

---

УДК 338.5  
ББК 65.05 С 89

*Регион: экономика и социология, 2012, № 3 (75), с. 152–166*

## **ТАРИФЫ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ КАК ОТРАЖЕНИЕ РЕФОРМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ**

**Н.И. Суслов, Н.В. Черная**

*ИЭОПП СО РАН*

*Статья подготовлена при финансовой поддержке Российского гуманитарного научного фонда (проект № 12-02-00258)*

### **Аннотация**

Развенчан миф о более низких тарифах на электроэнергию в России по сравнению с мировыми: рассчитанные по паритету покупательной способности, тарифы для российской промышленности в 2008 г. были в 2,5 раза выше, чем в Норвегии, и в 1,4 раза – чем в Финляндии и США. Проанализированы оптовые цены на электроэнергию и конечные для различных категорий потребителей с 2001 по 2011 г., выделен 2009 г. – следующий после реформы РАО «ЕЭС России». Показано, что несмотря на падение в 2009 г. реальных тарифов генерирующих компаний на 50%, реальные тарифы для различных категорий потребителей в регионах выросли на 9%. В зависимости от темпов падения оптовых цен на электроэнергию после реформы выделены зоны с разной степенью конкуренции среди генерирующих предприятий. Показано завышение необходимой валовой выручки сетевыми (сбытовыми) компаниями при расчете тарифов методом RAB в условиях отсутствия конкуренции среди поставщиков электроэнергии, а также системного контроля со стороны государственных регулирующих органов в послереформенный период.

**Ключевые слова:** тарифы сетевых компаний, реальные тарифы, паритет покупательной способности, метод RAB, реформа РАО «ЕЭС России»

## Abstract

The paper explodes the myth that electric power prices in Russia are lower than those of the world. Being calculated on the base of purchasing power parity, such prices for industries were 2.5 times higher in Russia than in Norway and 1.4 times higher in Finland and the USA in 2008. Analyzing the wholesale and different consumers' electric power prices over 2001–2011, we can state that 2009, which is the year following the reform of the RAO Unified Energy System of Russia, stands out against a ground of other years under study. We also can state that despite a 50% drop in the real prices set by regional power generating companies, the real prices for different consumers were higher by 9%. Subject to the different drops in wholesale electric power prices taken place after the reform, we can identify zones which are characterized by different levels of competitiveness among power generating companies. Moreover, under lack of both competitive environment among energy power suppliers and governmental control in the post-reform period, network suppliers used to overstate their required gross operating incomes to calculate prices by RAB method.

**Keywords:** network supplier's prices, real prices, purchasing-power parity, RAB method, reform of the RAO Unified Energy System of Russia

1 июля 2008 г. РАО «ЕЭС России» прекратило свое существование, активы были пропорционально распределены между государством и миноритарными акционерами. Государственные доли в оптовых генерирующих компаниях (ОГК) и территориальных генерирующих компаниях (ТГК) были проданы частным инвесторам, чтобы создать в этом сегменте конкуренцию<sup>1</sup>. Электросети были оставлены за государством: управление магистральными сетями с классом напряжения от 220 кВ перешло к федеральной сетевой компании (ФСК), доля государства в капитале которой превышает 75%, межрегиональные же сети меньшей мощности были переданы на баланс межрегио-

---

<sup>1</sup> ОГК объединяют электростанции, специализированные на производстве почти исключительно электрической энергии. В ТГК входят главным образом теплоэлектроцентрали, которые производят как электрическую, так и тепловую энергию. ОГК построены по экстерриториальному принципу, тогда как ТГК объединяют станции соседних регионов.

нальных сетевых компаний (МРСК). Контрольные пакеты акций большинства из них были переданы государственной компании «Холдинг МРСК». Она была образована для управления распределительными сетевыми компаниями. Доля государства в уставном капитале ОАО «Холдинг МРСК» составляет 55%. Около 100 филиалов компании расположены на территории 69 субъектов Федерации. В июле 2012 г. эти сети переданы ФСК.

