

ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ И ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГОСБЫТОВОГО БИЗНЕСА РОССИИ**Яков Петрович ФЕДОРОВ**

кандидат экономических наук, доцент департамента корпоративных финансов и корпоративного управления, Финансовый университет при Правительстве РФ, Москва, Российская Федерация

yacov@list.ru

<https://orcid.org/0000-0001-5780-0533>

SPIN-код: 6389-0011

История статьи:

Получена 20.09.2018

Получена в доработанном виде 04.10.2018

Одобрена 18.10.2018

Доступна онлайн 29.11.2018

УДК 336.6

JEL: G30

Аннотация**Предмет.** Финансово-экономические аспекты развития энергосбытового бизнеса России.**Цели.** Раскрытие финансово-экономических проблем развития энергосбытовых компаний России.**Методология.** Используются эмпирические и логические построения, анализ и синтез, обобщение, системный подход, методы сравнительного анализа.**Результаты.** Сформулированы основные финансово-экономические и организационно-правовые аспекты функционирования энергосбытовой отрасли, раскрыты особенности ценообразования и государственного регулирования в области розничного рынка электроэнергии (мощности), в том числе расчета и установления сбытовых надбавок. Сформулированы виды перекрестного субсидирования в отрасли, а также раскрыты некоторые виды экономических эффектов, не предусмотренные государственным регулированием.**Область применения.** Результаты могут использоваться для совершенствования государственного регулирования отрасли и оценки перспектив ее развития специалистами аналитических служб профильных органов государственной власти и энергетических компаний.**Выводы.** Отмечена тенденция к укрупнению отрасли и уход с рынка небольших компаний. Энергосбытовые компании утрачивают самостоятельность и, по сути, становятся расчетными подразделениями крупнейших энергетических холдингов страны. Делаются попытки централизации расчетов не только за электроэнергию, но и за все услуги ЖКХ, в рамках специализированных расчетных центров. Основной вектор развития отрасли — переход на дистанционное обслуживание. Совершенствование государственного регулирования устраняет часть проблем и ведет к появлению новых белых пятен. Единственный путь по разрешению проблемы — создание реально конкурентного рынка электроэнергии в стране, лишение гарантирующих поставщиков эксклюзивного права по энергоснабжению населения, средних и малых предприятий и организаций.**Ключевые слова:**

энергосбытовой бизнес, гарантирующий поставщик, цены на электроэнергию, эталонный сбыт, перекрестное субсидирование

© Издательский дом ФИНАНСЫ и КРЕДИТ, 2018

Для цитирования: Федоров Я.П. Финансово-экономические аспекты и проблемы энергосбытового бизнеса России // *Финансы и кредит*. — 2018. — Т. 24, № 11. — С. 2503 — 2522.<https://doi.org/10.24891/fc.24.11.2503>**Введение**В результате реформы энергетической отрасли, завершившейся ровно 10 лет назад ликвидацией РАО «ЕЭС России»¹, появились

генерирующие, электросетевые и энергосбытовые компании. И если

выше уровня 1990 г. (рис. 1). Правда, это все равно на 142 млрд кВт·ч, или почти на 14% хуже пессимистического или инерционного прогноза энергопотребления в России, учтенного в прогнозном балансе на 2008—2015 гг. для последнего года прогноза, то есть для 2015 г., сформированного в качестве обоснования реформирования отрасли. Превышение достигнутого в 1990 г. максимума потребления в России согласно тому же прогнозному балансу планировалось по пессимистическому сценарию в 2010 г.

¹ Для энергетики России 2017 г. примечателен тем, что именно в этом году объем потребления электроэнергии в стране превысил объем потребления 1990 г., в котором был зафиксирован максимум в 1 073 млрд кВт·ч, и составил 1 089 млрд кВт·ч, что более чем на 15,2 млрд кВт·ч, или на 1,4%

публикаций, посвященных генерирующим и электросетевым компаниям, предостаточно, то каких-либо исследований, касающихся проблем функционирования энергосбытовых компаний, явно не хватает. При этом именно энергосбытовые компании работают непосредственно с конечным потребителем и аккумулируют самые значительные финансовые потоки, в дальнейшем распределяя их между производителями электроэнергии и электросетевыми компаниями. И какие-либо проблемы в энергосбытовой сфере тут же становятся проблемой для всей отрасли — от генерации и до сетей. Именно энергосбытовые компании находятся в последнее время в центре громких скандалов. Чего только стоят дела, например, обанкротившихся «Энергострима» или «Межрегионсоюзэнерго», руководство которых находится в розыске в связи с незаконным выводом денежных средств из компаний.

Анализ проблемы

Общие проблемы и вопросы функционирования и развития энергетической отрасли анализируются в трудах отечественных и зарубежных исследователей О.Г. Баркина², Е.Д. Волковой, А.А. Захарова, С.В. Подковальникова, В.А. Савельева, К.А. Семенова, Л.Ю. Чудинова [1], Л.С. Беляева [2], Э.П. Волкова, В.А. Барина, А.С. Маневич [3], Л.Д. Гельтмана, Б.Е. Ратникова³, А.А. Тукунова [4], Р. Cramton [5], в которых подробно рассматриваются сущность энергетического бизнеса, особенности функционирования розничного и оптового рынков электроэнергии и мощности и др.

Многочисленные труды исследователей посвящены изучению вопросов и проблем реформирования и прогнозирования единой энергетической системы России и перспективам ее дальнейшего развития. Авторы этих работ: Э.П. Волков, А.С. Маневич [1], В.А. Барин [6], Ю.Д. Кононов [7], А.А. Макаров [8],

Б.Д. Сюткин [9], А.Б. Чубайс⁴, Е.В. Гальперова, Ю.Д. Кононов, О.В. Мазурова [10].

В работах В.Я. Афанасьева, В.В. Кузьмина [11], В.Э. Воротницкого [12], В.О. Головщикова, В.А. Стенникова, С.И. Паламарчук [13], А.А. Макарова [8], С. Knittel [14] значительное внимание уделено проблематике развития конкурентных отношений в электроэнергетике, вопросам эффективности и совершенствования государственного регулирования электроэнергетического рынка.

Научные исследования Е.В. Гальперова, О.В. Мазуровой, Ю.Д. Кононова [15], Н.Г. Кутового [16], В.И. Локтионова [17], М.Н. Узякова⁵ посвящены проблемам совершенствования тарифной политики в области энергетики и вопросам ценообразования.

Если рассматривать электроэнергетическую отрасль как вертикально-интегрированную структуру, включающую в себя цепочку от производства электроэнергии на электростанции, ее транспортировки посредством сетевой инфраструктуры и непосредственно энергосбыт, то именно энергосбытовая компания осуществляет продажу электрической энергии конечному покупателю, несет бремя долгов за электроэнергию, из первых рук получает обратную связь от клиентов относительно качества и условий энергоснабжения, формируя ценовые предложения для потребителей электроэнергии. Организацию функционирования розничного рынка в Российской Федерации иллюстрирует *рис. 1*.

Энергосбытовая компания — организация, покупающая электрическую энергию и мощность на оптовом и/или розничном рынке у генерирующих компаний (ТГК, ОГК, АЭС, ГЭС, блок-станции) и продающая ее на

² Современная рыночная электроэнергетика Российской Федерации. 2-е изд. / под ред. О.Г. Баркина. М.: Совет рынка, Перо, 2015. 379 с.

³ Гельтман Л.Д., Ратников Б.Е. Энергетический бизнес: учеб. пособ. М.: Дело, 2006. 600 с.

⁴ Чубайс А.Б. Экономика и управление в современной электроэнергетике России: учеб. пособие для менеджеров электроэнергетических компаний. М.: КОНЦ ЕЭС, 2009. 1074 с.

⁵ Узяков М.Н. Влияние цен на энергетические ресурсы на динамику экономики России // Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса». М.: Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН, 2003. С. 4—18.

