формуле (19 $V_{m,h}^Э$), МВт·ч;

Π_m^{BP} - средневзвешенная цена на электрическую энергию, рассчитанная коммерческим оператором оптового рынка в соответствии с разделом III

настоящих Правил по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы для расчетного периода (m) по формуле (17 Π_m^{BP}), рублей/МВт·ч;

$\Pi_m^{небаланс}$ - приходящаяся на единицу электрической энергии величина разницы предварительных требований и обязательств по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед и конкурентного отбора заявок для балансирования системы, рассчитанная коммерческим оператором оптового рынка в соответствии с разделом III настоящих Правил для расчетного периода (m) по формуле (18 $\Pi_m^{небаланс}$), рублей/МВт·ч.

Средневзвешенная нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемая по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед и конкурентного отбора заявок для балансирования системы, в отношении расчетного периода (m) ($\Pi_m^{СВНЦЭ}$) рассчитывается коммерческим оператором оптового рынка по формулам:

$$\Pi_m^{СВНЦЭ} = \Pi_m^{PCB} + 0,05 \times \Pi_m^{BP} + \Pi_m^{небаланс}, \quad (2.15)$$

$$\Pi_m^{PCB} = \frac{\sum_{h \in H} \Pi_{m,h}^{СВНЦЭ, PCB} \times V_{m,h}^Э}{\sum_{h \in H} V_{m,h}^Э}, \quad (2.16)$$

$$\Pi_m^{BP} = \frac{\sum_{h \in H} \Pi_{m,h}^{откл} \times V_{m,h}^Э}{\sum_{h \in H} V_{m,h}^Э}, \quad (2.17)$$

$$\Pi_m^{небаланс} = \frac{S_m^{PCB, небаланс} + S_{m-1}^{BP, небаланс}}{\sum_{h \in H} V_{m,h}^Э}, \quad (2.18)$$

$$V_{m,h}^Э = \max \{ V_{m,h}^{ППП} - V_{m,h}^{РД, население}; 0 \}, \quad (2.19)$$

где Π_m^{PCB} - средневзвешенная цена на электрическую энергию, рассчитанная коммерческим оператором оптового рынка исходя из цен, определенных по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед и стоимости покупки (продажи) в отношении объемов электрической энергии по регулируемым договорам (если гарантирующий поставщик относится к числу покупателей электрической энергии (мощности), функционирующих в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, для которых Правительством Российской Федерации установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков), для расчетного периода (m), рублей/МВт·ч;

Π_m^{BP} - средневзвешенная цена на электрическую энергию, рассчитанная коммерческим оператором оптового рынка в соответствии с [разделом III](#) настоящих Правил по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы для расчетного периода (m) по [формуле \(17 \$\Pi_m^{BP}\$ \)](#), рублей/МВт·ч;

$\Pi_m^{небаланс}$ - приходящаяся на единицу электрической энергии величина разницы предварительных требований и обязательств по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед и конкурентного отбора заявок для балансирования системы, рассчитанная коммерческим оператором оптового рынка в соответствии с [разделом III](#) настоящих Правил для расчетного периода (m) по [формуле \(18 \$\Pi_m^{небаланс}\$ \)](#), рублей/МВт·ч;

H - множество часов (h) в расчетном периоде (m);

$\Pi_{m,h}^{CBHЦЭ,PCB}$ - дифференцированная по часам расчетного периода нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемая по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед для часа (h) расчетного периода (m), рассчитываемая коммерческим оператором оптового рынка по [формуле \(20 \$\Pi_{m,h}^{CBHЦЭ,PCB}\$ \)](#), рублей/МВт·ч;

$V_{m,h}^Э$ - плановый объем покупки электрической энергии гарантирующим поставщиком без учета объема покупки по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления

электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, в час (h) расчетного периода (m), определенный коммерческим оператором оптового рынка по формуле (19 $V_{m,h}^{\text{э}}$), МВт·ч;

$\Pi_{m,h}^{\text{откл}}$ - средневзвешенный модуль разности индикатора стоимости диспетчерских объемов и равновесной цены на электрическую энергию, определенной по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, рассчитанный коммерческим оператором оптового рынка в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка для часа (h) расчетного периода (m), рублей/МВт·ч;

$S_m^{\text{PCB,небаланс}}$ - приходящаяся на группу точек поставки гарантирующего поставщика разница предварительных требований и обязательств по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед для расчетного периода (m), рублей;

$S_{m-1}^{\text{БР,небаланс}}$ - приходящаяся на группу точек поставки гарантирующего поставщика разница предварительных требований и обязательств по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы для расчетного периода (m-1), рублей;

$V_{m,h}^{\text{ППП}}$ - плановое почасовое потребление гарантирующего поставщика, сформированное коммерческим оператором оптового рынка по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед для часа (h) расчетного периода (m), МВт·ч;

$V_{m,h}^{\text{РД,население}}$ - объем покупки электрической энергии по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, рассчитанный коммерческим оператором оптового рынка в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка в час (h) расчетного периода (m), МВт·ч.

Дифференцированная по часам расчетного периода нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемая по результатам

конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед для часа (h) расчетного периода (m) ($\Pi_{m,h}^{CBHЦЭ,PCB}$), рассчитывается коммерческим оператором оптового рынка по формулам:

$$\Pi_{m,h}^{CBHЦЭ,PCB} = \frac{k_{m,h}^{\text{потери}} \times \Pi_{m,h}^{PCB} \times V_{m,h}^{PCB} + \Pi_m^{PD,OFР} \times V_{m,h}^{PD,OFР}}{V_{m,h}^Э} - \frac{\sum_{k \in K} \text{MAX} \left(\sum_{h \in H} k_{m,h}^{\text{потери}} \times (\Pi_{m,h}^{PCB} - \Pi_{m,h,k}^{CДД}) \times V_{m,h,k}^{CДД}, 0 \right) + S_m^{\text{прод,PD,OFР}}}{\sum_{h \in H} V_{m,h}^Э}, \quad (2.20)$$

$$V_{m,h}^{PCB} = \max \{ V_{m,h}^{ППП} - V_{m,h}^{PD,население} - V_{m,h}^{PD,OFР}; 0 \}, \quad (2.21)$$

где $k_{m,h}^{\text{потери}}$ - коэффициент учета потерь, включенных в цену на электрическую энергию и возникающих в сетях владельцев объектов электросетевого хозяйства, не оказывающих услуги по передаче электрической энергии, рассчитанный коммерческим оператором оптового рынка для часа (h) расчетного периода (m);

$\Pi_{m,h}^{PCB}$ - средневзвешенная цена на электрическую энергию, рассчитанная коммерческим оператором оптового рынка из цен, сформированных по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом стоимости нагрузочных потерь и системных ограничений для часа (h) расчетного периода (m), рублей/МВт·ч;

$V_{m,h}^{PCB}$ - объем покупки электрической энергии гарантирующим поставщиком по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в час (h) расчетного периода (m), рассчитываемый коммерческим оператором оптового рынка по формуле (21 $V_{m,h}^{PCB}$), МВт·ч;

$\Pi_m^{PD,OFР}$ - индикативная цена на электрическую энергию, установленная для соответствующего периода (m) для покупки по регулируемым договорам, заключаемым гарантирующим поставщиком в качестве покупателя

электрической энергии (мощности), функционирующего в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, для которых Правительством Российской Федерации установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, рублей/МВт·ч;

$V_{m,h}^{РД,ОФР}$ - объем покупки электрической энергии по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в качестве покупателя электрической энергии (мощности), функционирующего в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, для которых Правительством Российской Федерации установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, в час (h) расчетного периода (m) (за исключением регулируемых договоров, заключенных гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей), МВт·ч;

K - множество свободных договоров (k), зарегистрированных гарантирующим поставщиком на оптовом рынке в отношении его зоны деятельности, по которым осуществлялась поставка электрической энергии в расчетном периоде (m);

$C_{m,h,k}^{СДД}$ - цена на электрическую энергию, поставляемую по свободному договору (k) в час (h) расчетного периода (m), зарегистрированному гарантирующим поставщиком на оптовом рынке в отношении его зоны деятельности, указанная в поручении гарантирующего поставщика коммерческому оператору оптового рынка для учета свободного договора (k), рублей/МВт·ч;

$V_{m,h,k}^{СДД}$ - объем электрической энергии, поставленной по свободному договору в час (h) расчетного периода (m), зарегистрированному гарантирующим поставщиком на оптовом рынке в отношении его зоны деятельности, МВт·ч;

$S_m^{прод,РД,ОФР}$ - стоимость электрической энергии, поставленной по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в

качестве покупателя электрической энергии (мощности), функционирующего в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, для которых Правительством Российской Федерации установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, проданной покупателем в час (h) расчетного периода (m), рублей. В целях настоящих Правил в случае, если гарантирующий поставщик не функционирует в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, для которых Правительством Российской Федерации установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, объем покупки электрической энергии $V_{m,h}^{РД,ОФР}$ принимается равным нулю;

$V_{m,h}^{РД,население}$ - объем покупки электрической энергии по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, определяемый коммерческим оператором оптового рынка в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка в час (h) расчетного периода (m), МВт·ч. В целях настоящих Правил объемы покупки электрической энергии по заключенным гарантирующим поставщиком регулируемым договорам ($V_{m,h}^{РД,ОФР}$), ($V_{m,h}^{РД,население}$) определяются без учета увеличения объемов поставки для компенсации потерь электрической энергии в электрических сетях.