С января 2011 г. оптовый рынок электроэнергетики и мощности (ОРЭМ) вышел на проектную мощность. Весь объем реализуемой конечным потребителям – юридическим лицам электрической энергии приобретается энергосбытовыми компаниями на оптовом рынке по свободным ценам, а продается по ценам фиксированным, утверждаемым в регионах. В январе–феврале 2011 г. произошел скачок тарифов. Стали появляться статьи о провале реформы приватизации РАО «ЕЭС России», о том, что формально рынок есть, но к снижению цен на электроэнергию это не привело (см., например, [1]). Рост цен на электроэнергию в ряде регионов РФ за первые два месяца 2011 г. по сравнению с 2010 г. составил 30–40%: в Тверской области – 32,9%, в Курской – 33,2, в Саратовской – 32, в Омской – 30, в Астраханской – 46,5, в Пензенской – 37%.

На рассматриваемом отрезке времени наибольший рост был в 2010 г.: от 19% на Дальнем Востоке до почти 30% – в Приволжском, Сибирском, Южном, Северо-Западном и Центральном федеральных округах. В 2011 г. удалось уменьшить рост тарифов: среднегодовой тариф на электроэнергию, отпущенную различным категориям потребителей, вырос в среднем по России на 8%, в Южном федеральном округе – на 10, а в Сибирском – на 15% (рис. 1). В 2009 г., сразу после реформы, тарифы выросли в Сибирском федеральном округе на 34,4%, рост по РФ и в Центральном федеральном округе составлял 20%.

Распространен миф, что в России тарифы на электроэнергию ниже, чем во многих странах мира. Но если сопоставлять тарифы по паритету покупательной способности (ППС), то у нас они оказываются выше, чем в странах ОЭСР. ППС представляет собой сумму, которую требуется заплатить в данной стране в местной валюте за эквивалентную корзину товаров и услуг, приобретаемую в США за единицу ва-

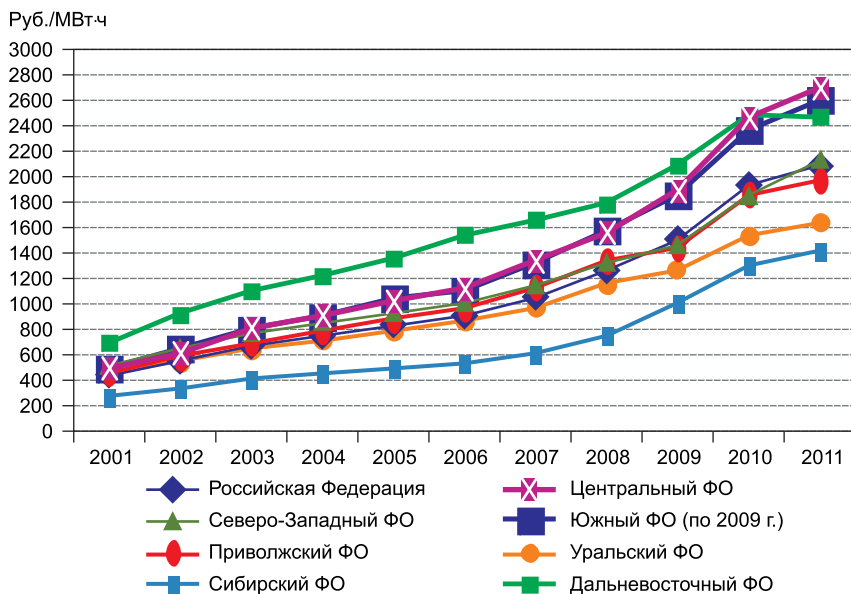


Рис. 1. Среднегодовые цены на электроэнергию, опущенную различным категориям потребителей по федеральным округам

люты США. Такой тариф лучше отражает реальные затраты на электроэнергию, во всяком случае при международных сравнениях, поскольку учитывает уровень продажных цен. Уровни тарифов на электроэнергию для промышленных потребителей, измеренные по ППС, в среднем ниже в развитых странах, чем в странах со средним или низким душевым доходом. Например, относительно низкими являются тарифы для данной категории потребителей в Норвегии, США, Канаде, Финляндии – странах с высоким доходом. Самые высокие тарифы действуют в Доминиканской Республике, Колумбии, Чили, Венгрии, Словакии, Турции, Чехии – странах с более низким доходом.