розничном рынке потребителям в лице физических и юридических лиц. При этом энергосбытовая компания заключает договор с электросетевой компанией на оказание услуги по передаче электроэнергии от объектов генерации до точек поставки потребителя. Крупные потребители могут напрямую заключать договоры оказания услуг передачи электроэнергии с электросетевой компанией, но тогда договор потребителя с энергосбытовой компанией будет называться не договор энергоснабжения, а договор купли-продажи электрической энергии.

Гарантирующим поставщиком считается коммерческая организация, обязанная заключить договор, обеспечивающий продажу электрической энергии, с любым обратившимся к ней потребителем электрической энергии по цене не выше предельной нерегулируемой цены, рассчитываемой и публикуемой гарантирующим поставщиком в отношении каждого расчетного периода. Наличие гарантирующих поставщиков исключает ситуацию, когда, например, с кем-либо из потребителей откажутся заключать договор энергоснабжения все энергосбытовые компании. В то же время гарантирующий поставщик служит своеобразным расчетным центром для генерирующих и электросетевых компаний, принимая меры в отношении потребителей по своевременной оплате электроэнергии и перечисляя сетевую и электроэнергетическую составляющие стоимости электроэнергии (мощности) в пользу этих компаний. Как правило, гарантирующий поставщик действует в пределах субъектов Федерации, например, АО «Мосэнергосбыт» является гарантирующим поставщиком в Москве. Источником дохода гарантирующего поставщика выступает утверждаемая органами регулирования сбытовая надбавка, обеспечивающая покрытие необходимых затрат по обслуживанию потребителей (обслуживание клиентов и содержание офисов, развитие биллинга и прочих ИТ-систем и др.), а также расходы, связанные с сомнительными долгами за электроэнергию.

В отличие от гарантирующего поставщика энергосбытовая компания более свободна в заключении договоров с потребителями, в том числе и в определении цены, за исключением случаев поставки электроэнергии населению. Именно по этой причине крупные потребители часто выбирают в качестве поставщика электрической энергии энергосбытовую компанию, а не гарантирующего поставщика⁶, так как именно энергосбытовая компания может в отличие от гарантирующего поставщика предложить скидку или более комфортные условия оплаты.

При этом электросетевая компания приобретает у гарантирующего поставщика электроэнергию на компенсацию потерь, объем которой формируется как разница между отпускной электрической энергией в сеть, в границах которой действует гарантирующий поставщик, и объемом полезного отпуска, сформированного на основе показаний приборов учета потребителей или расчетным способом⁷. Чем больше на той или иной территории безучетного или бездоговорного потребления электроэнергии, более изношены электрические сети, больше случаев применения расчетных методов определения полезного отпуска (при отсутствии фактических показаний приборов учета), тем больше объем потерь, который электросетевая компания должна приобретать у гарантирующего поставщика. При минимизации описанных случаев потери, как правило, минимальны, поэтому электросетевые компании заинтересованы, чтобы полезный отпуск максимально был приближен к объему электроэнергии, отпущенному в сеть. В этом случае сетевая компания максимизирует стоимость оказанной

⁶ Гарантирующий поставщик за пределами региона, где он имеет статус гарантирующего поставщика, действует как энергосбытовая компания. Так, «Мосэнергосбыт» на своем официальном портале сообщает, что по состоянию на 30.06.2018 в качестве независимой энергосбытовой компании осуществляет энергоснабжение 173 объектов крупных предприятий и организаций в 48 регионах РФ.

⁷ Объем потерь, приобретаемых сетевой компанией у гарантирующего поставщика, колеблется, как правило, в пределах 7–10%, однако в некоторых случаях может достигать 10–25% (районные и сельские электросети).

гарантирующему поставщику услуги по передаче электроэнергии.

Конечная цена электроэнергии для потребителя складывается из цены самой электроэнергии, приобретенной поставщиком на оптовом рынке (доля в конечной цене от 44 до 57% в конечной цене в зависимости от уровня напряжения), стоимости услуги по передаче электроэнергии (доля в цене от 38 до 52%), сбытовой надбавки (4–5%) и совсем небольшой доли платы за инфраструктурные услуги. Так, например, конечная одноставочная цена для потребителя-организации в Московской области в июле 2018 г. в зависимости от уровня напряжения составляла от 3,6 руб. до 4,4 руб. за 1 кВт·ч. Структура розничной цены в целом по стране представлена в *табл. 1*.

Энергоснабжение физических лиц осуществляется, как правило, посредством заключения гарантирующим поставщиком договора с исполнителем коммунальной услуги (ИКУ)⁸ в лице управляющей компании, которая приобретает электрическую энергию у гарантирующего поставщика в целях предоставления коммунальной услуги по электроснабжению населения. Управляющая компания обязана заключить договор энергоснабжения с энергосбытовой компанией в интересах жителей многоквартирного дома. При этом согласно действующему законодательству, если у управляющей компании имеется просроченная задолженность сроком образования свыше двух месяцев, то энергосбытовая компания может инициировать перевод жителей на прямые договоры с энергосбытовой компанией.

На практике прямые договоры между жителями и энергосбытовыми компаниями встречаются довольно часто даже при отсутствии задолженности в силу, например, исторически сложившейся договорной

⁸ За исключением домов с непосредственным способом управления, где энергосбытовая компания обязана заключить прямые договоры с жителями и вести самостоятельно расчеты, в том числе в части начисления общедомовых нужд (ОДН).

конструкции или с владельцами индивидуальных домов в сельской местности. При этом тарифы для населения и других лиц, приравненных к населению (УК, СНТ, ЖК и др.), устанавливаются Региональными энергетическими комиссиями регионов на год.

Есть ли конкуренция?

Одной из целей реформы электроэнергетики являлось создание конкурентных рыночных условий для энергосбытовых компаний, чтобы потребитель легко мог выбрать себе поставщика электроэнергии. К сожалению, указанная цель не была достигнута. Крупные промышленные предприятия с существенным объемом потребления (свыше 3–10 млн кВт·ч в год) могут выбирать между коммерческими предложениями нескольких энергосбытовых компаний вплоть до принятия решения о самостоятельной покупке электроэнергии на оптовом рынке⁹. Средние же и малые компании обычно не представляют особого интереса для энергосбытовых компаний в качестве возможных клиентов, и поэтому их возможности по выбору поставщика электроэнергии ограничены. То же самое можно сказать и про население, которое сегодня лишено возможности, как в развитых европейских странах, выбрать себе поставщика электроэнергии.

Однако именно благодаря конкуренции в области энергоснабжения промышленных предприятий цена на электроэнергию для промышленности держится на минимальном уровне и сегодня практически сравнялась с ценой для населения (*табл. 2*). Поэтому лишь развитие конкурентных отношений в области энергосбытовых услуг не только станет катализатором улучшения качества энергосбытовых услуг, но и поможет если не снизить, то хотя бы существенно ограничить рост цен на электроэнергию для остальных групп потребителей.

⁹ В результате существующего перекрестного субсидирования населения за счет тарифной группы «прочие потребители» уход крупного покупателя электроэнергии от гарантирующего поставщика к независимой энергосбытовой компании, как правило, ведет к существенному росту цены для всех остальных потребителей, в том числе для населения, что часто вызывает негативную реакцию и даже противодействие региональных властей.

Вместе с тем в настоящее время гарантирующие поставщики ограничены в способах удержания крупных клиентов, так как они не могут давать какие-либо преференции своим клиентам в силу государственного установления сбытовой надбавки и наличия антимонопольных рисков при предоставлении скидок потребителям одной ценовой категории в отличие от независимых энергосбытовых компаний, которые сами устанавливают свою энергосбытовую надбавку. В силу этих причин, как правило, в настоящее время крупные промышленные предприятия и организации с существенным объемом потребления выбирают независимых поставщиков электроэнергии. В результате ухода крупного потребителя от гарантирующего поставщика на энергоснабжение к независимой энергосбытовой компании сбытовая надбавка в регионе для населения и прочих оставшихся потребителей значительно увеличивается.