Дифференцированная по часам расчетного периода нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемая по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед и конкурентного отбора заявок для балансирования системы, для часа (h) расчетного периода (m) ($\Pi_{m,h}^{СВНЦЭ,БР}$) рассчитывается коммерческим оператором оптового рынка по формуле

$$\Pi_{m,h}^{СВНЦЭ,БР} = \Pi_{m,h}^{СВНЦЭ,РСВ} + 0,05 \times \Pi_m^{БР} + \Pi_m^{\text{небаланс}}, \quad (2.22)$$

где $\Pi_{m,h}^{СВНЦЭ,РСВ}$ - дифференцированная по часам расчетного периода нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке,

определяемая по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед для часа (h) расчетного периода (m), рассчитываемая коммерческим оператором оптового рынка по формуле (20 $\text{Ц}_{m,h}^{\text{СВНЦЭ,PCB}}$), рублей/МВт·ч;

Ц_m^{BP} - средневзвешенная цена на электрическую энергию, рассчитанная коммерческим оператором оптового рынка в соответствии с разделом III настоящих Правил по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы для расчетного периода (m) по формуле (17 Ц_m^{BP}), рублей/МВт·ч;

$\text{Ц}_m^{\text{небаланс}}$ - приходящаяся на единицу электрической энергии величина разницы предварительных требований и обязательств по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед и конкурентного отбора заявок для балансирования системы, рассчитанная коммерческим оператором оптового рынка в соответствии с разделом III настоящих Правил для расчетного периода (m) по формуле (18 $\text{Ц}_m^{\text{небаланс}}$), рублей/МВт·ч.

Дифференцированная по часам расчетного периода нерегулируемая цена на электрическую энергию, определяемая по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы для объема превышения фактического потребления над плановым, в час (h) расчетного периода (m) ($\text{Ц}_{m,h}^{\text{СВНЦЭ,+}}$) рассчитывается коммерческим оператором оптового рынка по формуле:

$$\text{Ц}_{m,h}^{\text{СВНЦЭ,+}} = \text{MAX}(\text{Ц}_{m,h}^{\text{BP+}} - \text{Ц}_{m,h}^{\text{PCB*}}; 0), \quad (2.23)$$

где $\text{Ц}_{m,h}^{\text{BP+}}$ - цена на балансирование вверх, рассчитываемая коммерческим оператором оптового рынка для часа (h) расчетного периода (m), рублей/МВт·ч;

$\text{Ц}_{m,h}^{\text{PCB*}}$ - средневзвешенная цена на электрическую энергию, рассчитанная коммерческим оператором оптового рынка в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом стоимости

нагрузочных потерь и системных ограничений для часа (h) расчетного периода (m), рублей/МВт·ч.

Дифференцированная по часам расчетного периода средневзвешенная нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке для объема превышения планового потребления над фактическим в час (h) расчетного периода (m) ($\Pi_{m,h}^{CBHЦЭ,-}$) рассчитывается коммерческим оператором оптового рынка по формуле:

$$\Pi_{m,h}^{CBHЦЭ,-} = \text{MAX}(\Pi_{m,h}^{PCB*} - \Pi_{m,h}^{BP-}; 0), \quad (2.24)$$

где $\Pi_{m,h}^{PCB*}$ - средневзвешенная цена на электрическую энергию, рассчитанная коммерческим оператором оптового рынка в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом стоимости нагрузочных потерь и системных ограничений для часа (h) расчетного периода (m), рублей/МВт·ч;

$\Pi_{m,h}^{BP-}$ - цена на балансирование вниз, рассчитываемая коммерческим оператором оптового рынка для часа (h) расчетного периода (m), рублей/МВт·ч.

Приходящаяся на единицу электрической энергии разница предварительных требований и обязательств по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед ($\Pi_m^{PCB,небаланс}$) рассчитывается коммерческим оператором оптового рынка в соответствии с [разделом II](#) $\Pi_m^{PCB,небаланс}$ I настоящих Правил для расчетного периода (m) по формуле:

$$\Pi_m^{PCB,небаланс} = \frac{S_m^{PCB,небаланс}}{\sum_{h \in H} V_{m,h}^Э}, \quad (2.25)$$

где $S_m^{PCB,небаланс}$ - приходящаяся на группу точек поставки гарантирующего поставщика разница предварительных требований и обязательств по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, рассчитанная коммерческим оператором оптового рынка для расчетного периода (m), рублей;

$V_{m,h}^{\text{Э}}$ - плановый объем покупки электрической энергии гарантирующим поставщиком без учета объема покупки по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, в час (h) расчетного периода (m), рассчитываемый коммерческим оператором оптового рынка по формуле (19 $V_{m,h}^{\text{Э}}$), МВт·ч.

Приходящаяся на единицу электрической энергии разница предварительных требований и обязательств по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы ($\Pi_m^{BP,небаланс}$) рассчитывается коммерческим оператором оптового рынка в соответствии с разделом II $\Pi_m^{BP,небаланс}$ I настоящих Правил для расчетного периода (m) по формуле:

$$\Pi_m^{BP,небаланс} = \frac{S_{m-1}^{BP,небаланс}}{\sum_{h \in G} |V_{m-1,h}^{\text{Э,факт}} - V_{m-1,h}^{\text{ППП}}|}, \quad (2.26)$$

где $S_{m-1}^{BP,небаланс}$ - приходящаяся на группу точек поставки гарантирующего поставщика разница предварительных требований и обязательств по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы, рассчитанная коммерческим оператором оптового рынка для расчетного периода (m-1), рублей;

G - множество часов (h) в расчетном периоде (m-1);

$V_{m-1,h}^{\text{Э,факт}}$ - фактическое почасовое потребление электрической энергии гарантирующего поставщика в час (h) расчетного периода (m-1), МВт·ч;

$V_{m-1,h}^{\text{ППП}}$ - плановое почасовое потребление гарантирующего поставщика, сформированное коммерческим оператором оптового рынка по результатам

конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед для часа (h) расчетного периода (m-1), МВт·ч.

Средневзвешенная нерегулируемая цена на мощность на оптовом рынке в отношении расчетного периода (m) ($\Pi_m^{CBHЦM}$) рассчитывается коммерческим оператором оптового рынка по формулам:

$$\Pi_m^{CBHЦM} = \frac{S_m^{M,план} + \Delta\Pi_{m-1}^{CBHЦM} \times (N_{m-1}^{факт} - N_{m-1}^{PD,население})}{N_m^{ППП} - N_m^{PD,население}}, \quad (2.27)$$

$$\Delta\Pi_{m-1}^{CBHЦM} = \frac{S_{m-1}^{M,факт}}{N_{m-1}^{факт} - N_{m-1}^{PD,население}} - \frac{S_{m-1}^{M,план}}{N_{m-1}^{ППП} - N_{m-1}^{PD,население}}, \quad (2.28)$$

$$N_m^{факт} = \frac{\sum_{d_m \in m} \max_{h \in d_m^{co}} (V_{m,h}^{\Delta,факт})}{D_m}, \quad (2.29)$$

$$N_m^{ППП} = \frac{\sum_{d_m \in m} \max_{h \in d_m^{co}} (V_{m,h}^{ППП})}{D_m}, \quad (2.30)$$

где индекс (m-1) - индекс, используемый для обозначения расчетного периода (m-1);

$S_m^{M,план}$ - рассчитываемая коммерческим оператором оптового рынка для расчетного периода (m) плановая стоимость покупки мощности по всем договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности и обеспечивающим приобретение мощности, за исключением регулируемых договоров, заключенных гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, рублей;

$\Delta\Pi_{m-1}^{CBHЦM}$ - корректировка цены мощности, связанная с отклонениями фактических значений объемов и стоимости покупки мощности по договорам,

обеспечивающим приобретение мощности, от соответствующих плановых значений, рассчитываемая коммерческим оператором оптового рынка для расчетного периода ($m-1$), рублей/МВт;

$N_m^{\text{факт}}$ - фактический объем потребления мощности, рассчитываемый коммерческим оператором оптового рынка в соответствии с [разделом III](#) настоящих Правил для расчетного периода (m) по [формуле \(29\)](#) $N_m^{\text{факт}}$), МВт;

$N_m^{\text{РД, население}}$ - объем потребления мощности населением и приравненными к нему категориями потребителей, исходя из которого коммерческий оператор оптового рынка определяет объем поставки мощности для расчетного периода (m) по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, МВт;

$N_m^{\text{ППП}}$ - плановый объем потребления мощности, рассчитываемый коммерческим оператором оптового рынка в соответствии с [разделом III](#) настоящих Правил для расчетного периода (m) по [формуле \(30\)](#) $N_m^{\text{ППП}}$), МВт;

$S_m^{\text{M, факт}}$ - определяемая коммерческим оператором оптового рынка в отношении расчетного периода (m) фактическая стоимость покупки мощности по всем договорам, заключенным в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности и обеспечивающим приобретение мощности, за исключением регулируемых договоров, заключенных в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, рублей.

$S_m^{\text{M, факт}}$ - рассчитывается исходя из стоимости мощности по результатам конкурентного отбора мощности без учета величины, распределяемой на стороны свободных договоров купли-продажи мощности, свободных договоров купли-продажи электрической энергии и мощности, заключенных в отношении мощности генерирующего оборудования гидроэлектростанций, расположенных во второй ценовой зоне, и генерирующих объектов, в отношении которых были указаны наиболее высокие цены в ценовых заявках на конкурентный отбор,

определяемой в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, и с использованием других способов торговли мощностью на оптовом рынке в соответствии с указанными [Правилами](#), а также величин штрафов, рассчитанных по договорам купли-продажи (поставки) мощности, рублей;

$V_{m,h}^{\text{Э,факт}}$ - фактическое потребление электрической энергии гарантирующего поставщика в час (h) расчетного периода (m), МВт·ч;

d_m - рабочий день в расчетном периоде (m);

d_m^{co} - плановые часы пиковой нагрузки, установленные системным оператором для рабочих дней (d_m) расчетного периода (m);

D_m - количество рабочих дней в расчетном периоде (m);

$V_{m,h}^{\text{ППП}}$ - плановое почасовое потребление гарантирующего поставщика, сформированное коммерческим оператором оптового рынка по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед для часа (h) расчетного периода (m), МВт·ч.