Это, однако, лишь отчасти объясняется абсолютными уровнями тарифов на электроэнергию, которые в странах со средним и низким душевым доходом (за исключением Доминиканской Республики) незначительно отличаются от их уровней в развитых странах. Более

значимый фактор – общий уровень цен (соотношение ППС и номинального валютного курса), который в этих странах в разы меньше, чем в США и других развитых странах. Это вполне закономерно, поскольку уровень цен внутри страны в существенной мере определяется величиной внутреннего спроса, которая, в свою очередь, напрямую зависит от реальных доходов в данной экономике. Более низкая производительность труда обуславливает меньшую емкость внутреннего рынка и более низкие цены на товары и услуги, особенно такие, которые по своей природе не могут быть экспортированы. Таким образом, уровни цен в развивающихся странах с меньшими реальными душевыми доходами оказываются в среднем ниже, чем в развитых экономиках. По этой причине относительные тарифы на электроэнергию, рассчитанные по ППС, в указанных странах в среднем выше, чем в богатых государствах. В странах ОЭСР средние уровни цен заметно выше, чем в других странах, вошедших в выборку, – в 1,8 раза. Это и есть фактор, определивший соотношение относительных тарифов.

В России в 2001 г. средний тариф для промышленных предприятий регионов составил 2,1 цента за 1 кВтч, т.е. около 40% от тарифа в США и значительно меньшую величину, чем в большинстве стран мира. Но в пересчете по ППС он был на уровне 8,2 ц./кВтч, что оказалось вдвое выше, чем в Норвегии, Финляндии и Франции, на 55–60% выше, чем в Германии, США и Канаде, и на 30% выше, чем в странах ОЭСР. Данное обстоятельство, однако же, не стало препятствием для высоких темпов роста ВВП России как в 2001 г., так и в последующие годы вплоть до мирового экономического кризиса. По мере роста доходов происходило увеличение спроса на российские товары и услуги, что подтягивало внутренние цены к уровням цен других стран. Одновременно ППС приближался к номинальному курсу доллара, и тарифы на электроэнергию очень заметно упали уже к середине 2000-х годов, несмотря на их значительный рост при пересчете просто по курсу. К апрелю 2011 г. средний тариф для промышленности регионов поднялся до 7,6 ц./кВтч, если применить номинальный текущий курс доллара США. Можно полагать, что в пересчете по ППС (если использовать его уровни 2006–2008 гг.) средний тариф для промыш-

ленных потребителей составил в данный период около 14,4 ц./кВтч, что на 40% больше, чем было в среднем по зоне ОЭСР в 2008 г., но меньше, чем по другим странам. Однако можно с уверенностью утверждать, что тарифы, измеряемые по ППС, по сравнению с уровнями 2008 г. серьезно выросли в большинстве стран мира. Значит, тарифы на электроэнергию в России в настоящее время выше, чем в среднем по зоне ОЭСР, но не на 40%, а в меньшей степени.

Динамику тарифов в России удобнее оценить на основе очищенных от инфляционной составляющей тарифов. Чтобы понять, каковы возможности воспроизводства отрасли и бремя энергозатрат для потребителей регионов, важно знать изменения относительных цен. Если тарифы растут быстрее среднего уровня цен, то это значит, что возможности закупок ресурсов для электроэнергетики возрастают, а финансовое положение укрепляется. И наоборот.

За десятилетие реальные тарифы на электроэнергию, проданную различным категориям потребителей выросли и в России (рис. 2), и в Сибирском федеральном округе в 2 раза. В то же время оптовые цены, очищенные от инфляционной составляющей, в 2008 г. (год реформы) были на 60% больше, чем в следующем году.