Основы ценообразования

Ценообразование для юридических лиц зависит от ценовой категории, выбранной потребителем (табл. 3). Поскольку цены для юридических лиц нерегулируемые, то по факту потребитель оплачивает стоимость электроэнергии исходя из фактически сложившейся цены на оптовом рынке.

При выборе первой ценовой категории потребитель оплачивает стоимость электроэнергии в одноставочном выражении, включающей в себя стоимость и электроэнергии, и мощности. Первая ценовая категория (ЦК) самая простая в расчетах и позволяет потребителю относительно легко посчитать стоимость электроэнергии к оплате (умножив объем кВт·ч на цену, посчитанную гарантирующим поставщиком). Однако цена электроэнергии здесь обычно самая высокая¹⁰.

¹⁰ В некоторых случаях цена электроэнергии по 1 ЦК оказывается существенно ниже, чем по 3–6 ЦК, поскольку она формируется по остаточному принципу. Сначала покупная мощность определяется для потребителей 3–6 ЦК, на которых приходится максимальный объем мощности, далее по остаточному принципу оставшаяся мощность распределяется среди потребителей 1 ЦК. Соответственно, если среди потребителей 3–6 ЦК много таких, кто работает с неравномерным графиком нагрузки, то на 1 ЦК объем мощности распределяется минимальный.

Определение средневзвешенной нерегулируемой цены на электрическую энергию с учетом мощности по 1 ценовой категории производится следующим образом:

$$C_{\text{СВНЦЭМ}} = C_{\text{СВНЦЭ}} + \lambda \cdot C_{\text{СВНЦМ}}, \quad (1)$$

где $C_{\text{СВНЦЭ}}$ — средневзвешенная нерегулируемая на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемая коммерческим оператором оптового рынка для каждого гарантирующего поставщика;

$C_{\text{СВНЦМ}}$ — средневзвешенная нерегулируемая цена на мощность на оптовом рынке, определяемая коммерческим оператором оптового рынка для каждого гарантирующего поставщика;

λ — коэффициент оплаты мощности, определяемый гарантирующим поставщиком.

Расчет коэффициента оплаты мощности для первой ценовой категории происходит следующим образом:

$$\lambda = \frac{N_{\text{Опт.}} + N_{\text{Розн.}} - (N_{2-6\text{ЦК}} + N_{\text{Нас.}})}{V_{\text{Опт.}} + V_{\text{Розн.}} - (V_{2-6\text{ЦК}} + V_{\text{Нас.}})}, \quad (2)$$

где $N_{\text{Опт.}}$ — объем фактического пикового потребления мощности ГП на ОРЭМ;

$V_{\text{Опт.}}$ — объем фактического потребления электроэнергии ГП на ОРЭМ;

$N_{\text{Розн.}}$, $V_{\text{Розн.}}$ — объем мощности и электроэнергии, купленный ГП у производителей электроэнергии (мощности) на розничных рынках;

$N_{2-6\text{ЦК}}$, $V_{2-6\text{ЦК}}$ — объем мощности и электроэнергии, оплачиваемый ГП потребителями второй — шестой ценовых категорий;

$N_{\text{Нас.}}$, $V_{\text{Нас.}}$ — объем потребления мощности и электроэнергии населением гарантирующего поставщика, определенные в сводном прогнозном балансе.

Вторая ценовая категория позволяет оплачивать электроэнергию дифференцированно в зависимости от времени суток (ночь, полупик, пик). Такая дифференциация

направлена на стимулирование энергосбережения и сглаживание графиков потребления, то есть на увеличение потребления в периоды меньших нагрузок (ночь) и уменьшение потребления в периоды больших нагрузок, путем дифференциации стоимости цены электроэнергии по зонам суток.

Третью ценовую категорию могут выбрать потребители, у которых налажен почасовой учет электроэнергии, но не осуществляется почасовое планирование. Поскольку на оптовом рынке в каждый час суток складывается своя цена, то и потребитель, выбравший данную ценовую категорию, оплачивает стоимость электроэнергии, сложившуюся в каждый час суток на оптовом рынке. Еще одной особенностью 3 ЦК является то, что потребитель отдельно оплачивает не только стоимость электроэнергии, но и стоимость мощности¹¹, которая определяется как произведение цены мощности, публикуемой гарантирующим поставщиком, и объема потребленной потребителем мощности, рассчитываемой как среднее арифметическое значение мощности в пиковые часы нагрузки региона в каждый рабочий день. При этом стоимость услуги по передаче определяется по тарифу, выраженному в одноставочном выражении.

Четвертая ЦК похожа на третью ценовую категорию, отличие состоит в том, что

¹¹ Совокупные затраты энергетических компаний можно разделить на переменные и постоянные. Переменные затраты зависят от объемов производства электроэнергии (затраты на топливо), постоянные затраты не зависят от объемов производства (затраты на ремонт, на поддержание в исправном состоянии инфраструктуры и оборудования). При этом конечный потребитель, оплачивая стоимость электроэнергии, оплачивает и совокупность переменных издержек отрасли, связанных с производством электроэнергии, оплачивая стоимость мощности, компенсирует совокупность постоянных затрат, связанных с необходимостью поддержания в работоспособном состоянии энергетической инфраструктуры. Так, например, плата в пользу генерирующих компаний делится на две группы — электроэнергия и мощность. В некоторых случаях компания может даже вовсе не продавать электроэнергию (при отсутствии необходимости в силу падения потребления либо в силу организационно-технологических особенностей в случае с мобильной генерацией), но получать плату за мощность (обязательство оперативно начать производство электроэнергии при росте потребления или обязательство переместить мобильные генераторы на определенную энергодефицитную территорию).

стоимость услуги по передаче оплачивается в двухставочном выражении (отдельно рассчитывается и оплачивается ставка на содержание сетей и отдельно ставка на оплату потерь электроэнергии).

Пятую ЦК могут выбрать потребители, у которых так же, как и в 3 ЦК, налажен почасовой учет электроэнергии, однако выбрав эту ЦК, потребитель обязуется осуществлять самостоятельно почасовое планирование своего потребления, а стоимость услуги по передаче оплачивается в одноставочном выражении.

Шестая ЦК в целом похожа на 5 ЦК, за исключением того, что стоимость услуги по передаче оплачивается в двухставочном выражении.

Кроме всего прочего, в рамках каждой ценовой категории цена также дифференцируется в зависимости от уровня напряжения (до 0,4кВ, от 1 до 20 кВ, 35 кВ, свыше 110 кВ), а до 1 июля 2018 г. еще дифференцировалась по подгруппам максимальной мощности энергопринимающего оборудования (до 150 кВт, от 150 до 670 кВт, от 670 кВт до 10 МВт, свыше 10 МВт). С 1 июля 2018 г. группы до 150 кВт и от 150 до 670 кВт объединены в одну группу до 670 кВт, и если раньше потребители с мощностью от 150 до 670 кВт оплачивали сбытовую надбавку более низкую, чем потребители с мощностью до 150 кВт, то после объединения указанных групп сбытовая надбавка стала считаться усредненной для всех потребителей. В результате в ближайшее время процессы ухода потребителей от гарантирующих поставщиков в пользу независимых энергосбытовых компаний еще более активизируются.

Уровень напряжения и величина максимальной мощности энергопринимающего оборудования потребителя отражаются в акте об осуществлении технологического присоединения, который является обязательным приложением к договору энергоснабжения. При этом необходимо отметить, что чем выше уровень максимальной мощности и уровень напряжения, тем ниже цена на

электроэнергию. Поэтому очень важно в целях экономии в расчетах с энергосбытовой компанией применять корректный уровень напряжения и мощности.

Также необходимо учитывать, что в течение дня цена на электроэнергию на оптовом рынке значительно колеблется (ночью, как правило, значительно дешевле, в пиковые часы — дороже), поэтому равномерное распределение электрической нагрузки в течение суток или смещение нагрузки на ночные либо непиковые часы, когда стоимость электроэнергии минимальна, в сочетании с переходом предприятия на почасовой учет электроэнергии, позволяет предприятию добиваться существенной экономии затрат.