Объемы мощности, приобретаемые гарантирующим поставщиком в рамках свободных договоров купли-продажи (поставки) мощности, свободных договоров купли-продажи (поставки) электрической энергии и мощности, коммерческий оператор оптового рынка при расчете величины ($S_m^{\text{M,факт}}$) учитывает по цене, определенной по результатам конкурентного отбора мощности для покупателей в зоне свободного перетока, к которой относится зона деятельности гарантирующего поставщика (средневзвешенная цена мощности для покупателей в соответствующих зонах свободного перетока, если зона деятельности гарантирующего поставщика расположена в нескольких зонах свободного перетока), с учетом сезонного коэффициента для расчетного периода (m), определяемого в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности.

Порядок определения гарантирующими поставщиками нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность) с учетом цен свободных договоров купли-продажи электрической энергии и (или) мощности.

При применении гарантирующим поставщиком нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность), поставляемую розничному покупателю (потребителю) (q), в отношении которого заключены свободные договоры, зарегистрированные гарантирующим поставщиком на оптовом рынке, указанные нерегулируемые цены корректируются на величины, рассчитываемые гарантирующим поставщиком индивидуально для каждого розничного покупателя (потребителя) (q), осуществляющего почасовой учет, по формулам:

$$\Delta\Pi_{m,q}^{\text{Э}} = \frac{\sum_{k \in K} \sum_{h \in H} (\Pi_{m,h,k}^{\text{PCB}} - \Pi_{m,h,k}^{\text{Э,СДЭМ}}) \times V_{m,h,k}^{\text{Э,СДЭМ}}}{V_{m,q}^{\text{Э,факт}}}, \quad (2.31)$$

$$\Delta\Pi_{m,q}^{\text{М}} = \frac{\sum_{k \in K} (\Pi_m^{\text{КОМ}} - \Pi_{m,k,q}^{\text{М,СДЭМ}}) \times V_{m,k,q}^{\text{М,СДЭМ}}}{V_{m,q}^{\text{М,факт}}}, \quad (2.32)$$

где $\Delta\Pi_{m,q}^{\text{Э}}$ - величина, на которую уменьшается ставка на электрическую энергию двухставочного предельного уровня нерегулируемых цен, применяемого в расчетном периоде (m) в отношении фактических объемов покупки электрической энергии (мощности) по нерегулируемым ценам для покупателя (потребителя) (q), рублей/МВт·ч;

K - множество свободных договоров (k), зарегистрированных гарантирующим поставщиком на оптовом рынке в отношении розничного покупателя (потребителя) (q), по которым осуществлялась поставка электрической энергии (мощности) в расчетном периоде (m);

$\Pi_{m,h,k}^{\text{PCB}}$ - средневзвешенная цена на электрическую энергию, рассчитанная коммерческим оператором оптового рынка в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка с учетом цен, сформированных по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на

сутки вперед с учетом стоимости нагрузочных потерь и системных ограничений для часа (h) расчетного периода (m) в группе точек поставки по свободному договору (k), рублей/МВт·ч;

$\Pi_{m,h,k}^{\text{Э,СДЭМ}}$ - цена на электрическую энергию, поставляемую по свободному договору (k) в час (h) расчетного периода (m), зарегистрированному гарантирующим поставщиком на оптовом рынке в отношении розничного покупателя (потребителя) (q), рублей/МВт·ч;

$V_{m,h,k}^{\text{Э,СДЭМ}}$ - объем электрической энергии, поставленной по свободному договору (k) в час (h) расчетного периода (m), зарегистрированному гарантирующим поставщиком на оптовом рынке в отношении розничного покупателя (потребителя) (q), МВт·ч;

$V_{m,q}^{\text{Э,факт}}$ - фактический объем электрической энергии, приобретенной покупателем (потребителем) (q) у гарантирующего поставщика по нерегулируемой цене в расчетном периоде (m), МВт·ч;

$\Delta\Pi_{m,q}^{\text{М}}$ - величина, на которую уменьшается ставка на мощность двухставочной нерегулируемой цены, применяемой в расчетном периоде (m) в отношении фактических объемов потребления мощности по нерегулируемым ценам розничным покупателем (потребителем) (q), рублей/МВт·ч;

$\Pi_m^{\text{КОМ}}$ - цена мощности, определенная в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка по результатам конкурентного отбора мощности для покупателей в зоне свободного перетока, к которой относится зона деятельности гарантирующего поставщика (средневзвешенная цена мощности для покупателей в соответствующих зонах свободного перетока, если зона деятельности гарантирующего поставщика расположена в нескольких зонах свободного перетока), с учетом сезонного коэффициента для расчетного периода (m), определяемого в соответствии с [Правилами](#) оптового рынка электрической энергии и мощности, рублей/МВт;

$\Pi_{m,k,q}^{\text{М,СДЭМ}}$ - цена на мощность, поставляемую по свободному договору (k) в расчетном периоде (m), зарегистрированному гарантирующим поставщиком на

оптовом рынке в отношении конкретного розничного покупателя (потребителя) (q), рублей/МВт;

$V_{m,k,q}^{M,CDЭМ}$ - объем мощности, поставленной по свободному договору (k) в расчетном периоде (m), зарегистрированному гарантирующим поставщиком на оптовом рынке в отношении розничного покупателя (потребителя) (q), МВт;

$V_{m,q}^{M,факт}$ - фактический объем потребления мощности, оплаченной розничным покупателем (потребителем) (q) гарантирующему поставщику по нерегулируемой цене в расчетном периоде (m), МВт.

$\Gamma_{\text{свободн}}$ - в отношении свободных договоров, не зарегистрированных гарантирующим поставщиком в отношении конкретных покупателей или зоны деятельности, корректировка предельных уровней.

Величина мощности, оплачиваемой на розничном рынке потребителем (покупателем) за расчетный период, определяется как среднее арифметическое значение почасовых объемов потребления электрической энергии потребителем (покупателям) в часы, определенные коммерческим оператором в соответствии с Правилами оптового рынка из установленных системным оператором плановых часов пиковой нагрузки в рабочие дни расчетного периода для определения объема фактического пикового потребления гарантирующего поставщика, обслуживающего этого потребителя (покупателя), и опубликованные коммерческим оператором в соответствии с Правилами оптового рынка.

Часы для расчета величины мощности, оплачиваемой потребителем (покупателем) на розничном рынке, опубликованные коммерческим оператором оптового рынка в соответствии с Правилами оптового рынка, публикуются гарантирующим поставщиком не позднее чем через 11 дней после окончания расчетного периода на его официальном сайте в сети «Интернет» или в официальном печатном издании. Установленные ежемесячно часы пиковой нагрузки, опубликованные на сайте оптового рынка ОАО «АТС», представлены в Приложении Б.

2.3 Оценка стоимости потребленной электроэнергии и мощности предприятием

На основании рассмотренной в параграфе 2.2 методики в дипломном проекте были произведены расчеты структуры потребления электроэнергии для производственного потребителя. В результате расчетов был получен график нагрузки потребителя, который будет использоваться в дальнейшем для расчета фактического потребления абонента.

В качестве объекта расчетов ПАО Красноярскэнергосбыт с потребителями за электроэнергию выступает абонент промышленное предприятие «Производство», в который входят 3 точки учета. Данный абонент относится к третьей ценовой категории и имеет присоединенную мощность свыше 670 кВт. Так как, абонент относится к тарифной группе потребителей – юридические лица, то на основании Постановления Правительства 442 от 4 мая 2012 г. [46] допускается пропорциональное распределение потребления по существующим интегральным счетчикам.

В дипломном проекте поставлена задача проведения сравнительных расчетов для потребления с применением и без применения АСКУЭ. Существующая стоимость потребленной энергии абонентом без использования автоматизированной системы коммерческого учета сравнивалась со стоимостью, которая была бы при предоставлении почасовых данных потребления по счетчику. В качестве профиля почасового процентного потребления электроэнергии выбран абонент «Производство 1», на счетчиках которого установлена АСКУЭ. Расчет производится ежемесячно за август, сентябрь, октябрь 2016 года. Профили потребления электроэнергии, на основе которого будут произведены расчеты, представлены в таблицах 2.4, 2.5, 2.6.

На основании Постановления Правительства 442 от 4 мая 2012 г. [46] при не предоставлении показаний расчетного прибора учета, позволяющего измерять почасовые объемы потребления электрической энергии, в случае если приборы учета, позволяющие измерять почасовые объемы потребления электрической энергии, отсутствуют у потребителей, в отношении которых не осуществляется расчет по первой и второй ценовым категориям, а также в случае недопуска к приборам учета, выявления фактов безучетного потребления электрической энергии и иных случаях, потребление в целом за расчетный период, определенное исходя из максимальной мощности энергопринимающих устройств и количества часов в расчетном периоде, равномерно распределяется по часам пиковой нагрузки. Таким образом, нагрузка распределяется по рабочим дням в утренние часы с 4 до 9, в вечерние часы с 13 до 17, в остальное время суток в выходные дни она признается равной 0.

Часы для расчета величины мощности, оплачиваемой потребителем (покупателем) на розничном рынке, опубликованные коммерческим оператором оптового рынка в соответствии с Правилами оптового рынка, публикуются гарантирующим поставщиком не позднее чем через 11 дней после окончания расчетного периода на его официальном сайте в сети «Интернет» или в официальном печатном издании.

Для расчета стоимости потребленной энергии при наличии интервального учета необходимо рассчитать распределение нагрузки согласно профилю. Для этого необходимо было умножить суммарную нагрузку за месяц на соответствующий данному дню и часу суток процент. Результаты представлены в таблицах 2.7, 2.8, 2.9.

Представленные в таблицах 2.7, 2.8, 2.9 данные по фактическому потреблению дают в сумме ту же нагрузку, что и без пропорционального распределения по часам суток.