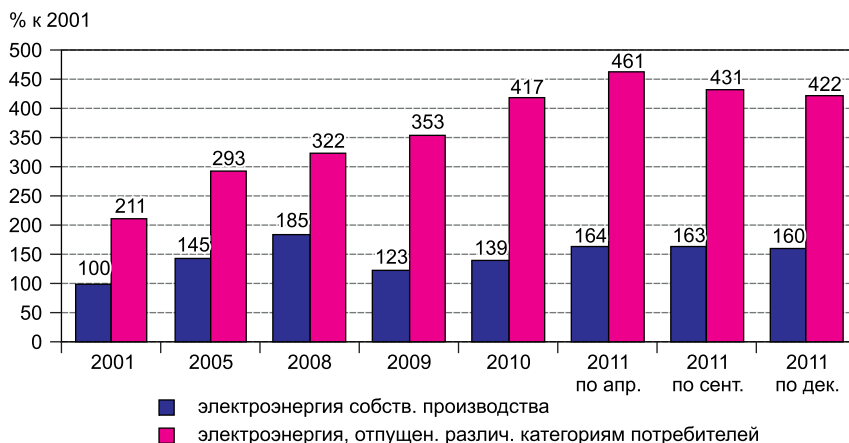


Рис. 2. Динамика реальных тарифов на электроэнергию в России

**Динамика удельного веса тарифа генерирующих компаний в конечной цене электроэнергии для различных категорий потребителей, %**

Федеральный округ	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	<b>2008</b>	2009	2010	2011 по апр.	2011 по дек.
Центральный	70	62	57	60	62	66	57	<b>52</b>	28	30	32	33
Северо-Западный	49	40	65	61	65	63	69	<b>67</b>	36	34	37	38
Южный	33	27	25	27	26	42	59	<b>51</b>	31	33	37	38
Приволжский	33	27	35	36	38	45	55	<b>55</b>	37	39	43	46
Уральский	84	83	81	73	87	70	50	<b>54</b>	47	48	47	52
Сибирский	47	59	58	50	59	62	68	<b>69</b>	34	29	32	34
Дальневосточный	43	45	53	45	38	39	70	<b>75</b>	24	23	26	26
Российская Федерация	48	45	47	47	49	55	59	<b>58</b>	35	33	36	38

Тариф производителей электроэнергии – генерирующих компаний после реформы РАО «ЕЭС России» уменьшился и абсолютно, и относительно в общей цене электроэнергии. Если удельный вес в конечном тарифе вырос в РФ с 48% в 2001 г. до 58% в 2008 г., то в 2009 г. он упал до 35% и немного вырос к 2011 г. – до 38% (см. таблицу).

Среди федеральных округов в Уральском округе удельный вес тарифа генерирующих компаний в общем тарифе уменьшился в 2009 г. на 7%, в то время как в Дальневосточном с 75% он упал до 24%, или в 3 раза, в Сибирском – в 2 раза. В Центральном и Северо-Западном округах падение составило немногим меньше, чем 2 раза, в Южном и Приволжском – около 1,5 раза. Таким образом, образовались зоны с разной степенью конкуренции среди генерирующих предприятий в реформированной электроэнергетике<sup>2</sup>. В Уральском федеральном округе конкурентных сегментов, по-видимому, не получилось. Про-

<sup>2</sup> Системным оператором Единой энергетической системы определены две ценовые зоны: Европа – Урал и Сибирь. Эти ценовые зоны разделены на 28 зон свободного перетока. Ценообразование на рынке построено на основе зональных цен.

тивоположность – Сибирь и Дальний Восток, умеренная конкуренция – в Центре и на Северо-Западе, сюда же примыкают Юг и Поволжье.