При этом грамотно выбранная ценовая категория в совокупности с применением иных мероприятий энергоменеджмента (применение корректных технических параметров в расчетах) дает предприятиям экономию до 15% от стоимости электроэнергии.

Перекрестное субсидирование, или на что живет сбыт?

Ключевая задача реформирования электроэнергетики, связанная с планами по переходу от тарифного регулирования к формированию цен на электроэнергию на рыночной основе, за прошедшие годы решена только частично. В результате на конечного потребителя электроэнергии продолжают транслироваться искаженные затраты, возникшие на том или ином участке технологической цепочки (генерация, сети, сбыт), что ведет к перекрестному субсидированию¹².

К сожалению, приходится констатировать, что все чередующиеся методы государственного регулирования энерготарифов и цен, с завидной регулярностью рождаемые в недрах органов власти, так или иначе устраниают один вид перекрестного субсидирования и приводят

¹² Под перекрестным субсидированием понимается дискриминация одной группы потребителей за счет другой, например проявляемая в форме установления цены ниже уровня затрат для потребителей группы «население», и установление цены, существенно превышающей уровень затрат, для других групп потребителей.

к появлению других проблем или видов перекрестного субсидирования.

Конечно, можно до бесконечности совершенствовать систему ценообразования и государственного регулирования цен, усложнять ее и придумывать все новые и новые параметры, при введении которых, по мнению разработчиков, система регулирования становится наконец-то совершенной. Однако для потребителя и участников рынка это влечет лишь постоянное усложнение законодательства и возникновение излишних затрат по поддержанию работоспособности системы. Наилучший метод установления цен — рыночный, основанный на балансе между имеющимся спросом и предложением.

В части поставок электроэнергии для населения сохраняется всеобъемлющее государственное регулирование. Так, энергосбытовые компании покупают электроэнергию в целях поставки ее населению у генерирующих компаний в специальном сегменте оптового рынка по регулируемым договорам (РД), услуга по передаче электроэнергии, а также сбытовая надбавка гарантирующих поставщиков тоже подлежат государственному регулированию. И если услуга по передаче электроэнергии является монопольным видом деятельности, то производство и сбыт таковыми не являются, но тем не менее продолжают оставаться отраслями с госрегулированием.

В части обеспечения электроэнергией предприятий и организаций говорить о свободных ценах можно лишь частично. На первый взгляд, электроэнергия и мощность торгуются на оптовом рынке, где ценообразование происходит условно свободно. Несмотря на то что государство проводит коммерческий отбор мощности (КОМ), некоторым станциям государство позволяет работать в так называемом вынужденном режиме¹⁵ или даже переводит

¹⁵ Вынужденный режим работы для генерирующих компаний устанавливается в случае, если они в силу своей ценовой неконкурентоспособности не получают плату за мощность в рамках коммерческого отбора мощности. Однако из-за технологической невозможности закрытия данной станции она продолжает работать в вынужденном режиме по тарифу, установленному ФСТ.

целые регионы на покупку электроэнергии по регулируемым договорам (Северный Кавказ, Республика Карелия). В результате существуют как бы два рынка. На одном действуют рыночные правила ценообразования, на другом они не действуют, и, по сути, существует государственное регулирование цен. Причем игроки, работающие по рыночным законам, вынуждены оплачивать издержки рынка по поддержке нерыночной ее части.

В результате сохраняющегося государственного регулирования и существующих прекозов рынка возникают различные формы перекрестного субсидирования:

- между населением и прочими потребителями;
- между электроэнергией и теплом;
- между крупными и небольшими предприятиями;
- между сельским и городским населением, между потребителями с электрическими и газовыми плитами;
- между предприятиями, подключенными к шинам Федеральной сетевой компании (ФСК), и предприятиями, подключенными к объектам электросетевого хозяйства прочих субъектов;
- между регионами, покупающими электроэнергию по регулируемым договорам и на РСВ (рынок на сутки вперед);
- между одноставочным тарифом и другими тарифами.

При этом в рамках существовавшей парадигмы государственного регулирования органы власти, как правило, согласовывают гарантирующему поставщику некий перечень расходов (сбытовую надбавку), необходимый для ведения энергосбытовой деятельности, причем прибыль либо исключается полностью, либо имеет символическое значение. Причем сбытовая надбавка между разными регионами может отличаться в 5—7

раз, при этом минимальные и максимальные надбавки для населения и прочих потребителей практически не отличаются (табл. 4 и 5).

Однако если проанализировать финансовую отчетность ведущих энергосбытовых компаний страны за последние 10 лет, то можно увидеть, что при наличии грамотного менеджмента энергосбытовые компании демонстрировали весьма приличные финансовые результаты. Очевидно, что они зарабатывают не только благодаря имеющейся сбытовой надбавке. Безусловный лидер по показателю чистой прибыли в 2017г. — ООО «Русэнергосбыт» (5,4 млрд руб.), благодаря удачным тарифно-балансовым решениям и грамотной стратегии развития превосходные финансовые показатели демонстрируют ПАО «Мосэнергосбыт» и АО «Петербургская сбытовая компания» (чистая прибыль — 2,9 млрд руб. и 1,2 млрд руб. соответственно), причем обеспеченную денежным потоком (5 млрд руб. и 1,4 млрд руб. соответственно).

Так, настоящий золотой дождь пролился на энергосбытовые компании в 2009—2011 гг., когда одноставочный тариф для потребителей дифференцировался по числу часов использования мощности (ЧЧИМ). Отклонение фактической структуры потребления по ЧЧИМ по сравнению со структурой, учтенной при регулировании, при существовавшей неурегулированности вопроса по расчету ЧЧИМ вело к возникновению сверхприбылей у энергосбытовых компаний, что позволило существенно обогатиться инвесторам, вложившимся в считавшийся изначально неперспективный энергосбытовой бизнес. Не случайно именно в эти годы был запущен процесс укрупнения и консолидации игроков в энергосбытовой сфере. Крупнейшие компании отрасли попали в орбиту интересов федеральных госкомпаний, в компании помельче стали приходиться частные инвесторы. Конечно, правительство не могло не заметить этих явлений, и уже в 2012 г., будучи в то время премьер-министром, В. Путин поручил принять меры по ограничению сверхприбылей энергосбытовых компаний, и ЧЧИМ

отменили, что, казалось бы, должно было привести к снижению привлекательности отрасли. Действительно, с отменой ЧЧИМ доходность энергосбытовой сферы снизилась, однако остаются другие инструменты.

Компании стали серьезно заниматься оптимизацией затрат, развивать коммерческие услуги, активнее стали работать с должниками в части взыскания пени, в результате усиления конкуренции энергосбытовые компании начали серьезнее подходить к качеству обслуживания потребителей, развивая формы дистанционного обслуживания, электронного обмена документами, особенно ужесточилась конкуренция за право энергоснабжения крупных платежеспособных потребителей.

В то же время возникли иные факторы, позволяющие получать энергосбытовым компаниям экономические эффекты (дополнительные доходы/расходы), обусловленные спецификой системы государственного регулирования:

- доходы, связанные с превышением фактического полезного отпуска над плановым¹⁴;
- доходы, связанные с изменением фактической структуры потребления по сравнению с плановой структурой, принятой при регулировании;
- доходы, связанные с неполной трансляцией стоимости купленной электроэнергии на оптовый рынок;
- доходы, связанные с трансляцией стоимости купленной электроэнергии на оптовом рынке.

Эталонный сбыт

В 2017 г. вышли постановление Правительства РФ и методические указания, определившие принципиально новые правила установления сбытовых надбавок гарантирующих

¹⁴ В некоторых случаях возможно образование и убытков, например, по населению в случае превышения фактического полезного отпуска над плановым. Тогда электроэнергию для населения в пределах объема, превышающего объем покупки по РД в пределах баланса, приходится докупать по высокой цене на РСВ либо БР, но продавать также по регулируемой цене.

поставщиков, которые начали действовать с 1 июля 2018 г.¹⁵.