Следующим шагом является расчет стоимости потребленной электроэнергии как произведения цены на фактический расход электроэнергии. Цена за фактический расход состоит из цены на электроэнергию на оптовом рынке, определяемой по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, дифференцированной по часам расчетного периода нерегулируемой цены на электроэнергию на оптовом рынке, определяемой по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы для объема превышения фактического потребления над плановым, дифференцированной по часам расчетного периода нерегулируемой цены на электроэнергию на оптовом рынке, определяемой по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы для объема превышения планового потребления над фактическим, дифференцированной по часам расчетного периода нерегулируемой цены на электроэнергию на оптовом рынке, определяемой по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед и конкурентного отбора заявок для балансирования системы. [33]

Результаты расчета стоимости фактического расхода электроэнергии при отсутствии АИИС КУЭ представлены в Приложении В, при применении АИИС КУЭ представлены в Приложении Г. Итоговая стоимость электроэнергии при наличии / отсутствии АСКУЭ представлена в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Итоговая стоимость электроэнергии при наличии / отсутствии АСКУЭ

Месяц	Показатели в руб.	
	Стоимость электроэнергии по расчетному способу	Стоимость электроэнергии по приборам учета
Август	1554388,16	1543437,56
Сентябрь	1569649,05	1562016,38
Октябрь	1944283,96	1923201,49

Предприятию, как потребителю с присоединенной мощностью свыше 670 кВт, также предъявляется стоимость мощности. При не предоставлении (без интегральных приборов учета) рассчитывается по факту. Результат расчета представлен в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Стоимость мощности без интервальных приборов учета

Месяц	Итого мощность по расчетному способу, кВт	Цена на мощность, руб./кВт	Стоимость мощности, руб. с НДС
Август	3994	502,25441	2366966,32
Сентябрь	4905	531,02294	3073507,67
Октябрь	4219	637,42765	2689307,26

Согласно методике, представленной в §2.2 почасовых данных потребления, величина мощности рассчитывается как среднеарифметическая величина из величин мощности в часы пиковой нагрузки. Часы нагрузки, опубликованные на сайте ОАО «АТС» представлены в Приложении Б ежемесячно. Нагрузка в данные часы в анализируемом периоде представлена в Приложении Г. Среднеарифметическое значение мощности в августе составило 1181,83 кВт, в сентябре – 626,82 кВт, в октябре – 1440,76 кВт. Итоговая стоимость за фактическое потребление мощности с использованием АСКУЭ представлена в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Стоимость мощности с использованием АСКУЭ

Месяц	ИТОГО мощность по приборам учета, кВт	Цена на мощность, руб/кВт	Стоимость мощности, руб. с НДС
Август	1181,83	502,25441	700530,6
Сентябрь	626,818	531,02294	392885,72
Октябрь	1440,76	637,42765	1083879,56

Из таблицы 2.12 видно, что стоимость мощности по приборам учета меньше соответственно в августе на 1666435,72 руб., в сентябре – 2680621,95 руб., в марте – 1605427,7 руб.

Суммарная стоимость потребленной электроэнергии и мощности ежемесячно за август, сентябрь, октябрь 2016 года представлена в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Стоимость потребленной электроэнергии и мощности за август, сентябрь, октябрь 2016 года

Месяц	Стоимость электроэнергии и мощности по расчетному способу	Стоимость электроэнергии и мощности по приборам учета	Снижение стоимости потребленной электроэнергии и мощности
Август	3921354,48	2243968,16	1677386,32
Сентябрь	4643156,72	1954902,1	2688254,62
Октябрь	4633591,22	3007081,05	1626510,17

Суммарная стоимость потребленной электроэнергии и мощности ежемесячно за август, сентябрь, октябрь 2016 с использованием и без использования АСКУЭ представлена на рисунке 2.5.

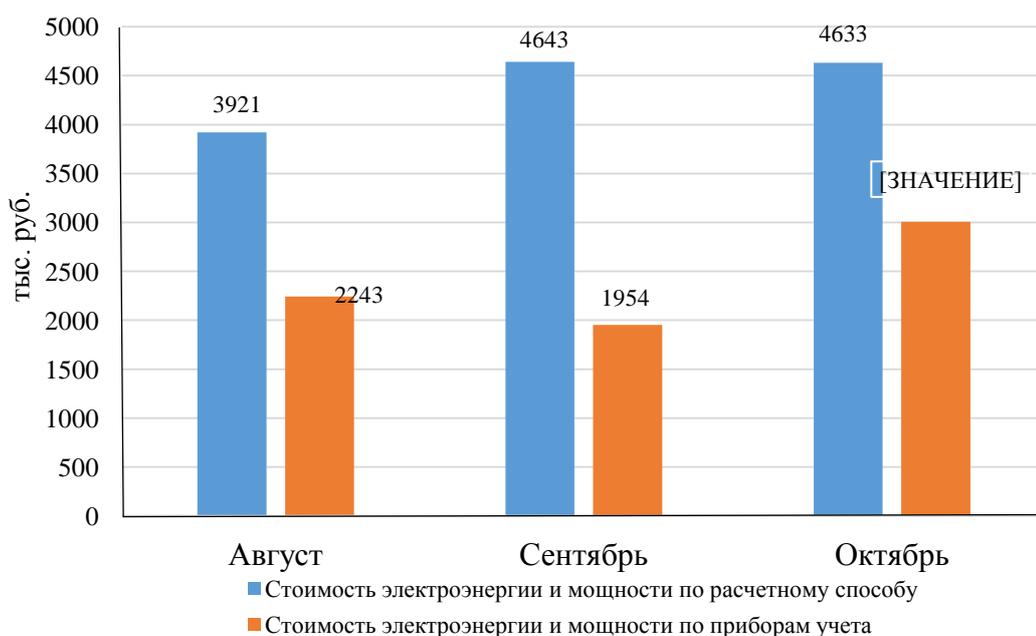


Рисунок 2.5 – Стоимость потребленной электроэнергии и мощности с применением и без применения АСКУЭ

Суммарная стоимость потребленной электроэнергии и мощности за август, сентябрь, октябрь 2016 с использованием и без использования АСКУЭ представлена на рисунке 2.6.

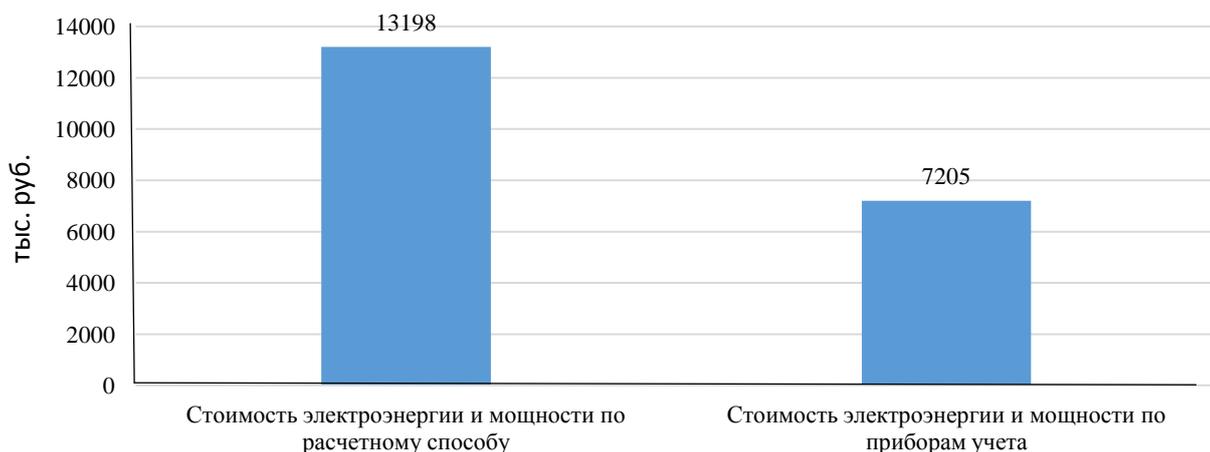


Рисунок 2.6 – Суммарное снижение стоимости при использовании АСКУЭ

Таким образом, в рамках каждого отчетного месяца стоимость за фактический расход электроэнергии и мощности с применением АСКУЭ в среднем меньше на 1997383,7 руб. На основе этих данных трудно говорить о целесообразности применения АСКУЭ, так как установка и внедрение самой системы коммерческого учета сопряжено с техническими трудностями и материальными затратами.

Создаваемые АИИСКУЭ предназначены для автоматизации учета и контроля потоков электроэнергии и мощности в энергосистемах и энергообъединениях, базируются на получении информации от электросчетчиков, ее сборе, обработке и хранении на объектах с помощью информационно-измерительных систем с последующей передачей данных по каналам связи в центры сбора и обработки информации.

Автоматизировано измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИСКУЭ) имеет, по - минимуму, три способа реализации, а из этого следует, что состав программных и технических средств очень многообразен. Так же, система коммерческого учета электроэнергии обеспечивает доступ к вышеуказанным данным для дальнейшего осуществления расчетов с поставщиками и потребителями. Одним из важнейших преимуществ системы АИИСКУЭ является способность

анализировать потребление передачи мощности, энергии, что делает возможным выявление допущенных просчетов в организации работы компании с позиции потребления электроэнергии.

Для автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии, которой мы располагаем на сегодняшний день, требуются столь же современные сверхточные микропроцессорные счетчики. Такие счетчики для АИИСКУЭ представляют собой практически маленький компьютер, который вешают в точке учета. Именно от таких маленьких счетчиков зависит большая эффективность системы коммерческого учета электроэнергии. Все счетчики различаются по классу точности: 1.0, 0.5S, 0.2S. Практически все нынешние цифровые счетчики, которые были выполнены в максимальной конфигурации, могут учитывать по тарифам и активную, и реактивную энергию, и помимо прочего мощность двух направлений. Также эти счетчики для системы АСКУЭ способны фиксировать самую максимальную мощность нагрузки выбранного промежутка времени и в течении года хранить снятые данные в своей памяти. Помимо этого, они могут измерять такие параметры качества электрической энергии, как ток, напряжение, частоту, углы сдвига фаз, провалы.