После реформы РАО «ЕЭС России» произошла частичная утрата эффектов масштаба и вертикальной интеграции. Уже в конце 2009 г. началось укрупнение компаний: на базе ОАО «Газпром энергохолдинг» завершилась консолидация контрольных пакетов акций Мосэнерго, ТГК-1, ОГК-2 и ОГК-6, купленных «на распродаже» РАО «ЕЭС России». Их суммарная генерирующая мощность составляет 36 ГВт.

В середине июля 2011 г. «Газпром» и компания «Ренова» подписали соглашение об объединении энергетических активов. Согласно этому документу, объединение энергоактивов будет происходить под брендом «Газпром энергохолдинг», и в результате более 40% еврозоны оптового рынка мощностей окажется у одного владельца, что создает монопольные риски. «Газпром энергохолдинг» – вертикальное объединение, включающее и поставщиков топлива, и собственные сбытовые компании. Параллельно «Газпром энергохолдинг» провел объединение ОГК-2 и ОГК-6 на базе «двойки», это крупнейшая в России тепловая генерирующая компания с установленной мощностью 18,357 ГВт. «КЭС-холдинг», пока еще входящий в состав «Реновы», тоже начал процесс объединения принадлежащих ему ТГК-5, ТГК-6, ТГК-7 и ТГК-9 на базе «девятки» [2]. «Роснефть» решает вопрос о продаже своей «дочки» – «РН-Энерго» группе «Интер РАО», принадлежащей государству. В составе холдинга «Энергострим» объединены 10 сбытовых компаний.

Идет процесс вертикальной и горизонтальной реинтеграции, формируется олигополистический тип рынка, на котором несколько фирм контролируют его основную часть. В работе [3] утверждается, что из 28 зон свободного перетока в двадцати число рыночных игроков не превышает трех, а уровень конкуренции среди поставщиков ОРЭМ существенно выше, чем среди покупателей. Для олигополии характерны ограничения по вхождению новых фирм в отрасль, а также злоупотребление рыночной силой (возможность влияния на цены, например ограничение выпуска с целью поддержания более вы-



соких цен или деление потребителей на группы в зависимости от объема и постоянства потребления). В этом случае Федеральная антимонопольная служба должна противостоять риску монополизации энергетики. Предписаний о нарушении антимонопольного законодательства на оптовом рынке электроэнергии в послереформенный период не было.

Генерирующие компании являются поставщиками оптового рынка электроэнергии; покупателями выступают энергосбытовые компании, которые приобретают электрическую энергию на оптовом рынке по свободным ценам, а продают по фиксированным, утверждаемым в регионах ценам. Если среди поставщиков ОРЭМ сложились конкурентные отношения, то среди покупателей конкуренции нет, поэтому нет стимулов для снижения затрат.

В среднем по России сетевой тариф (тариф для различных категорий потребителей за вычетом тарифа на электроэнергию собственного производства) к 2010 г. стал в 2 раза больше тарифа генерирующих компаний, в Центральном и Сибирском федеральных округах – в 2,4 раза (рис. 3). Наибольший рост тарифов электросетевых компаний произо-

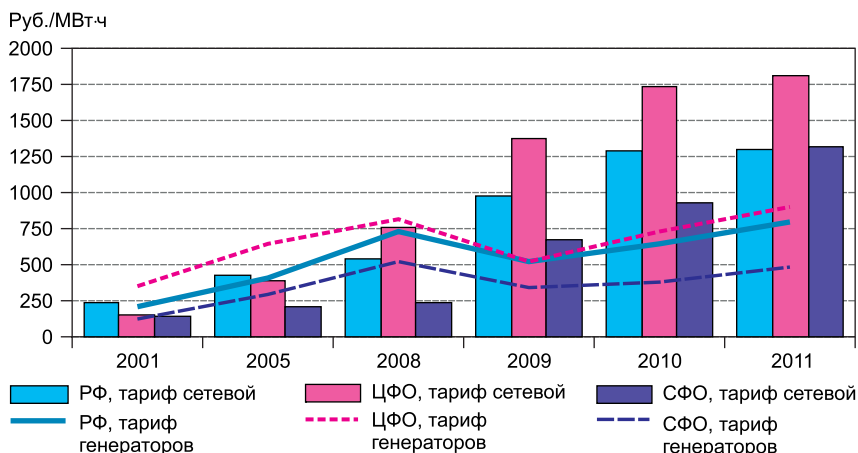


Рис. 3. Среднегодовые тарифы сетевых (включая сбытовые) и генерирующих компаний для некоторых федеральных округов