Ранее регулирование производилось по принципу «затраты плюс», когда гарантирующий поставщик защищал в Региональной энергетической комиссии свои затраты, которые потом применялись в виде процентной надбавки к покупной цене на электроэнергию в расчете на кВт·ч. При таком подходе чем выше складывалась покупная цена электроэнергии или больше оказывался фактический полезный отпуск по сравнению с учтенным при регулировании, тем больше зарабатывала энергосбытовая компания, в противоположном случае — при снижении покупной цены или объема — энергосбытовая компания зарабатывала, соответственно, меньше.

Принципиально новое в регулировании сбытовых надбавок методом эталонов состоит в том, что для гарантирующих поставщиков установлены стандарты затрат или эталоны, и компании должны удерживать свои затраты в процессе хозяйственной деятельности не выше установленного методом эталонов уровня. Если компании удалось сэкономить — получай прибыль, если фактические затраты превышают уровень, установленный методом эталонов, то приводи затраты в соответствие с эталоном или уходи с рынка.

Согласно новым правилам регулятор установил некие стандарты затрат или эталоны для гарантирующих поставщиков¹⁶ на одну точку учета в каждом регионе в зависимости от масштаба деятельности (количества точек учета) и группы потребителей (население делится на сельское, городское и исполнителей коммунальных

¹⁵ Постановление Правительства РФ от 21.07.2017 № 863 и приказ ФАС России от 21.11.2017 № 1554/17 «Об утверждении методических указаний по расчету сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков с использованием метода сравнения аналогов».

¹⁶ Согласно Методике все затраты делятся на постоянные компоненты затрат (оплата труда и содержание помещений, печать и доставка счетов, затраты на колл-центр и интернет-обслуживание, на сбор показаний приборов учета и на прием оплаты, накладные затраты) и переменные компоненты (резервы по сомнительным долгам и затраты, расходы по кредитам, расчетная предпринимательская прибыль), а также неподконтрольные (амортизация, налоги, капитальные вложения).

услуг, юридические лица в зависимости от мощности).

Например, эталонные затраты по обслуживанию населения гарантирующего поставщика на оплату труда для территории с приведенным количеством точек не более 11 300 составляют 232,44 руб. на точку учета для Республики Марий Эл, 469,13 руб. — для Санкт-Петербурга. Или, например, эталонные затраты на содержание помещения при обслуживании потребителя мощностью до 670 кВт для территории с приведенным количеством точек свыше 755 601 составляют в Алтайском крае 155,8 руб. на точку учета, в Москве — 378,82 руб.

Эталонные затраты по обслуживанию населения гарантирующего поставщика в части той же оплаты труда небольшого гарантирующего поставщика в Московской области на оплату труда¹⁷ составляют 469,13 руб. на точку учета, а для крупного гарантирующего поставщика¹⁸ — уже 279,51 руб. на точку учета.

Причем сбытовая надбавка так же, как и раньше, разделена по группам потребителей. Первая группа — население и приравненные к нему категории потребителей, вторая — сетевые организации, которые покупают электроэнергию у ГП для компенсации потерь, третья — прочие потребители, которые подразделяются на три подгруппы: менее 670 кВт — первая группа, от 670 кВт до 10 МВт — вторая, последняя — более 10 МВт.

Первая подгруппа раньше делилась на две части: до 150 кВт и от 150 до 670 кВт. Получается, что тот, кто раньше попадал в группу до 150 кВт (как правило, малый бизнес), имел самый высокий тариф. Сейчас их включили в группу до 670 кВт, и они замешались с более дешевой подгруппой верхнего уровня. Согласно проведенным расчетам, у тех, кто был в подгруппе до 150

кВт, цена несколько снизится в некоторых случаях до 10%, у тех, кто был покрупнее (от 150 кВт до 670 кВт), незначительно повысится — примерно на 2%.

По замыслу разработчиков, в целом новая методика приведет к необходимости сокращать затраты для менее эффективных компаний, и к получению дополнительных доходов более эффективными компаниями. Регулятор считает, что сальдированный эффект за три года для потребителей от применения нового метода тарифообразования в виде совокупного снижения затрат, транслируемых энергосбытовыми компаниями на потребителей, составит не менее –12,65 млрд руб. Получается, что в целом объем урезанных затрат превысит объем дополнительных доходов аж на 12,65 млрд руб. Так, крупнейшая частная энергосбытовая компания страны, ПАО «ГК ТНС Энерго», в своем отчете указала, что в результате эталонного регулирования НВВ компаний группы только в 2018 г. по сравнению с 2017 г. вырастет на 20,25%¹⁹.

Не подвергая сомнению объем и ценность работы, проведенной разработчиками новой методики, все-таки констатируем, что новый подход к регулированию сбытовой надбавки не лишен недостатков.

1. Непрозрачный расчет эталонов. Любые стандарты или эталоны затрат являются субъективными и зачастую отражают лоббистские возможности тех или иных участников процесса или являются отражением текущей конъюнктуры рынка.
2. Неравномерность развития территорий. Хотя была проведена огромная работа по дифференциации эталонов по территориям, группам потребителей и масштабу деятельности, однако любая математическая модель, какими бы талантливыми ни были разработчики, всегда содержит в себе условности и недостатки, которые будут в результате вести к образованию сверхдоходов у одних компаний, как правило, крупнейших участников рынка,

¹⁷ Согласно Методике для территории с приведенным количеством точек не более 11 300, такое количество точек соответствует большинству небольших ГП, работающих в Московской области.

¹⁸ Гарантирующий поставщик с количеством точек от 181 301 до 272 000 (такое количество точек имеет крупнейший ГП, работающий в Московской области).

¹⁹ ГК «ТНС Энерго». URL: <https://corp.tns-e.ru/upload/iblock/eac/Otchetnost-TNS-energo-2017-g.pdf>

участвовавших непосредственно в экспертизе реформы, и банкротству других, чаще всего небольших региональных компаний.

Таким образом, титанический труд по совершенствованию государственного регулирования лишь устраняет часть проблем и одновременно ведет к появлению новых белых пятен, а также к существенному усложнению регулятивных отраслевых норм. Поэтому единственный путь — создание реально конкурентного рынка электроэнергии в стране. В числе важных направлений государственной политики должно быть формирование конкурентной среды в

энергосбытовом бизнесе, возможностей для клиентов, как физических, так и юридических лиц, по беспрепятственному переходу к конкурирующим энергосбытовым компаниям, лишение гарантирующих поставщиков эксклюзивного права по энергоснабжению населения, средних и малых предприятий и организаций. Критики дальнейшей либерализации розничного рынка электроэнергии приводят аргумент, связанный с перспективами многократного роста цены в этом случае, что не подтверждается сегментами рынка, где уже реально существуют конкурентные отношения среди поставщиков электроэнергии (рынок крупных потребителей).

Таблица 1

Структура конечной цены на розничном рынке электроэнергии за январь — июль 2018 г.

Table 1

The structure of the end-user price in the retail electricity market in January–July, 2018

Категория	Фактический отпуск электроэнергии в натуральном выражении, тыс. кВт·ч	Фактическое начисление за электроэнергию (мощность), тыс. руб. (с НДС)	Цена руб./кВт·ч (с НДС)	Доля по фактическому начислению, %
Розничные потребители (всего по РФ)	459 886 234	1 808 893 249	3,93	100
Услуги по передаче	387 810 679	692 629 191	1,79	38,3

Источник: по данным Центра финансовых расчетов.

URL: <https://cfrenergo.ru/upload/iblock/92d/uoven-raschetov-na-rre-v-2016g..pdf>

Source: The ZAO Financial Services Center data.