Также стоит отметить, что АСКУЭ отличается наличием цифровых выходов, или интерфейсом счетчика, благодаря чему данные передаются на компьютер. Система АИИСКУЭ кардинально отличается от привычных реле, созданных ранее и которые используются для передачи импульсов. В случае разрыва, типичные линии показания счетчиков исчезали. Современными же счетчиками передаются уже снятые данные только в момент установления связи (несколько секунд). Снятые данные системой АИИСКУЭ передаются в киловатт-часах. В случае отсутствия связи, все данные в течение нескольких месяцев собираются и хранятся в памяти цифрового счетчика. Во время передачи информации персональный компьютер производит обмен со счетчиком программными командами, которые подтверждают правильность передаваемой и принятой информации. В связи с этим достоверность собранных данных АИИСКУЭ гарантирована на 100%.

Одним из звеньев системы АИИС КУЭ является интерфейс [4]. В настоящее время используется ни один вид интерфейса:

- интерфейс RS-485, представляющий собой один кабель, на который садятся до 32 счетчиков, что делает возможным увеличение скорости передачи данных. Но при всем при этом его можно использовать только на небольших объектах;

- интерфейс рlc, при котором передача данных осуществляется по проводам электроэнергии, обеспечивающим питание счетчика;

- интерфейс, передающий информацию посредством мобильной связи через gsm-модем.

Неотъемлемым составляющим АИИСКУЭ (АСКУЭ) является устройство сбора передач данных (УСПД). Это устройство предназначается для самостоятельной обработки и передачи снятых данных с цифровых счетчиков на верхний уровень, а не просто для сбора данных со счетчиков, как это было принято раньше. УСПД применяются, как правило, в более сложных системах.

АИИСКУЭ обеспечивает автоматизацию следующих основных задач:

- первичного коммерческого учета электроэнергии и мощности на электростанциях и подстанциях энергосистемы (объектах энергосистемы), на подстанциях (объектах), находящихся на территории энергосистемы, с привязкой результатов измерений к единому астрономическому времени;

- расчета и проверки балансов электроэнергии на объектах энергосистемы, в том числе по уровням напряжения;

- формирования на объектах энергосистемы информации для коммерческих расчетов за отпущенную (полученную) электроэнергию и мощность (активную и реактивную) между смежными. Информация обеспечивает возможность применения для коммерческих расчетов дифференцированных, многоставочных и других видов тарифов;

- формирования информации на объектах энергосистемы по электроэнергии для составления полного баланса производства, распределения и потребления электроэнергии;

-формирования информации на объектах энергосистемы по электроэнергии и мощности (активной и реактивной) для коммерческих расчетов энергосистемы с ОРЭМ, позволяющей применять для расчетов дифференцированные и многоставочные тарифы;

-формирования информации на объектах энергосистемы по электроэнергии мощности (активной и реактивной) для ежесуточного контроля режимов производства и распределения электроэнергии в энергосистеме, а также ежесуточного контроля соблюдения договоров потребления электроэнергии и мощности основными промышленными потребителями;

-формирования информации для оперативного контроля баланса мощности по подстанциям;

-формирования информации для оперативного контроля соблюдения режимов электропотребления по мощности крупными промышленными потребителями;

-сбора информации по электроэнергии и мощности и служебной информации от АИИСКУЭ межсистемных и генерирующих объектов, ее достоверизации, обработки, хранения и предоставления пользователям, а также подготовки данных для передачи в ЦСОИ, а также передачи накопленной информации в Филиал ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «АТС»[17].

Системы позволяют:

-осуществлять точный, в единых временных срезах учет и контроль электроэнергии и мощности на энергообъектах (электростанциях, подстанциях, промышленных предприятиях), а также учет и контроль балансов электроэнергии и мощности по энергообъектам;

-обеспечивать в автоматизированном режиме легитимной и достоверной информацией коммерческие расчеты на Федеральном оптовом рынке перетоков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) между его субъектами, а также коммерческие расчеты с субъектами розничных рынков электроэнергии и мощности, предоставить возможность применения при этих расчетах

стимулирующих энергосбережение тарифов на электроэнергию и мощность (дифференцированных, многоставочных, блочных, комбинированных);

-производить более точный учет и прогнозирование выработки и потерь электроэнергии в энергосистемах, в электрических сетях, а также удельных расходов топлива и других технико-экономических показателей на электростанциях;

-осуществлять контроль и управление режимами электропотребления, в том числе контроль договорных величин потребления электроэнергии и мощности крупными промышленными предприятиями на основании коммерческих, метрологически обеспеченных данных и управление их нагрузкой;

-формировать достоверные и точные данные для производственной и статистической отчетности о произведенной и отпущенной электроэнергии, а также для анализа режимов электропотребления;

-создать информационную базу для повышения эффективности использования топливно-энергетических ресурсов, энергосбережения и рационального использования электроэнергии в энергосистемах и у потребителей.

Таким образом, можно сделать вывод, что внедрение АСКУЭ будет носить не только экономический, но и технологический эффект.

3 Рекомендации по повышению эффективности коммерческого учета электроэнергии

3.1 Оценка экономического эффекта от внедрения АИИС КУЭ

Анализ проведенных расчетов на примере промышленного предприятия «Производство» показал, что стоимость потребленной электроэнергии и мощности, учитываемой АИИСКУЭ существенно ниже, чем учитываемой интегральными счетчиками, в среднем на 1997 тыс. руб. в месяц. В связи с этим возникает задание оценить затраты на установку и обслуживание АСКУЭ.

В основу создаваемых АИИСКУЭ закладываются следующие основные положения:

- исходной информацией для систем должны служить данные, получаемые от счетчиков электрической энергии;

- АИИСКУЭ энергообъектов создаются как расчетные (коммерческие) системы, использующие для расчетного и технического учета (оперативный баланс) одни и те же комплексы программно-технических средств;

- АИИСКУЭ объектов энергосистем должны охватывать все точки расчетного и технического учета активной и реактивной электроэнергии с целью получения полного баланса электроэнергии на объекте, включая балансы по уровням напряжения;

- сбор, обработка, хранение и выдача информации об электроэнергии и мощности на объектах должна осуществляться с помощью метрологически аттестованных, защищенных от несанкционированного доступа и сертифицированных для коммерческих расчетов информационно-измерительных систем (ИИС) и устройств сбора и передачи данных (УСПД);

- система сбора и передачи информации (ССПИ) АИИСКУЭ должна по своей структуре, в основном, соответствовать сложившейся архитектуре построения ССПИ АСДУ: объект – ПЭС – энергосистема – СО (ОДУ) – ОАО «АТС»;

-информация об электроэнергии и мощности, образующаяся и циркулирующая в системах АИИСКУЭ всех уровней, должна быть привязана к единому астрономическому времени ее образования и обеспечивать единые временные срезы измеряемых величин по системе в целом.

-общая структура и иерархия АСКУЭ ЕЭС России соответствует иерархии управления в электроэнергетике и имеет две взаимосвязанные ветви: АИИСКУЭ оптового рынка электроэнергии и мощности (АИИСКУЭ ОРЭМ) и АИИСКУЭ розничного рынка (АИИСКУЭ РРЭМ) [18].

Расчет единовременных затрат на реализацию проекта, при расчете используются цены на услуги по подключению АИИС КУЭ, предоставляемые ООО «Технопроминжиниринг» [34].

Подключение и обслуживание АИИС КУЭ:

- 1) автоматизированный ежедневный сбор данных с приборов учета (счетчиков) электроэнергии заказчика;
- 2) автоматическую синхронизацию времени приборов учета;
- 3) обработку и хранение данных на серверном оборудовании не менее 3-х лет;
- 4) предоставление доступа заказчику к данным через Web-сайт с использованием персонального кода доступа;
- 5) возможность просматривать показания счетчика, потребленный объем электроэнергии (30-мин интервалы) за любой период;
- 6) контроль дополнительных параметров счетчиков – мгновенная мощность, напряжение, ток и др.;
- 7) возможность группировать данные для расчета сальдированных значений потребления электрической энергии;
- 8) распечатывать различные отчеты и графики в удобном для пользователя виде.

Преимущества услуги:

- 1) отсутствует необходимость приобретения дорогостоящего оборудования и программного обеспечения для организации сервера АСКУЭ;

2) нет необходимости в администрировании и обслуживании серверного программного обеспечения;

3) нет необходимости в заключении договоров на оплату услуг GSM-связи для передачи данных, всё это входит в стоимость абонентского обслуживания;

4) контроль показателей приборов учета: мгновенные значения, объемы электроэнергии, показатели качества электроэнергии и т.д;

5) предоставление информации за любой интервал времени в удобном для заказчика виде (графики, таблицы, формы отчетности и т.д.);

6) данные о потреблении электрической энергии автоматически попадают в расчетную систему сбытовой организации;

7) предоставление доступа к системе с любого компьютера, подключенного к сети Интернет.

Стоимость системы учета: стоимость подключения на одном объекте составляет 7 000 руб. без учета НДС. Стоимость абонентского обслуживания составляет 1000 руб. без учета НДС.

Предварительное обследование объектов автоматизации учета электрической энергии и разработка технических решений. Необходимость данной услуги возникает непосредственно при заключении договоров по созданию автоматизированных систем коммерческого учета с целью окончательного определения стоимости, а так же при желании владельца объекта предварительно оценить функциональные возможности и стоимость при реализации проекта АСКУЭ для планирования инвестиций на будущий период.

Включает в себя: оценку состава и состояния имеющегося на объекте оборудования; определение объема выполнения работ; разработку различных вариантов технических решений; определение стоимости реализации.

Стоимость: 15 000 руб., без учета НДС.

Монтаж систем дистанционного сбора данных со счетчиков электроэнергии с использованием модемов GSM/GPRS. Потребность данной услуги возникает:

При желании абонента дистанционно получать данные со счетчика (группы счетчиков) электрической энергии без необходимости прямого доступа и визуального снятия показаний.

При реализации технических условий потребителями, владеющими на праве собственности или ином законном основании энергопринимающими устройствами, присоединенная мощность которых превышает 670 кВт (п.139 Постановления Правительства РФ от 4 мая 2012 г. № 442 «Об утверждении основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии»).