шел в 2009 г.: на 80% по России и в Центральном федеральном округе и на 180% – в Сибирском. Рост в остальных округах составил от 20% в Уральском до 260% в Дальневосточном. При существовании ценовых рыночных или конкурентных сигналов в среде поставщиков электроэнергии такого увеличения тарифов произойти не могло. Э. Набиуллина так охарактеризовала рост тарифов для конечных потребителей: «В условиях монопольного положения, конечно, поставщики имеют возможности навязывать свои условия для завышения цен на электроэнергию, и страдает от этого прежде всего малый и средний бизнес. Завышение может составить от 5 до 7%, и по году для потребителей такой дополнительный доход обходится в целом примерно в 100 млрд руб. В этом году, к примеру, сумма была порядка 160 млрд руб.» [4].

Правительство РФ приняло 4 ноября 2011 г. Постановление № 877 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации в целях совершенствования отношений между поставщиками и потребителями электрической энергии на розничном рынке» [5]. Постановление отменяет штрафы за недобор электроэнергии для небольших потребителей, а с 1 апреля 2012 г. порядок расчетов дифференцирован по числу часов использования мощности. Эти меры призваны снизить плату за энергию для малого и среднего бизнеса. Постановлением предусматривается упрощение перехода потребителей от гарантирующего поставщика к независимым энергосбытовым организациям<sup>3</sup>. Кроме того, гарантирующий поставщик должен публиковать на своем сайте в Интернете в течение 20 календарных дней с даты окончания расчетного периода все составляющие расчета средневзвешенных нерегулируемых цен электрической энергии (мощности), используемые для расчета предельного уровня нерегулируемых цен первой ценовой категории – в целях повышения прозрачности

---

<sup>3</sup> Среди сбытовых компаний преобладают гарантирующие поставщики (подают ценопринимаящие заявки), составляющие около 50% от общего количества покупателей, или 80% по объему закупок. Крупные конечные потребители составляют 15%. Остальные 35% – энергосбытовые компании, не получившие статус гарантирующих поставщиков.

услуг. Тариф на электроэнергию включает тариф генерирующих компаний и тариф сетевых компаний.

Многие страны Западной Европы в середине 1990-х годов перешли на метод RAB (Return Asset Base) – метод доходности инвестированного капитала. Европейский союз в 2002 г. обязал страны Восточной Европы применять RAB-регулирование при установлении тарифов для монополий. Метод RAB в мире считается образцом тарифного регулирования в первую очередь для распределительных электрических сетей, систем теплоснабжения, водоснабжения и связи. Регулирование тарифов по методу RAB имеет ряд преимуществ перед системой «Затраты+», но только в том случае, если это происходит в конкурентной среде.

В России в 2008 г. стартовали три пилотных проекта, а в 2009 г. утверждены еще шесть субъектов Федерации, в которых тарифы нескольких сетевых организаций формировались на основе метода RAB. Регулирующим субфедеральным органам было предоставлено право самостоятельно принимать решения о превышении предельных размеров тарифов на электрическую энергию, если это обусловлено объемом инвестиционных программ энергокомпаний. В этих субъектах были утверждены предельные уровни долгосрочных тарифов на услуги по передаче электроэнергии на 2009–2011 гг. С 1 января 2011 г. все сетевые компании перешли на принципы долгосрочного тарифообразования. Большинство из них использует принцип RAB.