URL: <https://cfrenergo.ru/upload/iblock/92d/uoven-raschetov-na-rre-v-2016g..pdf>

Таблица 2

Изменение конечной цены на розничном рынке электроэнергии в июле 2018 г. к конечной цене июля 2017 г., руб./кВт·ч (с НДС)

Table 2

Change in the end-user price in the retail electricity market in July, 2018, to the end-user price in July, 2017, RUB per kWh (incl. VAT)

Группы потребителей	Июль 2017 г.	Июль 2018 г.	Отклонение, %
Промышленные потребители	3,42	3,54	3,5
Непромышленные потребители	4,19	4,4	5
Бюджетные потребители	5,38	5,83	8,4
Сельскохозяйственные потребители	5,34	5,45	2,1
Население	3,11	3,23	3,9
По всем группам	3,78	3,96	4,8

Источник: по данным Центра финансовых расчетов.

URL: <https://cfrenergo.ru/upload/iblock/92d/uoven-raschetov-na-rre-v-2016g..pdf>

Source: The ZAO Financial Services Center data.

URL: <https://cfrenergo.ru/upload/iblock/92d/uoven-raschetov-na-rre-v-2016g..pdf>

Таблица 3**Тарифное меню по определению предельных нерегулируемых цен на электроэнергию для юридических лиц****Table 3****Power tariff options to determine the limit of unregulated electricity prices for legal entities**

Составляющие предельного уровня нерегулируемой цены	I ценовая категория	II ценовая категория	III ценовая категория	IV ценовая категория	V ценовая категория	VI ценовая категория
Стоимость электрической энергии (мощности)	В целом за месяц	В целом за месяц по зонам суток	Почасовой учет	Почасовой учет	Почасовое планирование	Почасовое планирование
	СВНЦ на э/э (мощность) за расчетный период	СВНЦ на э/э (мощность) по зонам суток	Ставка на э/э + ставка на мощность	Ставка на э/э + ставки на мощность	Ставки на э/э + ставка на мощность	Ставки на э/э + ставки на мощность
	Определяет гарантирующий поставщик	Определяет администратор торговой системы	Определяет гарантирующий поставщик	Определяет гарантирующий поставщик	Определяет гарантирующий поставщик	Определяет гарантирующий поставщик
Тарифы на услуги по передаче электрической энергии	Одноставочный тариф на услуги по передаче электрической энергии с учетом стоимости нормативных технологических потерь в электрических сетях	Одноставочный тариф на услуги по передаче электрической энергии с учетом стоимости нормативных технологических потерь в электрических сетях	Одноставочный тариф на услуги по передаче электрической энергии с учетом стоимости нормативных технологических потерь в электрических сетях	Ставка для определения расходов на оплату технологических потерь электрической энергии	Одноставочный тариф на услуги по передаче электрической энергии с учетом стоимости нормативных технологических потерь в сетях	Ставка для определения расходов на оплату технологических потерь электрической энергии
	Утверждается РЭК с дифференциацией по уровням напряжения: ВН, СН1, СН2, НН					
Сбытовая надбавка ГП	Утверждается РЭК с дифференциацией по группам (подгруппам) потребителей: менее 670 кВт, от 670 кВт до 10 мВт, свыше 10 мВт					
Плата за инфраструктурные услуги	Рассчитывается в соответствии с п. 9(1) Правил определения и применения гарантирующими поставщиками нерегулируемых цен на э/э (мощность), утвержденными постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 № 1179 (публикует ГП и АТС)					

Источник: по информации НП «Совет рынка»*Source:* The Association NP Market Council data

Таблица 4

Минимальные и максимальные значения сбытовых надбавок по тарифной группе «Население и приравненные к нему категории потребителей» в 2018 г.

Table 4

The minimum and maximum values of retail mark-ups for the tariff group *Population and Equivalent Categories of Consumers*, 2018

Субъект РФ	Гарантирующий поставщик	Средневзвешенная величина сбытовой надбавки в 2017 г.	Средневзвешенная величина сбытовой надбавки в 2018 г.	Прирост/снижение, %
Максимальные в 2018 г.				
Республика Марий Эл	ПАО «ТНС энерго Марий Эл»	0,35	0,54	54,3
Архангельская область	ПАО «МРСК Северо-Запада»	0,44	0,5	13,6
Хабаровский край	ПАО «ДЭК» (филиал «Хабаровскэнергообл»)	0,52	0,46	-11,5
Белгородская область	ОАО «Белгородэнергообл»	0,17	0,46	170,6
Республика Коми	ОАО «Коми энергосбытовая компания»	0,58	0,43	-25,9
Минимальные в 2018 г.				
Республика Крым	ГУП РК «Крымэнерго»	0,11	0,15	36,4
Чеченская Республика	АО «Чеченэнерго»	0,1	0,12	20
Республика Тыва	АО «Тываэнергообл»	0,11	0,12	9,1
Амурская область	ПАО «ДЭК» филиал «Амурэнергообл»	0,09	0,09	0
Республика Дагестан	ПАО «Дагестанская энергосбытовая компания»	0,06	0,09	50

Источник: Обзор сбытовых надбавок за 2018г., НП «Совет рынка».

URL: <https://www.np-sr.ru/ru/market/retail/dogc/index.htm>

Source: A review of retail mark-ups for 2018: the Association NP Market Council data.

URL: <https://www.np-sr.ru/ru/market/retail/dogc/index.htm>

Таблица 5**Минимальные и максимальные значения сбытовых надбавок по тарифной группе «Прочие до 670 кВт» в 2018 г.****Table 5****The minimum and maximum values of retail mark-ups for the tariff group *Other up to 670 kW*, 2018**

Субъект РФ	Гарантирующий поставщик	Средневзвешенная величина сбытовой надбавки в 2017 г.	Средневзвешенная величина сбытовой надбавки в 2018 г.	Прирост/снижение, %
Максимальные в 2018 г.				
Ростовская область	ПАО «ТНС энерго Ростов-на-Дону»	0,55	0,59	7,3
Нижегородская область	ПАО «ТНС энерго Нижний Новгород»	0,53	0,51	-3,8
Республика Хакасия	Филиал ПАО «МРСК Сибири» — «Хакасэнерго»	0,61	0,51	-16,4
Еврейская автономная область	ПАО «ДЭК» филиал Энергосбыт ЕАО	0,4	0,5	25
Республика Ингушетия	ПАО «МРСК Северного Кавказа» — «Ингушэнерго»	0,36	0,5	38,9
Минимальные в 2018 г.				
Республика Дагестан	ПАО «Дагестанская энергосбытовая компания»	0,06	0,14	133,3
Челябинская область	ПАО «Челябэнерго»	0,14	0,14	0
Республика Татарстан	ОАО «Татэнерго»	0,11	0,12	9,1
Республика Карелия	ООО «ТНС энерго Карелия»	0,43	0,12	-72,1
Новосибирская область	ОАО «Новосибирскэнерго»	0,08	0,11	37,5

Источник: Обзор сбытовых надбавок за 2018 г., НП «Совет рынка».

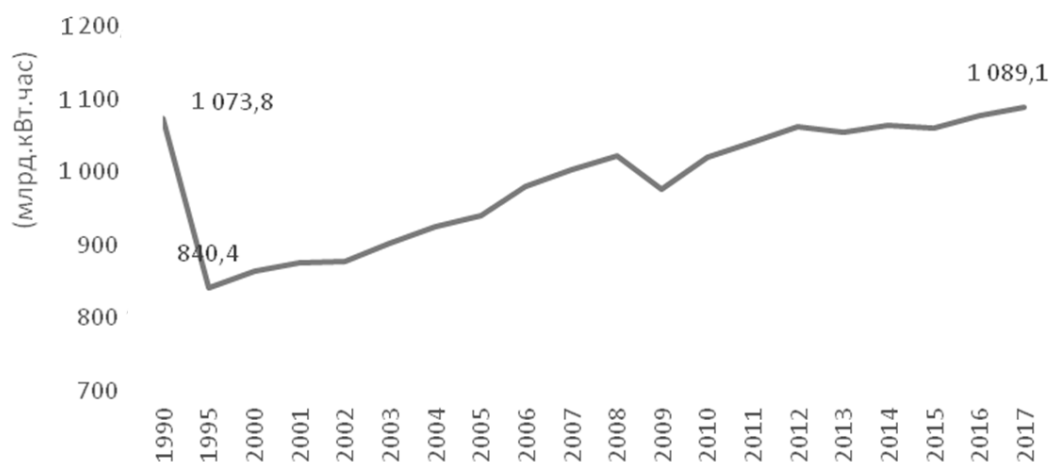
URL: <https://www.np-sr.ru/ru/market/retail/dogc/index.htm>

Source: A review of retail mark-ups for 2018: the Association NP Market Council data.