Включает в себя: поставку оборудования и замену (при необходимости) приборов учета электрической энергии; установку каналообразующего оборудования; настройку системы сбора, обработки и хранения данных; автоматизированный ежесуточный сбор данных; предоставление абоненту данных о показаниях приборов учета, значения потребленной энергии (мощности) по 30-60 минутным интервалам, через Web-сайт, в виде таблиц и графиков по группам и отдельным приборам учета. Стоимость: от 25 000 руб. без учета НДС.

Оборудование, необходимое для установки АИИС КУЭ для промышленных предприятий, приведено в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Стоимость изделий для реализации АИИС КУЭ

		Показатели в рублях
Наименование	Дополнительная информация	Цена
Преобразователь интерфейса магистральный (RS-232/RS-485)	Подключение до 31 счетчика; Расстояние до 1,5 км	4763
Преобразователь интерфейса магистральный (USB/RS-485)	Подключение до 31 счетчика; Расстояние до 1,5 км	4763
Радиомодем «P868- RS-485» (встроенный в крышку клеммной колодки 3-х фазного счетчика)	Подключение до 31 счетчика; Расстояние до 200 м	2189
Радиомодем «ГР868- RS-232» (Внешний)	Расстояние до 200 м	2201

Радиомодем «ГР868- USB» (Внешний)	Расстояние до 200 м	2243
Радиомодем «P868- RS-485» (Внешний)	Подключение до 31 счетчика; Расстояние до 200 м	2215
Концентратор «К1» (УСПД)	Подключение до 31 счетчика	22740

Продолжение таблицы 3.1

Наименование	Дополнительная информация	Цена
GSM – коммуникатор «GSM 03» (внешний на Din-рейку, RS-485), антенна и ПО, с блоком питания	Подключение до 31 счетчика	11813
GSM – коммуникатор «GSM 03» (встроенный в крышку клеммной колодки 3-х фазного счетчика), антенна и ПО	Подключение до 31 счетчика	10967
GSM –терминал (Внешний, RS- 232)		8585
GSM –терминал «USB-GSM» (Внешний USB)		7758
ПО опроса счетчиков - Телефонный модем +ZYXEL		Догов.
ПО опроса счетчиков - ETHERNET модемы MOXA, NPort	Подключение до 31 счетчика	Догов.
ПО опроса счетчиков - Оптоволоконный модем MOXA	Подключение до 31 счетчика	Догов.
Оптопорт «ГАММА OP » (RS-232)		2402
Оптопорт «ГАММА USB» (USB)		2589
Устройство выпрямительное защитное «ГАММА»	До 20 счетчиков	339
Адаптер питания 220/12V 1,5 А		871

Итого, разовые затраты на внедрение АИИС КУЭ на одной точке учета составят 70 412 руб., ежемесячные затраты на обслуживание 3 счетчиков составят 1000 руб. Затраты на установку АСКУЭ на 3 точки учета составят 211 236 руб.

Эффективность реализации проекта может быть охарактеризована системой показателей и критериев, отражающих соотношение затрат (единовременных и текущих) и результатов, получаемых при осуществлении мероприятий на объекте.

В зависимости от масштабности и значимости мероприятий (новое строительство, расширение, реконструкция, техническое перевооружение,

модернизация, рационализаторское предложение) могут использоваться простые (статистические) или интегральные критерии.

В качестве простых показателей и критериев, используемых для оценки малозатратных мероприятий, со сроком вложения инвестиций в течение одного года и неизменными по годам эксплуатации текущими издержками, предлагаются следующие: чистая прибыль, срок окупаемости инвестиций, рентабельность инвестиций.

1) Чистый дисконтированный доход или интегральный эффект (ЧДД) - это дисконтированная разность между стоимостными оценками изменения результатов и затрат (единовременных и текущих):

$$\Delta ЧДД = \sum_{m=0}^T (\Delta ЧП_m - K_m + \Delta И_{Am}) \times \frac{1}{(1+E)^m}, (3.1)$$

где $\Delta ЧП_m$ – прирост чистой прибыли на шаге m , руб.;

K_m – инвестиции (капитальные вложения) на шаге m руб.;

$\Delta И_{Am}$ – прирост амортизационных отчислений от стоимости введенного по проекту оборудования на шаге m ;

E – норма дисконта, принимаемая с учетом банковских процентов на вклады, инфляции и риска;

T – расчетный период.

Критерием эффективности инвестиций является условие $ЧДД > 0$.

2) Срок окупаемости инвестиций.

Срок окупаемости определяет минимальную продолжительность периода, по истечении которого ЧДД становится положительным. Чем меньше срок окупаемости, тем короче период возврата вложенного в мероприятие капитала.

Дисконтированный срок окупаемости – минимальный временной интервал (от начала осуществления мероприятия), по истечении которого чистый дисконтированный доход становится и в дальнейшем остается положительным.

Срок окупаемости с учетом дисконтирования результатов и затрат определяется из уравнения, решение которого в табличной или графической формах дает срок окупаемости в годах.

3) Индекс доходности инвестиций.

Индекс доходности инвестиций характеризует отдачу на вложенный капитал. Определяется как отношение суммы дисконтированных доходов к сумме дисконтированных капитальных вложений:

Вложение капитала является эффективным, если данное соотношение больше единицы, т.е. $ИД > 1$.

Рассмотренные выше критерии оценки эффективности в известной степени взаимосвязаны. Некоторые из них дополняют друг друга, другие в той или иной мере независимы. Одновременное нецеленаправленное использование для определения эффективности мероприятия нескольких (свыше трех-четырех) критериев в большинстве случаев неоправданно, поскольку не облегчает, а затрудняет объективную оценку из-за возможной неоднозначности выбора [22].

Для первоначальной оценки наиболее эффективного мероприятия или его вариантов следует использовать главные критерии, дающие оценку новых экономических, в первую очередь, стоимостных характеристик проекта.

В качестве главных критериев оценки экономической эффективности мероприятий рекомендуются следующие:

- чистый дисконтированный доход (ЧДД) или интегральный эффект;
- индекс доходности;
- срок окупаемости.

Чистый дисконтированный доход мероприятия определяет величину абсолютной эффективности при заданной норме дисконта, а внутренняя норма доходности отражает относительную его эффективность, которая сравнивается с устраивающей участников осуществления мероприятия нормой дохода на капитал.

В качестве периода реализации проекта был выбран анализируемый период, т.е. за который производится расчет стоимостей потребленной электроэнергии и мощности – август, сентябрь, октябрь 2016 года.

В таблице 3.2 представлен расчет основных показателей экономической эффективности.

Таблица 3.2 – Показатели эффективности инвестиционного проекта

Показатель	Месяц			
	0	1	2	3
Экономия на оплате электроэнергии и мощности		1677386,3	2688254,6	1626510,1
Ставка дисконтирования		0,3%	0,3%	0,3%
Инвестиции в проект	211236	1000,0	1000,0	1000,0
ЧП	-211236	1676386,3	2687254,6	1625510,1
ЧП нарастающим итогом	-211236	1465150,3	4152404,9	5777915
ЧДД	-211236	1671372,1	2671203,3	1610967,8
ЧДД нарастающим итогом	-211236	1460136,1	4131339,4	5742307,2
NPV		5742307,2		
PP		0,391		
DPP		0,126		
PI		6,8		

Проанализировав следующие показатели, $NPV = 5742307,2$ руб. > 0 , $DPP = 0,391$ мес., $PI = 6,8$ $>$ больше 1, можно сделать вывод о том, что проект является экономически целесообразным.

3.2 Эффективность внедрения автоматизированной информационно – измерительной системы коммерческого учета электроэнергии

Обоснование внедрения АИИС КУЭ включает оценку как экономического, так и технического эффекта.

Составляющие сводного экономического эффекта характеризуются следующими результатами:

-прямая экономия энергии за счет разницы классов точности старых и новых приборов энергоучета, благодаря применению современных интеллектуальных высокоточных микропроцессорных счетчиков, а так же исключение ошибок при ручном съеме данных учета;

-отсутствие у электронных счетчиков «механической усталости», присущей приборам индукционного учета;

-межповерочный интервал для индукционных трехфазных счетчиков составляет 4 года, для электронных микропроцессорных счетчиков – 8 лет, что дает возможность снизить расходы на метрологическую поверку счетчиков и узлов учета;

-учитывая, что в секторе свободной торговли оптового рынка электроэнергии цены определяют за каждый час, необходимо значительное улучшение системы коммерческого учета электроэнергии. Коммерческий учет для определения движения товарной продукции должен быть автоматизированным и охватывать весь объем потребления, передачи и отпуска в натуральном выражении;

-улучшение точности коммерческого учета позволит на основании более точной статистической информации планировать потребление электроэнергии и снизит вероятность работы в секторе отклонений, где стоимость единицы объема электроэнергии (ставка платы за отклонения) выше равновесной цены;

-выравнивание графиков нагрузки за счет перехода на многотарифный учет энергии и мощности приводит к снижению эксплуатационных расходов, обусловленного «щадящими» режимами работы оборудования. Появляется возможность загрузки более экономичных базовых энергоблоков, имеющих меньший удельный расход топлива;

-снижение потерь электроэнергии за счет автоматического определения незарегистрированных абонентов, фиксирования хищений электроэнергии;

-экономический эффект от внедрения АИISKУЭ может включать составляющие, представленные на рисунке 3.1.