Метод «Затраты+» предполагает покрытие текущей себестоимости передачи электроэнергии с учетом небольшой премии, которая предназначается для реновации оборудования. По методу RAB тарифы включают не только текущие издержки компаний, но и их потенциальные инвестиции; кроме того, тарифы устанавливаются на трехлетний срок. Для расчета тарифа на основе метода RAB используется понятие необходимой валовой выручки, которая рассчитывается на 3 или 5 лет вперед исходя из заранее установленных параметров: 1) уровня себестоимости; 2) начальной базы капитала или того, сколько компания уже инвестировала на момент принятия тарифа; 3) объема запланированных на ближайший тарифный период инвестиций; 4) норм доход-

ностей на «старый» и «новый» капитал, достаточных для привлечения новых инвестиций и соответствующих риску инвестирования в компанию. Все четыре величины должны утверждаться Федеральной службой по тарифам (ФСТ) для каждой компании в отдельности. За решением правления ФСТ должны следовать решения региональных энергокомиссий. Инвестор будет знать, что ему гарантирован доход на вложенный капитал исходя из срока возврата в течение 35 лет.

В методологию RAB заложено ежегодное снижение условно-постоянных затрат в соответствии с установленным индексом эффективности. Так, в 2010 г. оплата труда была сохранена на прежнем уровне, а остальные постоянные затраты снижены на 10% (при этом объем инвестиционных программ увеличился в 1,5 раза). Тарифы для конечных потребителей к 2011 г. выросли по России на 65% по сравнению с 2008 г. Этот рост теоретически должен был быть уменьшен «сглаживанием тарифа» в пределах 12% от годовой выручки (ограничение годового роста тарифа за счет переноса части выручки на несколько следующих лет), но этого не произошло. В связи с решением Правительства РФ о сдерживании роста тарифов на электроэнергию в 2011 г. предполагалось провести дополнительное сглаживание тарифа в объеме примерно 5% [6].

Введение метода RAB способствовало завышению тарифов. Так, в 2010 г. при проверке сетевых организаций, использующих метод RAB, Управлением контроля за ценообразованием в электроэнергетике ФСТ были отмечены следующие недостатки:

- низкое качество инвестиционных программ;
- завышение сметной стоимости строительства энергообъектов, например включение в базу капитала объектов непродуцирующей сферы, причем по стоимости, не поддающейся разумному объяснению;
- завышение независимыми оценщиками стоимости инвестированного капитала;
- завышение полной восстановительной стоимости линий электропередач.

Известны примеры, когда проверка Федеральной службой по тарифам восстановительной стоимости основных фондов, корректировка стоимости инвестированного капитала позволили снизить тарифы на передачу электроэнергии до 30% [7].

В конце 2011 г. было решено ограничить круг организаций, которые могут применять метод RAB. Существенные изменения и дополнения в правила применения метода доходности на инвестированный капитал вносит принятое 29 декабря 2011 г. Постановление Правительства РФ № 1178 [8]:

- темп роста одноставочного котлового тарифа на услуги по передаче электрической энергии в регионе не должен превышать темп, установленный прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации;
- доля заемного капитала на конец каждого года первого периода регулирования составляет не менее 25% от размера инвестированного капитала (ряд территориальных сетевых организаций, перешедших на RAB ранее, не отвечают данному требованию по структуре капитала);
- вводится ограничение на применение метода RAB компаниями, уже использующими его при расчете тарифов, в случае отсутствия инвестиционной программы со сроком действия до 2018 г. (многие территориальные сетевые организации, в том числе входящие в ОАО «Холдинг МРСК», разрабатывают пятилетние инвестиционные программы). В этом случае регулирование тарифов на электрическую энергию (мощность) осуществляется с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки.

Важные изменения коснулись и определения объема инвестиций, учитываемых в базе капитала:

- при определении полной и остаточной величины инвестированного капитала учитываются только фактически введенные в эксплуатацию активы, тогда как ранее инвестиции учитыва-

лись после подписания акта выполненных работ в случае незавершенного строительства;

- стоимость объектов, введенных в эксплуатацию после 1 января 2013 г., не должна превышать типовые расценки капитального строительства на объекты сетевого хозяйства, утверждаемые Советом рынка.