URL: <https://www.np-sr.ru/ru/market/retail/dogc/index.htm>

Рисунок 1
Потребление электроэнергии в России (1990–2017 гг.)

Figure 1
Electricity consumption in Russia (1990–2017)

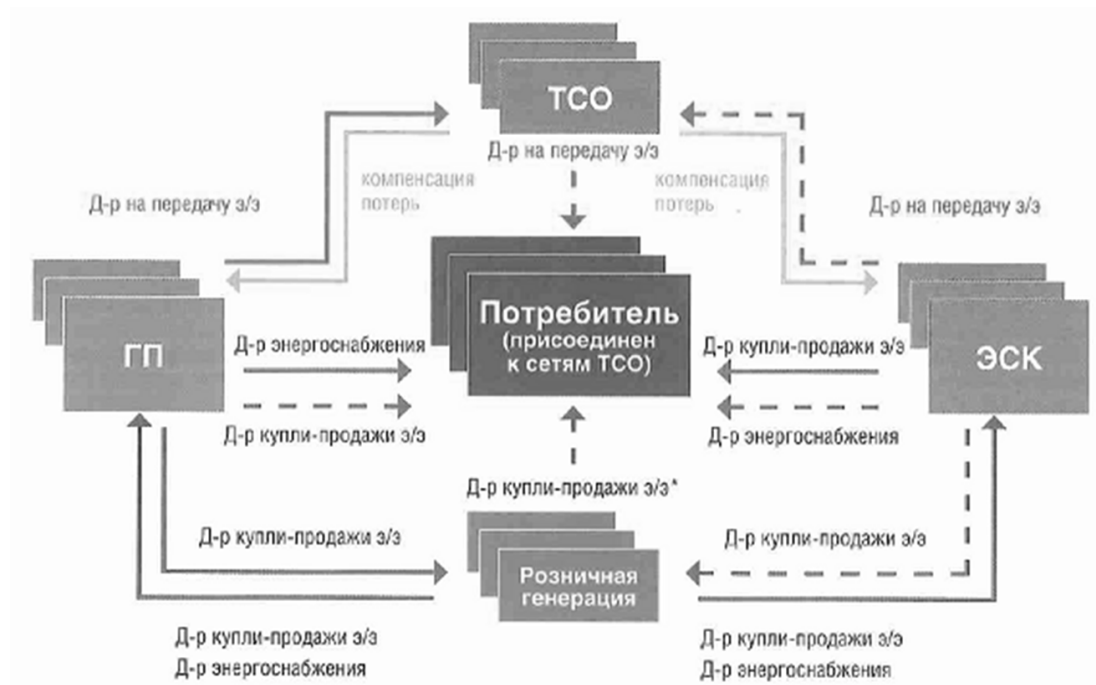


Источник: по информации Федеральной службы государственной статистики РФ.
 URL: http://www.gks.ru/free_doc/new_site/business/prom/el-potr.xls

Source: The Russian Federation Federal State Statistics Service data.
 URL: http://www.gks.ru/free_doc/new_site/business/prom/el-potr.xls

Рисунок 2
Организация функционирования розничного рынка электроэнергии

Figure 2
Organization of functioning of the retail market of the electric power



Источник: подготовлено по материалам НП «Совет рынка»

Source: Authoring, based on the Association NP Market Council data

Список литературы

1. Волкова Е.Д., Захаров А.А., Подковальников С.В. и др. Система и проблемы управления развитием электроэнергетики России // Проблемы прогнозирования. 2012. № 4. С. 53—65. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sistema-i-problemy-upravleniya-razvitiem-elektroenergetiki-rossii>
2. Беляев Л.С. Проблемы электроэнергетического рынка. Новосибирск: Наука, 2009. 296 с.
3. Волков Э.П., Баринов В.А., Маневич А.С. Проблемы и перспективы развития электроэнергетики России. М.: Энергоатомиздат, 2001. 430 с.
4. Тукенов А.А. Рынок электроэнергии: от монополии к конкуренции. М.: Энергоатомиздат, 2005. 413 с.
5. Cramton P. Electricity Market Design: The Good, the Bad, and the Ugly. Proceedings of the 36th Hawaii International Conference on System Sciences, January 2003, Big Island, Hawaii. URL: <https://pdfs.semanticscholar.org/ecb5/a7c7dbb7318ef43cbddeb5304463592e9d.pdf>
6. Волков Э.П., Баринов В.А., Маневич А.С. и др. Перспективы развития электроэнергетики России до 2030 г. URL: <http://isem.irk.ru/symp2010/papers/RUS/S1-04r.pdf>
7. Кононов Ю.Д. Пути повышения обоснованности долгосрочных прогнозов развития ТЭК. Новосибирск: Наука, 2015. 147 с.
8. Макаров А.А. Электроэнергетика России в период до 2030 года: контуры желаемого будущего. М.: Институт энергетических исследований РАН, 2007. 183 с.
9. Сюткин Б.Д., Получальников М.К. Развитие электроэнергетики в России в 1920—1991 годах и формирование оптового рынка электроэнергии в ЕЭС России в 1989—2000 годах. М.: МЭИ, 2016. 185 с.
10. Гальперова Е.В., Кононов Ю.Д., Мазурова О.В. Прогнозирование спроса на энергоносители в регионе с учетом их стоимости // Регион: экономика и социология. 2008. № 3. С. 207—219.
11. Афанасьев В.Я., Кузьмин В.В. Об актуальных исследованиях и разработках проблем развития конкурентных отношений на электроэнергетических рынках // Вестник университета (Государственный университет управления). 2015. № 11. С. 5—16. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/ob-aktualnyh-issledovaniyah-i-razrabotkah-problem-razvitiya-konkurentnyh-otnosheniy-na-elektroenergeticheskikh-rynkah>
12. Воротницкий В.Э., Кузьмин В.В. О повышении эффективности электроэнергетики на основе развития механизмов конкурентного электроэнергетического рынка // Энергетик. 2016. № 5. С. 3—10. URL: <http://www.energetik.energy-journals.ru/index.php/EN/article/view/534>
13. Стенников В.А., Паламарчук С.И., Головщиков В.О. Создание эффективных розничных рынков электрической и тепловой энергии — важнейшая задача отечественной электроэнергетики // Энергетик. 2018. № 2. С. 3—6. URL: <http://www.energetik.energy-journals.ru/index.php/EN/article/view/945>
14. Knittel C. PWP-048 The Origin of State Electricity Regulation: Revisiting an Unsettled Topic. University of California Energy Institute, Berkeley, 1999. URL: <https://www.yumpu.com/xx/document/view/35370573/pwp-048-the-origins-of-state-electricity-regulation-revisiting-an->

15. Гальперова Е.В., Кононов Д.Ю., Мазурова О.В. Оценка конкурентоспособности вариантов энергоснабжения крупных потребителей в условиях неопределенности // Энергетическая политика. 2015. № 2. С. 37–46. URL: <http://isem.irk.ru/publications/article201500003105/>
16. Кутовой Г.П. Современная тарифная политика в электроэнергетике РФ или почему для бизнеса актуален вопрос перехода на самоэнергообеспечение // Энергетик. 2018. № 6. С. 36–42. URL: <http://www.energetik.energy-journals.ru/index.php/EN/article/view/1084>
17. Локтионов В.И. Оценка эффективности инвестиционных проектов в энергетике с учетом предельных цен на энергоносители // Экономический анализ: теория и практика. 2014. Т. 13. Вып. 33. С. 17–22. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/otsenka-effektivnosti-investitsionnyh-proektov-v-energetike-s-uchetom-predelnyh-tsen-na-energonositeli>

Информация о конфликте интересов

Я, автор данной статьи, со всей ответственностью заявляю о частичном и полном отсутствии фактического или потенциального конфликта интересов с какой бы то ни было третьей стороной, который может возникнуть вследствие публикации данной статьи. Настоящее заявление относится к проведению научной работы, сбору и обработке данных, написанию и подготовке статьи, принятию решения о публикации рукописи.