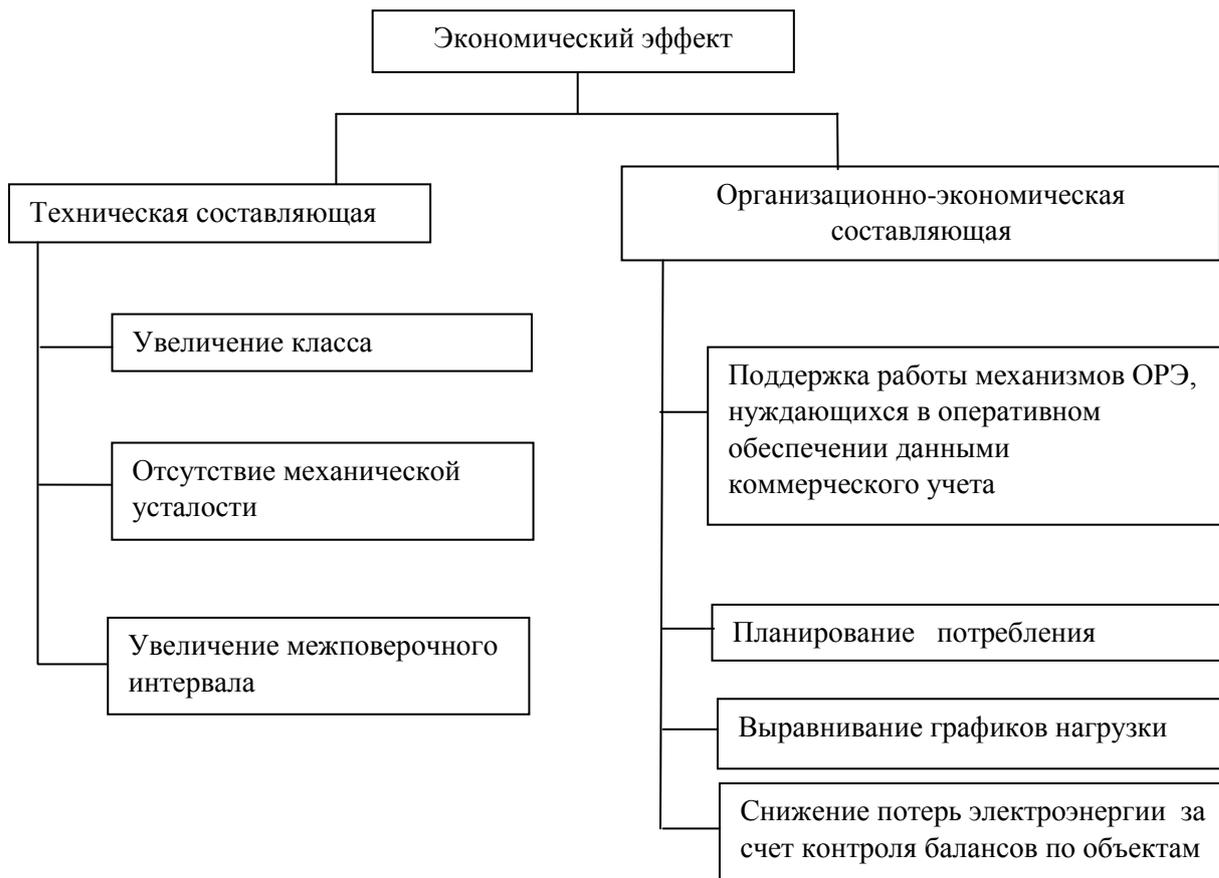


Рисунок 3.1 - Эффект от внедрения АИИСКУЭ

Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) сегодня становится востребованной не только энергокомпаниями и крупными промышленными предприятиями, но и представителями среднего бизнеса.

Создание АИИС КУЭ в условиях действия новых правил функционирования оптового и розничных рынков выгодно всем промышленным предприятиям. Однако особый экономический эффект достигается при выходе их на ОРЭ.

Главное при создании АИИС — выбрать надежного подрядчика и запастись терпением, ведь это довольно-таки трудоемкий и длительный процесс. Однако станет ли новая система действительно эффективным инструментом энергосбережения или средством для оптимизации расходов на

энергоресурсы, зависит уже от предприятий, грамотно использующих ее в своих целях. Если предприятие создает у себя автоматизированную информационно-измерительную систему и становится субъектом ОРЭ, то сможет напрямую, без посредников покупать энергию, что значительно выгоднее, чем перекупать ее у энергосбытовых организаций.

Несмотря на технические трудности и значительные средства, необходимые для создания современной АИИСКУЭ, спрос на их внедрение очень велик. Это обусловлено тем, что присоединение к системе ОРЭ возможно только при наличии АИИСКУЭ, соответствующей требованиям рынка.

Сегодня клиенты нуждаются в быстром и эффективном внедрении АИИСКУЭ, учитывающей все обязательные требования ОРЭ, что предполагает создание всего комплекса конструкторской, технической, эксплуатационной и сопроводительной документации. При этом от генподрядчика требуется своими силами выполнить широкий спектр работ по внедрению АИИСКУЭ с привлечением минимального количества контрагентов.

Таким образом, рынок АИИСКУЭ сегодня интенсивно развивается. При этом системных интеграторов, способных квалифицированно выполнять работу по созданию и модернизации АИИСКУЭ, не хватает. Рынок предъявляет высокие требования к современным системам коммерческого учета, что предопределяет большой объем работы по их созданию и модернизации.

Также стоит обратить внимание на то, что АИИСКУЭ применяется сегодня во всех развитых странах, поскольку это современный подход к учету электроэнергии.

Наличие АИИСКУЭ дает предприятию следующие возможности:

- получать достоверную информацию о количестве произведенной, распределенной и потребленной энергии и мощности по предприятию в целом и по каждому цеху в отдельности, что позволит избежать необоснованных выплат за потребленную электроэнергию энергоснабжающей организации и получить существенную экономию денежных средств для предприятия;

-осуществлять своевременный учет расхода электроэнергии каждым абонентом сети без необходимости прямого доступа к приборам учета для сверки показаний;

-снижать уровень затрат на обслуживание точек учета и организацию выписки счетов;

-своевременно выявлять и устранять возможность безнаказанного хищения электроэнергии и других нарушений со стороны конечных потребителей электроэнергии;

- осуществлять сбор и передачу данных на верхний уровень управления для проведения финансовых расчетов между поставщиком и потребителем электрической энергии как на розничном, так и на оптовом рынке электроэнергии;

-наличие АИИСКУЭ является необходимым условием выхода предприятия на оптовый рынок электроэнергии;

- управлять режимами энергопотребления как на предприятии в целом, так и отдельных цехов;

-оперативно изменять величины заявленной мощности для двухставочных потребителей;

-оперативно контролировать и анализировать режим потребления электроэнергии и мощности основными потребителями;

-осуществлять диагностику технических средств АИИС КУЭ (анализ функционирования технических средств и фиксация факта неисправности с указанием времени, места, вида и причины возникновения нарушения);

-контролировать техническое состояние систем учета электроэнергии в электроустановках;

-производить расчет небаланса по всем цепям доставки электроэнергии в распределительных сетях 6(10)/0,4 кВ;

-повысить срок службы электрических сетей за счет оперативного контроля их симметричной нагрузки;

-повысить уровень ответственности абонентов за своевременную оплату платёжных счетов;

-получить возможность перехода на расчет по дифференцированным по времени суток тарифу;

-обеспечить отсутствие искажений при снятии показаний электросчетчиков за счёт исключения человеческого фактора.

Внедрение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии - длительный и дорогостоящий проект, сопряженный с рядом сложностей. Однако он обеспечивает заказчику как минимум порядок в учете электроэнергии и как максимум - значительную экономию средств за счет внедрения энергосберегающих программ и работы на рынке. Результаты внедрения системы учета зависят от класса ее качества, цели установки, выбора поставщика услуг, выявления сложностей реализации проекта и их влияния на сроки завершения работ.

Благодаря АИИСКУЭ можно точно определить наиболее энергоемкие технологические процессы и перенести работу соответствующего оборудования на ночные часы либо снизить потребление электроэнергии, изменяя технологию данных процессов. Кроме того, автоматизированные информационно-измерительные системы позволяют выявить места хищения электроэнергии и, главное, работать на рынке, т. е. покупать электроэнергию не по установленным тарифам, а по рыночной цене. Благодаря внедрению подобных систем предприятие может значительно снизить расходы на электроэнергию, что особенно актуально для энергоемких производств с высокой долей затрат на электроэнергию в себестоимости продукции. Экономический эффект достигается посредством повышения точности учета электроэнергии и его автоматизации, позволяющих эффективно заниматься энергосбережением на предприятии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В условиях постоянного удорожания электроэнергии и нестабильности экономической ситуации, автоматизированная информационно-измерительная система становится незаменимым инструментом рынка электроэнергии и его участников.

В рыночных условиях этап реализации электроэнергии, безусловно, является ключевым как для энергосистемы, так и для потребителей. Для энергосистемы на этом этапе определяется, сколько электроэнергии отпущено потребителям и как произведены ее оплата. Любые ошибки и неточности на стадии определения фактического объема электроэнергии ее стоимости влияют на экономические показатели ПАО «Красноярскэнергосбыт», а также на показатели деятельности потребителя.

В процессе разработки дипломного проекта были проделаны следующие работы:

- проанализированы аспекты учета электроэнергии в рамках оптового и розничного рынков;

- исследованы особенности автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии;

- оценены преимущества автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии;

- проанализированы методики определения объема потребленной электроэнергии для абонентов, присоединенной мощностью свыше 670 кВт, при отсутствии интервального учета или при непредоставлении почасовых данных потребления электроэнергии;

- проведен сравнительный анализ и оценка расчетов за потребленную электроэнергию ПАО «Красноярскэнергосбыт» с промышленным предприятием;

- разработаны рекомендации по повышению эффективности коммерческого учета электроэнергии.

В результате выполнения дипломного проекта можно сделать следующие выводы:

Потребители с присоединенной мощностью свыше 670 кВт благодаря эффективному мониторингу энергопотребления, внедрению энергосберегающих технологий и максимально выстроенному производственному процессу могут значительно сэкономить на оплате стоимости электроэнергии и мощности.

Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИСКУЭ) сегодня становится востребованной не только энергокомпаниями и крупными промышленными предприятиями, но и представителями среднего бизнеса. Создание АИИС КУЭ в условиях действия новых правил функционирования оптового и розничных рынков выгодно всем промышленным предприятиям.