На заседании Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики, состоявшемся 19 декабря 2011 г. на Саяно-Шушенской ГЭС, прозвучала критика энергокомпаний. Проверка выявила, что из 352 руководителей 169 аффилированы с другими коммерческими организациями, которые «кормятся» от данных госструктур. Применяются как банальные схемы хищения средств, которые должны направляться на обслуживание энергосетей, их ремонт и модификацию, так и более сложные, связанные с расхищением через игру тарифами, как правило, с участием местных администраций. По результатам проверки были приняты кадровые решения в отношении многих энергокомпаний. Два месяца было дано для проверки всех государственных компаний, не только энергетических, на коррупционную составляющую и на наличие связей их сотрудников с офшорами. Характерен пример Росатома, который только в 2010 г. самостоятельно снял более трех десятков высших руководителей и более 200 ответственных за закупки лиц. В результате только за счет закупочных процедур в 2011 г. в российской атомной отрасли экономия составила 11% от суммы конкурентных закупок.

После продажи государственных долей РАО «ЕЭС России» в генерирующих компаниях частным инвесторам в секторе генерации установилась конкуренция между компаниями, поставляющими энергию на оптовый рынок. Об этом можно судить по динамике тарифов в генерации в период 2009–2011 г. Процессы реинтеграции в реформированной электроэнергетике привели к созданию новых вертикально-интегрированных компаний, финансово-промышленных групп. В области поставок электроэнергии конечным потребителям либерализации не произошло (все сетевые компании являются компаниями «с государственным участием»). Неготовность государства

к управлению вновь появившимися структурами, монопольное положение поставщиков электроэнергии стали причиной значительного роста тарифов сбытовых компаний. Особую роль в завышении тарифов сыграл переход на тарифообразование в сетевых компаниях по методу RAB. К раздуванию тарифов привел также сговор компаний с местными властями в отдельных регионах.

На решение проблемы направлены принятые в ноябре и декабре 2011 г. постановления Правительства РФ, а также постановление об обязательном участии в работе региональных энергетических комиссий регулятора – Совета рынка. Обеспечение возможности выбора альтернативного поставщика в каждой из зон свободного перетока создало бы стимулы для сокращения тарифов сетевых (сбытовых) компаний, что вместе с усилением контроля за тарифообразованием сформулирует условия для прекращения роста по крайней мере реальных тарифов на электроэнергию.

### Литература

1. **«Во всем виноват Чубайс»:** будет ли свет в конце реформы энергетики. – URL: <http://top.rbc.ru/economics/25/07/2011/607133.shtml> (дата обращения 10.09.2011).
2. **Гладунов О.** Игра в приватизацию PAO «ЕЭС» закончилась. – URL: <http://svpressa.ru/economy/article/45670/> (дата обращения 07.10.2011).
3. **Трачук А.В.** Оценка состояния конкурентной среды на оптовом рынке электроэнергии // Экономические науки. – 2010. – № 5 (66). – С. 124–130.
4. Российская газета. – 2011. – 7 нояб. – С. 3.
5. **Собрание** законодательства РФ. – 2011. – № 45. – Ст. 6404.
6. **Тарифы** на электроэнергию в 2011 году снизят за счет сетевых компаний. Услуги ФСК ЕЭС подешевеют на 5%. – URL: <http://www.energovopros.ru/novosti/svet/18720/> (дата обращения 25.03.2011).
7. **Метод RAB** выгоден как регулируемой организации, так и потребителю // Энергорынок. – 2010. – № 2 (74). – URL: <http://www.fstrf.ru/press/interview/44> (дата обращения 15.03.2011).
8. **Собрание** законодательства РФ. – 2012. – № 4. – Ст. 504.

*Рукопись статьи поступила в редколлегию 19.06.2012 г.*

© Суслов Н.И., Черная Н.В., 2012