POWER SUPPLY BUSINESS OF RUSSIA: FINANCIAL AND ECONOMIC ASPECTS AND CHALLENGES

Yakov P. FEDOROV

Financial University under Government of Russian Federation, Moscow, Russian Federation
yacov@list.ru
<https://orcid.org/0000-0001-5780-0533>

Article history:

Received 20 September 2018
Received in revised form
4 October 2018
Accepted 18 October 2018
Available online
29 November 2018

JEL classification: G30

Keywords: power supply business, default supplier, electricity prices, reference sales, cross-subsidization, ESCO company

Abstract

Subject This article discusses the financial and economic aspects of the development of energy supply business in Russia.

Objectives The article aims to reveal financial and economic problems of development of energy service companies (ESCO) in Russia.

Methods For the study, I used empirical and logical constructions, analysis and synthesis, generalization, a systems approach, and the methods of comparative analysis.

Results The article formulates the basic financial-and-economic and procedural-and-institutional aspects of functioning of the energy supply industry. It shows the specifics of pricing and government regulation on the retail electricity market. The article also describes the types of cross-subsidization in the industry and some types of economic effects not stipulated by the State regulation.

Conclusions and Relevance The article notes the tendency of the industry to consolidation and integration, small companies are abandoning the market. ESCO companies lose their independence. The main vector of the industry development is the transition to remote service. The only way to solve the problem is to create a real competitive electricity market in the country, depriving the guaranteeing suppliers of exclusive rights on the energy supply to the population, small and medium-sized enterprises and organizations. The results of the study can be used to improve the State regulation of the industry and assess the development prospects of the industry by specialists of analysis services of specialized bodies of State power and energy providers.

© Publishing house FINANCE and CREDIT, 2018

Please cite this article as: Fedorov Ya.P. Power Supply Business of Russia: Financial and Economic Aspects and Challenges. *Finance and Credit*, 2018, vol. 24, iss. 11, pp. 2503–2522.
<https://doi.org/10.24891/fc.24.11.2503>

References

1. Volkova E.D., Zakharov A.A., Podkoval'nikov S.V. et al. [System and management problems of the electric power industry's development in Russia]. *Problemy prognozirovaniya = Problems of Forecasting*, 2012, no. 4, pp. 53–65. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sistema-i-problemy-upravleniya-razvitiem-elektroenergetiki-rossii> (In Russ.)
2. Belyaev L.S. *Problemy elektroenergeticheskogo rynka* [Problems of the electrical power market]. Novosibirsk, Nauka Publ., 2009, 296 p.
3. Volkov E.P., Barinov V.A., Manevich A.S. *Problemy i perspektivy razvitiya elektroenergetiki Rossii* [Problems and prospects of development of the power industry of Russia]. Moscow, Energoatomizdat Publ., 2001, 430 p.
4. Tukenov A.A. *Rynok elektroenergii: ot monopolii k konkurentsii* [The electric power market: from monopoly to competition]. Moscow, Energoatomizdat Publ., 2005, 413 p.

5. Cramton P. Electricity Market Design: The Good, the Bad, and the Ugly. Proceedings of the 36th Hawaii International Conference on System Sciences, January 2003, Big Island, Hawaii.
URL: <https://pdfs.semanticscholar.org/ecb5/a7c7dbb7318ef43cbddebbae5304463592e9d.pdf>
6. Volkov E.P., Barinov V.A., Manevich A.S. et al. *Perspektivy razvitiya elektroenergetiki Rossii do 2030 g* [The prospects of development of the power industry of Russia till 2030].
URL: <http://isem.irk.ru/symp2010/papers/RUS/S1-04r.pdf> (In Russ.)
7. Kononov Yu.D. *Puti povysheniya obosnovannosti dolgosrochnykh prognozov razvitiya TEK* [Ways to increase the validity of long-term forecasts of the Fuel and Energy Complex' development]. Novosibirsk, Nauka Publ., 2015, 147 p.
8. Makarov A.A. *Elektroenergetika Rossii v period do 2030 goda: kontury zhelaemogo budushchego* [Power industry of Russia during the period till 2030: contours of the desired future]. Moscow, Energy Research Institute of RAS Publ., 2007, 183 p.
9. Syutkin B.D., Poluchal'nikov M.K. *Razvitie elektroenergetiki v Rossii v 1920–1991 godakh i formirovanie optovogo rynka elektroenergii v EES Rossii v 1989–2000 godakh* [Development of the power industry of Russia in 1920–1991 and the formation of a wholesale market of electric power in the UES of Russia in 1989–2000]. Moscow, MPEI Publ., 2016, 185 p.
10. Gal'perova E.V., Kononov Yu.D., Mazurova O.V. [Forecasting of a demand for energy carriers in the region taking into account their cost]. *Region: ekonomika i sotsiologiya = Region. Economics and Sociology*, 2008, no. 3, pp. 207–219. (In Russ.)
11. Afanas'ev V.Ya., Kuz'min V.V. [About the current research and development of the evolution's problems of competitive relations in the electricity markets]. *Vestnik universiteta (Gosudarstvennyi universitet upravleniya) = Vestnik Universiteta (State University of Management)*, 2015, no. 11, pp. 5–16. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/ob-aktualnyh-issledovaniyah-i-razrabotkah-problem-razvitiya-konkurentnyh-otnosheniy-na-elektroenergeticheskikh-rynkah> (In Russ.)
12. Vorotnitskii V.E., Kuz'min V.V. [About increase in efficiency of power industry on the basis of development of the mechanisms of competitive electrical power market]. *Energetik*, 2016, no. 5, pp. 3–10. URL: <http://www.energetik.energy-journals.ru/index.php/EN/article/view/534> (In Russ.)
13. Stennikov V.A., Palamarchuk S.I., Golovshchikov V.O. [Creation of efficient retail markets for electric and thermal energy is the most important task of the domestic electric power industry]. *Energetik*, 2018, no. 2, pp. 3–6.
URL: <http://www.energetik.energy-journals.ru/index.php/EN/article/view/945> (In Russ.)
14. Knittel C. PWP-048 The Origin of State Electricity Regulation: Revisiting an Unsettled Topic. University of California Energy Institute, Berkeley, 1999.
URL: <https://www.yumpu.com/xx/document/view/35370573/pwp-048-the-origins-of-state-electricity-regulation-revisiting-an->
15. Gal'perova E.V., Kononov D.Yu., Mazurova O.V. [Assessment of competitiveness of energy options to major consumers in the face of uncertainty]. *Energeticheskaya politika = The Energy Policy*, 2015, no. 2, pp. 37–46. URL: <http://isem.irk.ru/publications/article2015000003105/> (In Russ.)
16. Kutovoi G.P. [Modern tariff policy in the electricity the Russian Federation or why business relevant question switch to self dependence]. *Energetik*, 2018, no. 6, pp. 36–42.
URL: <http://www.energetik.energy-journals.ru/index.php/EN/article/view/1084> (In Russ.)

17. Loktionov V.I. [Assessing investment project efficiency in energy sector based on energy price ceiling]. *Ekonomicheskii analiz: teoriya i praktika = Economic Analysis: Theory and Practice*, 2014, vol. 13, iss. 33, pp. 17–22. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/otsenka-effektivnosti-investitsionnyh-proektov-v-energetike-s-uchetom-predelnyh-tsen-na-energonositeli> (In Russ.)

Conflict-of-interest notification

I, the author of this article, bindingly and explicitly declare of the partial and total lack of actual or potential conflict of interest with any other third party whatsoever, which may arise as a result of the publication of this article. This statement relates to the study, data collection and interpretation, writing and preparation of the article, and the decision to submit the manuscript for publication.