Одним из важнейших преимуществ системы АСКУЭ является способность анализировать потребление передачи мощности, энергии, что делает возможным выявление допущенных просчетов в организации работы потребителя.

Использование автоматизированной измерительной системы коммерческого учета позволяет уменьшить количество потребляемой электроэнергии, что дает возможность повышать экономические результаты потребителя.

Реализация данного проекта позволит улучшить оперативность и точность планирования энергопотребления и объема закупки на оптовом рынке электроэнергии, сократить затраты на контроль и сбор данных коммерческого учета электроэнергии, а также обеспечит возможность выбора оптимальных тарифов и расчета потребленной мощности на основании фактических измерений наиболее энергоемкой группы промышленных потребителей ПАО «Красноярскэнергосбыт».

Подводя общий итог, можно отметить, что вопрос коммерческого учета электроэнергии на сегодняшний день является актуальным для предприятий и

государства. При эффективном учете потребления предприятие может значительно снизить свои финансовые затраты в этой области.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Абдурашитов Ш. Р. Общая энергетика. / Абдурашитов Ш. Р. – М.: Голос, 2008. – 312 с.
- 2 Быстрицкий Г. Ф. Основы энергетики. / Быстрицкий Г. Ф. – М.: КноРус, 2011. – 350 с.
- 3 Воротницкий В. Э. Методы и средства выявления безучетного потребления электрической энергии при наличии приборов учета. / Воротницкий В. Э. – М.: ДиалогЭлектро, 2010
- 4 А. В. Данилин, В. А. Захаров. Принципы построения и работы АСКУЭ / А. В. Данилин, В. А. Захаров // Экологические системы. 2008 - № 12.
- 5 А. Гуртовцев «Комплексная автоматизация энергоучета на промышленных предприятиях и хозяйственных объектах» / А. Гуртовцев // журнал «СТА» 2007. – №3. – с. 44-45.
- 6 Башмаков И. Энергетика России: стратегия инерции или стратегической эффективности? / И. Башмаков // Вопросы экономики. – 2007 - №10. – С. 104 – 122.
- 7 Беляев Л. С., Подковальский С. В. Рынок в электроэнергетике / Новосибирск: Наука, 2006. – 250с.
- 8 Быщенко С. Г. Инструментальное обеспечение рынка электроэнергии. Концепция создания автоматизированной системы контроля и управления энергопотреблением. Промышленная энергетика №3,4 2006 г.
- 9 Войтков В. Обзор ОЭС Сибири / В. Войтков // Энергорынок – 2005. - №2. – С. 34.
- 10 Годовой отчет ПАО «Красноярскэнергосбыт» за 2015 г. [Электронный ресурс] // – Режим доступа:<https://www.krsk-sbit.ru/openinfo.php>
- 11 Голованова Л. В. Организация оптового рынка электроэнергии: учеб. Пособие / Л. В. Голованова. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2011. – 140с.

- 12 Давидсон М. Р., Догадушкина Ю. В., Крейнс Е. М., Новикова Н. М., Удальцов Ю. А., Ширяева Л. В. Математическая модель конкурентного оптового рынка электроэнергии в России. / Известия РАН. Теория и система управления. 2004. – №3. – С. 72 – 83.
- 13 Е. И. Лифанов. Принципы построения современных систем АСКУЭ / Е. И. Лифанов // Экологические системы. – 2005. – №12.
- 14 Закрытое акционерное общество «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» (ЗАО «АПБЭ»). [Электронный ресурс] // – Режим доступа: <https://www.e-arbe.ru/>
- 15 Климова, М. Цель – Энергосбережение / М. Климова // Научно-практическая конференция строитель. – 2004 - №36. – С. 28 – 31.
- 16 Коммерческий учет энергии – на смену плановой убыточности / Ю. Б. Башук // «ИСУП», №2(38) – 2012.
- 17 Кондратьева А. В. АиисКУЭ система успеха / А. В. Кондратьева // Энергетик. – 2009 - №9. – С. 11 – 12.
- 18 Кондратьева А. В. Учет в любой системе АиисКУЭ / А .В. Кондратьева // Энергетик. 2009 - №11. – С. 15 – 17.
- 19 Конторович А. А. Мировая система обеспечения энергетическими ресурсами / А. А. Конторович // Региональное хозяйство. – 2004 - №7. – С. 24 – 27.
- 20 Костин С. Н., Русаков В. Н., Синютин П. А. Организация внедрения автоматизированных систем учета электроэнергии промышленных потребителей. / Промышленная энергетика. – 2008. - №6.
- 21 Макаров А. А., Григорьев Л. М. – общая редакция. Прогноз развития мировой энергетики до 2035 года. М.; ИНЭИ РАН, 2012 г.
- 22 Макаров А. А. и др. Экономика и управление в современной электроэнергетике России. НП «Конц ЕЭС» М., 2009 г.
- 23 Максимов Б. К., Молодюк В. В. «Теоретические и практические основы рынка электроэнергии»: учеб. пособие // - М.: Издательский дом МЭИ, 2008. 292 с.

24 Министерство энергетики Российской Федерации (Минэнерго России).

[Электронный ресурс] // – Режим доступа: <https://www.minenergo.gov.ru/>

25 Михайленко И. Достоверность учета – путь к энергосбережению / И. Михайленко // Промышленные страницы Сибири. – 2008 - №27. – С. 21-24.

26 Новые правила функционирования розничных рынков электрической энергии: взгляд глазами потребителей / Марина Волосникова, Ольга Козлова // «электротехнический рынок». – 2013. - №2.

27 Ожегов А. Н. Системы АСКУЭ \ Учеб. пособие. – Киров: Изд-во ВятГУ, 2006. – 102 С.

28 Осика Л. К. Коммерческий и технический учет электрической энергии на оптовом и розничном рынках. / Изд. Политехника, 2005. – 360 с.

29 Открытое акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (ОАО «СО ЕЭС»). [Электронный ресурс] // – Режим доступа: <https://www.so-ups.ru/>

30 Открытое акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ОАО «ФСК ЕЭС»). – Режим доступа: <http://fsk-ees.ru/>

31 Открытое акционерное общество «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии» [Электронный ресурс] // – Режим доступа: <https://www.atsenergo.ru/>

32 Официальный сайт НП Совет рынка. [Электронный ресурс] // – Режим доступа: <https://www.np-sr.ru/>

33 Официальный сайт ПАО «Красноярскэнергосбыт». – 2000 – 2017. [Электронный ресурс] // – Режим доступа: <https://www.krsk-sbit.ru/>

34 Официальный сайт ООО «Технопроминжиниринг» [Электронный ресурс] // – Режим доступа: <https://www.tpi-sib.ru/>

35 Повышение эффективности производства за счет внедрения АСКУЭ / Иваненко А. П., Мазуров Д. П. // Гомель, 2009 г.

36 Постановление Правительства Российской Федерации от 24 октября 2003 г. N 643 «О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода». [Электронный ресурс] // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <https://www.consultant.ru/>

37 Постановление Правительства РФ от 11.07.2001 г. № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации». [Электронный ресурс] // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <https://www.consultant.ru/>

38 Постановление Правительства РФ от 21 января 2004 г. № 24 «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии». [Электронный ресурс] // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <https://www.consultant.ru/>

39 Постановление Правительства РФ от 26 февраля 2004 г. N 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации» [Электронный ресурс] // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: [https://www.consultant.ru.](https://www.consultant.ru/)

40 Постановление Правительства РФ от 27 декабря 2004 г. N854 «Об утверждении правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» [Электронный ресурс] // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: [https://www.consultant.ru.](https://www.consultant.ru/)

41 Постановление Правительства РФ от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказании этих услуг, правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказании этих услуг, правил недискриминационного доступа к услугам Администратора торговой системы оптового рынка и оказании этих услуг и правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям» [Электронный ресурс] // Справочная

правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <https://www.consultant.ru>.

42 Постановление Правительства РФ от 28 октября 2003 г. № 648 «Об утверждении положения об отнесении объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети и о ведении реестра объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть». [Электронный ресурс] // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <https://www.consultant.ru>.

43 Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 г. №1179 «Об определении и применении гарантирующими поставщиками нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность)» [Электронный ресурс] // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <https://www.consultant.ru>.

44 Постановление Правительства РФ от 30 июня 2004 г. № 332 «Об утверждении Положения о Федеральной службе по тарифам». [Электронный ресурс] // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <https://www.consultant.ru>.

45 Постановление Правительства РФ от 30.12.2003 г. №792 «О перечне услуг по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России» [Электронный ресурс] // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <https://www.consultant.ru>.

46 Постановление Правительства РФ от 4 мая 2012 г. N 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» [Электронный ресурс] // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <https://www.consultant.ru>.

47 Тубинис В. В. Особенности организации коммерческого учета электроэнергии в распределительных устройствах 6-10 кВ с токоограничивающими реакторами // Электро. – 2004. – №2.

- 48 Тукенов А. А. Рынок электроэнергии: от монополии к конкуренции. – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 416 с.
- 49 Федеральная служба по тарифам. [Электронный ресурс] // – Режим доступа: <https://www.fstrf.ru/>
- 50 Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26 марта 2003 г. № 35 – ФЗ. [Электронный ресурс] // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <https://www.consultant.ru>.
- 51 Экономика и управление в современной электроэнергетике России: пособие / по ред. Чубайса А. Б. – М.: НП «КОНЦ ЕЭС», 2009. – 615 с.
- 52 Колесов Р.В., Бурькин А.Д. Разработка методики планирования и привлечения финансовых ресурсов промышленными предприятиями // Вестник БИСТ (Башкирского института социальных технологий). 2016. №1 (30). С. 49-59.
- 53 Электроэнергетика Российской Федерации [Электронный ресурс]. - Режим доступа: www.gks.ru
- 54 Баканов, М.И. Теория экономического анализа: учеб. / М. И. Баканов, А. Д. Шеремет. – Москва: Финансы и статистика, 2000. – 340 с.
- 55 СТО 4.2-07-2014 Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной и научной деятельности.